

**Національна академія наук України  
Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна**

**В.П. Нагорний, І.І. Денисюк**

**Технології інтенсифікації  
видобутку вуглеводнів**

**За редакцією докт. техн. наук,  
проф. В.П. Нагорного**

**Київ – 2013**

Рецензент: докт. техн. наук, проф. *Огородніков П.І.* –  
декан факультету комп'ютерних технологій і нафтогазової  
інженерії Міжнародного науково-технічного університету  
ім. академіка Юрія Бугая

**Технології інтенсифікації видобутку вуглеводнів / В.П. Нагорний, І.І. Денисюк:** за редакцією В.П. Нагорного; НАН України, Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна. – Київ, 2013. – С. 268, іл. 78, табл. 17, бібл. 201.

Викладені дані про фізико-механічні та фільтраційні характеристики порід-колекторів нафти і газу. Приведено опис сучасного стану імпульсних технологій підвищення дебіту нафтогазовидобувних свердловин.

Основна увага приділена розробленим у Відділенні геодинаміки вибуху Інституту геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України широкому колу технологій покращання стану привибійної зони пластів, а саме: вибуховим технологіям і пристроям, комплексним обробкам свердловин, перфорації та обробці фільтрів свердловин. Особлива увага звернута на акустичну обробку свердловин як в межах привибійної зони, так і продуктивного пласта в цілому. Розглянуті також деякі види кислотних обробок, а також ремонтних робіт в свердловинах. Приведені технології інтенсифікації спорудження підземних ємкостей в кам'яних солях методом розмивання, в т. ч. в складних гірничо-геологічних умовах.

Викладені відомості про результати випробувань розроблених технологій та їх ефективність. Показана динаміка дебіту свердловин після проведення робіт з інтенсифікації. Окреслені деякі перспективні напрямки в розробці високоефективних технологій підвищення продуктивності видобувних свердловин.

Для інженерно-технічних працівників і спеціалістів нафтогазової галузі, які займаються питаннями підвищення нафтогазовидобутку на діючих родовищах.

Рекомендовано до друку Робочою секцією геодинаміки вибуху Вченої ради Інституту геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України (протокол № 4 від 27.06.2013 р.).

## Зміст

Передмова . . . . .	4
Розділ 1. <b>Фізико-механічні та фільтраційні характеристики порід-колекторів нафти і газу . . . . .</b>	6
Розділ 2. <b>Сучасний стан імпульсних технологій інтенсифікації видобутку вуглеводнів . . . . .</b>	31
2.1. Вібродія із земної поверхні. . . . .	32
2.2. Акустичні методи підвищення нафтовіддачі пластів та інтенсифікації видобутку нафти. . . . .	45
Розділ 3. <b>Вибухові технології інтенсифікації видобутку вуглеводнів . . . . .</b>	80
Розділ 4. <b>Вибухові пристрої при проведенні робіт з торпедування свердловин . . . . .</b>	106
4.1. Вибухові пристрої для інтенсифікації видобутку вуглеводнів . . . . .	106
4.2. Вибухові пристрої із захистом колон свердловин від імпульсних навантажень . . . . .	150
Розділ 5. <b>Комплексна обробка нафтогазових свердловин . . . . .</b>	161
Розділ 6. <b>Перфорація свердловин . . . . .</b>	184
Розділ 7. <b>Обробка фільтрів свердловин . . . . .</b>	190
Розділ 8. <b>Акустична обробка нафтогазових пластів . . . . .</b>	197
Розділ 9. <b>Кислотна обробка привибійних зон нафтогазових свердловин . . . . .</b>	215
Розділ 10. <b>Ремонтні роботи у видобувних свердловинах . . . . .</b>	223
Розділ 11. <b>Підземні сховища в кам'яних солях . . . . .</b>	229
Розділ 12. <b>Промислові випробування розроблених технологій. . . . .</b>	248
Розділ 13. <b>Перспективні напрямки розробки новітніх технологій інтенсифікації видобутку вуглеводнів . . . . .</b>	254
Список використаних джерел . . . . .	257

## Передмова

В наш час енергетична стабільність держави пов'язується із нарощуванням видобутку енергоносіїв як за рахунок освоєння нових перспективних родовищ вуглеводнів, так і застосування нових технологій інтенсифікації видобутку вуглеводнів.

В процесі розробки нафтогазових родовищ фільтраційні характеристики порід-колекторів нафти і газу суттєво погіршуються, що призводить до зниження дебіту свердловин і ступеня освоєння надр. Ефективними методами покращення фільтраційного стану привибійних зон пластів (ПЗП) є використання хімічних кислот, поверхнево-активних речовин і розчинників, вібро- і теплообробок, гідророзриву пласта та ін.

Одним із головних недоліків відомих методів є недостатня вибіркова дія, в результаті чого істотно знижується їх ефективність, особливо на родовищах із багат шаровими розсіченими колекторами різної проникності. Інші недоліки, такі як потреба в громіздкому устаткуванні (гідророзрив), значні енергетичні витрати (теплова обробка), висока вартість реагентів (кислотна обробка та використання поверхнево-активних речовин) менш суттєві.

Альтернативою приведеним методам обробки ПЗП є застосування імпульсної дії на пласт, в результаті якої створюється додаткова сітка каналів фільтрації.

В монографії значна увага приділена потужній імпульсній дії, пов'язаній із застосуванням енергії вибуху. До таких засобів впливу на ПЗП відносяться торпедування і перфорація, застосування яких дає можливість поліпшити зв'язок продуктивного пласта зі свердловиною за рахунок створення як нових каналів фільтрації вуглеводнів, так і розвитку існуючих до вибуху тріщин.

Значна увага приділена комплексним обробкам свердловин, в яких поєднана дія кількох факторів, що сприяють підвищенню проникності порід-колекторів у ПЗП.

В монографії порушені питання імпульсної дії не тільки на привибійну зону, але і на продуктивний пласт в цілому, в тому числі і на його резонансних частотах. В цьому зв'язку розглянуті нові технології взаємодії акустичних збурень в середовищах із пухирями газу, в результаті чого проявляються нелінійні властивості середовища і виникають ефекти енергетичного перерозподілу та опромінення середовища на більш високих частотах, що позитивно

впливає на рухливість флюїдів. Це особливо важливо в процесі вилучення в'язких нафт із надр та інтенсифікації припливу вуглеводнів за наявності пухирцевого режиму течії флюїдів на завершальній стадії розробки нафтових родовищ.

Запропоновані також нові технології обробки фільтрів свердловин, деякі нові кислотні композиції, а також технології ремонтних робіт у видобувних свердловинах.

Розглянуті вибухові технології, що сприяють скороченню витрат при спорудженні підземних сховищ в кам'яних солях методом розмиву. Це стосується робіт з підвищення ефективності розмиву солей в початковий період будівництва і з усунення нерозчинних пластів і пропластків відкладів міцних гірських порід, наявність яких в проектному контурі розмиву ємностей значно ускладнює технологію робіт по спорудженню підземних сховищ.

При написанні монографії були використані матеріали власних досліджень, патенто захищені розробки авторів, виконані у Відділенні геодинаміки вибуху Інституту геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України, а також численні роботи відомих вчених і спеціалістів нафтогазової галузі, опубліковані в наукових та Інтернет-виданнях. Деякі технології розроблені сумісно з іншими організаціями.

В монографії широко представлені результати впровадження розроблених технологій на об'єктах нафтогазовидобувних комплексів України, Російської Федерації та Білорусі.

Викладений в монографії матеріал направлений на сприяння вибору тієї чи іншої технології підвищення видобутку вуглеводнів геолого-технологічною службою підприємств, що проводять роботи з розробки нафтових і газових родовищ.

Всі зауваження і побажання слід направляти на адресу видавництва. Автори будуть широ вдячні і використовуватимуть їх в своїй подальшій діяльності. Автори висловлюють вдячність Я.О. Юшичиній за підготовку комп'ютерної верстки книги.

## Розділ 1

### **ФІЗИКО-МЕХАНІЧНІ ТА ФІЛЬТРАЦІЙНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ НАФТИ І ГАЗУ'**

#### *Типи порід-колекторів нафти і газу*

Переважаюча частина нафтових і газових родовищ відноситься до колекторів трьох типів – гранулярних, тріщинуватих і змішаної будови. До першого типу відносяться колектори, складені піщано-алевритовими породами, поровий простір яких складається з міжзернових порожнин. Подібною будовою порового простору характеризуються також деякі пласти вапняків і доломітів. У чисто тріщинуватих колекторах (складених переважно карбонатними відкладами, сланцями) поровий простір утворюється системою тріщин. При цьому ділянки колектора між тріщинами є щільними малопроникними нетріщинуватими блоками порід, поровий простір яких практично не бере участі в процесах фільтрації. Проте, на практиці, частіше зустрічаються тріщинуваті колектори змішаного типу, поровий простір яких включає як системи тріщин, так і поровий простір блоків, каверни і карст [1].

Тріщинуваті колектори змішаного типу залежно від наявності в них порожнин різного виду підрозділяють на підтипи – тріщинувато-пористі, тріщинувато-кавернозні, тріщинувато-карстові і т. ін.

Аналіз показує, що близько 60 % запасів нафти в світі знаходиться у пісковиках, 39 % – у карбонатних відкладах і 1 % – у вивітрених метаморфічних і вивержених породах. Отже, породи осадового походження – основні колектори нафти і газу.

У зв'язку з різноманітністю умов формування осадів, колекторські властивості пластів різних родовищ можуть змінюватися в широких межах. Характерні особливості більшості колекторів – шаруватість їх будови і зміна у всіх напрямках властивостей порід, товщини пластів та інших параметрів.

Фільтраційні та колекторські властивості порід нафтового і газового пластів характеризуються такими основними показниками:

- гранулометричним (механічним) складом порід;
- пористістю;
- проникністю;

При викладенні матеріалу розд. 1 використано роботи [1–10].

- капілярними властивостями;
- питомою поверхнею;
- механічними властивостями (пружністю, пластичністю, опором розриву, стисненню та іншим видам деформацій);
- насиченістю порід водою, нафтою і газом.

Згадані властивості порід знаходяться в тісній залежності від їх хімічного складу, структурних і текстурних особливостей. Структура породи визначається переважно розміром і формою зерен. За розмірами зерен розрізняють структури: псефітову (більше 2 мм), псамітову (0,1–2 мм), алевритову (0,01–0,1 мм), пелітову (0,01 мм і менше). До текстурних особливостей породи відносять шаруватість, характер розміщення порід, взаєморозташування та кількісне співвідношення цементу і зерен породи та деякі інші параметри будови. Роль цементу часто виконують глинисті речовини. Зустрічаються також цементи хомогенного походження (карбонати, оксиди і гідроксиди, сульфати).

#### *Гранулометричний (механічний) склад порід*

Гранулометричний аналіз проводиться для визначення міри дисперсності мінеральних часток, що складають породу. Дисперсність часток зцементованих порід вивчається за їх шліфами під мікроскопом. Незцементовані піски і слабозцементовані пісковики піддають гранулометричному аналізу, розділяючи частки на фракції.

Гранулометричним (механічним) складом породи називають кількісний (масовий) вміст в породі часток різної величини. Від міри дисперсності мінералів залежить багато властивостей пористого середовища: проникність, пористість, питома поверхня, капілярні властивості та ін.

Оскільки розміри часток пісків обумовлюють їх загальну поверхню, що контактує з нафтою, від гранулометричного складу порід залежить кількість нафти, яка залишається в пласті після закінчення його розробки у вигляді плівок (що покривають поверхню зерен) і капілярно утриманої нафти.

Гранулометричний аналіз пісків використовується в практиці нафтопромислу. Наприклад, на основі механічного аналізу в процесі експлуатації нафтових родовищ для запобігання потрапляння піску в свердловину підбирають фільтри, що встановлюються на вибої.

Розмір часток гірських порід змінюється від колоїдних частинок до галечника і валунів. Проте для більшості нафтовміщуючих порід він коливається в межах 1–0,01 мм.

Поряд із звичайними зернистими мінералами в природі широко поширені глинисті і колоїдно-дисперсні мінерали з розміром часток менше 0,1 мкм ( $10^{-4}$  мм). У значній кількості вони містяться в глинах, лесях та інших породах.

У складі нафтовміщуючих порід колоїдно-дисперсні мінерали мають підлегле значення. В той же час, внаслідок значної загальної поверхні склад цих мінералів впливає на процеси поглинання катіонів (аніонів). Від їх кількості в основному залежить ступінь набухання гірських порід у воді.

Механічний склад порід визначають ситовим і седиментаційним аналізами.

### *Щільність гірських порід*

Для характеристики щільності гірських порід використовують два показники: щільність мінералів, що складають породу, і уявну щільність породи. Щільність мінералів, що складають породу – це маса одиниці об'єму мінеральної складової породи. Уявна щільність породи – відношення маси зразка породи до його видимого об'єму. Уявна щільність порід-колекторів значно менша щільності їх мінералів через наявність в породі пустот.

Найбільш поширений в лабораторній практиці пікнометричний метод визначення щільності мінералів, що складають породу, який полягає у визначенні об'єму зерен породи за об'ємом води, витісненої з пікнометра.

Уявна щільність порід-колекторів нафти і газу складає 1 600–2 800 кг/м<sup>3</sup>, а щільність мінералів, що складають породу – більше 5 000 кг/м<sup>3</sup> [2].

### *Пористість гірських порід*

Під пористістю гірської породи розуміють наявність в ній порожнин (пор), не заповнених твердою речовиною. Коефіцієнтом загальної (або абсолютної) пористості  $m$  називають відношення сумарного об'єму всіх пор  $V_{пор}$  до видимого об'єму породи  $V_0$ , тобто

$$m = \frac{V_{пор}}{V_0} .$$



Інколи пористість породи виражають у відсотках, тобто

$$m = \frac{V_{nop}}{V_0} \cdot 100 \%$$

Коефіцієнт загальної пористості порід використовується при оцінці абсолютних запасів нафти, а також для порівняння різних пластів або ділянок одного і того ж пласта [3].

За загальною пористістю гірські породи підрозділяються на три групи:

- 1 – з низькою пористістю,  $m < 5 \%$ ;
- 2 – з середньою пористістю,  $m = 5-20 \%$ ;
- 3 – з високою пористістю,  $m > 20 \%$ .

Коефіцієнтом відкритої пористості  $m_0$  прийнято називати відношення об'єму відкритих пор, що сполучаються, до об'єму зразка.

У великій мірі властивості пористих середовищ визначаються розмірами порових каналів, які розділяються на надкапілярні, капілярні і субкапілярні. До надкапілярних пор прийнято відносити пори, діаметр яких коливається в межах 2–0,5 мм, до капілярних – від 0,0002 до 0,5 мм, а до субкапілярних – пори з діаметром менше 0,0002 мм.

У надкапілярних порах рух рідини і газу перешкоджають лише сили тертя, в капілярних порах значно проявляються також і капілярні сили, а в субкапілярних порах через сильну дію капілярних сил рух рідини в природних умовах практично неможливий. Тому гірські породи, які мають значну пористість, але ці пори переважно субкапілярного характеру (глина, глинисті сланці) не відносяться до колекторів.

У зв'язку з тим, що не всі пустоти в колекторі заповнені нафтою і газом і не по всіх порах рухаються рідина і газ, введенні поняття статичної  $P_{cm}$  і динамічної  $P_{дин}$  ємності колекторів.

Статична корисна ємність колектора  $P_{cm}$  характеризує об'єм пор і порожнеч, які можуть бути зайняті нафтою і газом. Вона визначається як різниця відкритої пористості і доли об'єму пор, що зайняті залишковою водою.

При перепадах тиску, що спостерігаються в пластах, деяка частина рідини, наприклад, нерухомі плівки біля поверхні породи, краплі нафти і води, що утримуються капілярними силами в місцях контакту зерен та в звуженнях каналів і т. ін., не рухається в порах. З

цими явищами пов'язано поняття коефіцієнта динамічної корисної ємності колектора  $P_{\text{дин}}$ , який характеризує відносний об'єм пор і порожнин, через які може відбуватися фільтрація нафти і газу в умовах, що існують в пласті. Очевидно, що  $P_{\text{дин}}$  залежить від властивостей системи пласта і перепадів тиску в пласті при фільтрації в ньому рідин і газів.

Пористість в лабораторних умовах визначають за об'ємом зразка і об'ємом пор в ньому.

### *Проникність гірських порід*

Проникність – фільтраційний параметр гірської породи, що характеризує її здатність пропускати до вибою свердловини нафту, газ і воду.

Абсолютно непроникних тіл в природі немає. Проте при порівняно невеликих перепадах тиску в нафтових пластах багато порід в результаті незначних розмірів пор виявляються мало- або зовсім непроникними для рідин і газів (глини, сланці та ін.).

Більша частина осадових порід має ту чи іншу проникність. Поровий простір цих порід, окрім простору з субкапілярними порами, складається з пор великого розміру. За експериментальними даними, діаметри переважної частини пор нафтовміщуючих колекторів більше 1 мкм.

В процесі розробки нафтових і газових родовищ зустрічаються різні види фільтрації в пористому середовищі рідин і газів або їх сумішей – спільний рух нафти, води і газу, води і нафти, нафти і газу або лише нафти чи газу. При цьому проникність одного і того ж пористого середовища залежно від кількісного і якісного складу фаз буде різною. Тому для характеристики проникності порід нафтовміщуючих пластів введені поняття абсолютної, ефективної (фазової) і відносної проникності [1].

Для характеристики фізичних властивостей порід використовується абсолютна проникність.

Під абсолютною прийнято розуміти проникність пористого середовища, що визначена за наявності в ньому лише однієї фази, хімічно інертної по відношенню до породи. Абсолютна проникність – властивість породи, яка не залежить від властивостей рідини чи газу, що фільтруються, а також перепаду тиску, якщо немає взаємодії флюїдів з породою. На практиці рідини часто взаємодіють з породою

(глинисті частки розбухають у воді, смоли забивають пори). Тому для оцінки абсолютної проникності використовується повітря або газ, оскільки встановлено, що при русі рідин в пористому середовищі на його проникність впливають фізико-хімічні властивості рідин, що фільтруються.

Фазовою називається проникність порід для даного газу чи рідини за наявності (або при руху) в порах багатофазних систем. Її значення залежить не лише від фізичних властивостей порід, але і від міри насиченості порового простору рідинами чи газом і їх фізико-хімічних властивостей.

Відносною проникністю пористого середовища називається відношення фазової проникності цього середовища для даної фази до абсолютної. Для оцінки проникності гірських порід користуються лінійним законом фільтрації Дарсі, згідно з яким швидкість фільтрації рідини в пористому середовищі пропорційна градієнту тиску і обернено пропорційна динамічній в'язкості:

$$v = \frac{Q}{F} = k \frac{1}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{L}, \quad (1.1)$$

де  $v$  – швидкість лінійної фільтрації;  $Q$  – об'ємна витрата рідини за одиницю часу;  $F$  – площа фільтрації;  $\mu$  – динамічна в'язкість рідини;  $\Delta p$  – перепад тиску;  $L$  – довжина пористого середовища.

У виразі (1.1) здатність породи пропускати рідини і гази характеризується коефіцієнтом пропорційності  $k$ , який називають коефіцієнтом проникності

$$k = \frac{Q\mu L}{\Delta p F}. \quad (1.2)$$

При вимірі проникності порід по газу у формулу (1.2) слід підставляти середню витрату газу в умовах зразка:

$$k = \frac{\bar{Q}_g \mu_g L}{\Delta p F},$$

де  $\bar{Q}_g$  – об'ємна витрата газу, приведена до середнього тиску і середньої температури газу в зразку. Необхідність використання середньої витрати газу в цьому випадку пояснюється непостійністю його об'ємної витрати при зменшенні тиску по довжині зразка.

Середній тиск по довжині керна

$$\bar{p} = \frac{p_1 + p_2}{2},$$

де  $p_1$  і  $p_2$  – тиск газу на вході в зразок і на виході з нього, відповідно.

Вважаючи, що процес розширення газу при фільтрації через зразок відбувається ізотермічно за законами ідеального газу, і використовуючи закон Бойля-Маріотта, отримаємо

$$\bar{Q}_2 = \frac{2Q_0 p_0}{p_1 + p_2}.$$

Тут  $Q_0$  – витрата газу при атмосферному тиску  $p_0$ .

Тоді формула (1.2) для визначення проникності порід по газу має вигляд [1]

$$k = \frac{2Q_0 p_0 \mu_2 L}{(p_1^2 - p_2^2) F}.$$

*Одиниці вимірювання проникності.* У Міжнародній системі одиниць (СІ) величини, що входять у формулу проникності, мають розмірності:  $[L] = \text{м}$ ;  $[F] = \text{м}^2$ ;  $[Q] = \text{м}^3/\text{с}$ ;  $[p] = \text{Па}$ ;  $[\mu] = \text{Па}\cdot\text{с}$ . Отже,

$$k = \frac{\text{м}^3 \cdot \text{Па} \cdot \text{с} \cdot \text{м}}{\text{Па} \cdot \text{м}^2} = \text{м}^2.$$

При  $L = 1 \text{ м}$ ;  $F = 1 \text{ м}^2$ ;  $Q = 1 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $p = 1 \text{ Па}$ ;  $\mu = 1 \text{ Па}\cdot\text{с}$  отримаємо значення коефіцієнта проникності  $k = 1 \text{ м}^2$ .

Таким чином, в Міжнародній системі за одиницю проникності в  $1 \text{ м}^2$  приймається проникність такого пористого середовища, при фільтрації через зразок якого площею  $1 \text{ м}^2$ , довжиною  $1 \text{ м}$  і перепаді тиску  $1 \text{ Па}$  витрата рідини в'язкістю  $1 \text{ Па}\cdot\text{с}$  складає  $1 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Фізичний зміст розмірності  $k$  (площа) полягає в тому, що проникність характеризується площею перерізу каналів пористого середовища, по яких в основному відбувається фільтрація.

Формула (1.1) відповідає закону Дарсі при лінійному (плоско-паралельному) потоці. Інколи необхідно визначати проникність зразка при радіальній фільтрації рідини і газу, тобто при відтворенні умов припливу їх в свердловину. В цьому випадку зразок породи має

вигляд циліндра з отвором в осьовому напрямі – «свердловиною». Фільтрація рідини або газу в ньому відбувається в радіальному напрямі від зовнішньої поверхні до внутрішньої. Тоді проникність порід за даними досліду визначають за наступними формулами:

при фільтрації рідини –

$$k_p = \frac{\mu_p Q_p \ln \frac{r_3}{r_6}}{2\pi h (p_3 - p_6)},$$

при фільтрації газу –

$$k_g = \frac{\mu_g \bar{Q}_g \ln \frac{r_3}{r_6}}{2\pi h (p_3 - p_6)} = \frac{\mu_g Q_g \ln \frac{r_3}{r_6}}{\pi h (p_3^2 - p_6^2)}.$$

Тут  $\mu_p$  і  $\mu_g$  – в'язкість рідини і газу;  $Q_p$  – витрата рідини;  $Q_g, \bar{Q}_g$  – витрата газу при атмосферному і середньому тиску в зразку;  $r_3$  і  $r_6$  – зовнішній і внутрішній радіуси кільця;  $p_3$  і  $p_6$  – тиск біля зовнішньої і внутрішньої поверхонь кільцевого зразка;  $h$  – висота циліндра.

Всі колектори розбиваються на п'ять класів по величині проникності [4].

I клас – дуже добре проникні колектори. Коефіцієнт проникності більше 1,0 дарсі ( $10^{-12} \text{ м}^2$ ).

II клас – добре проникні колектори. Коефіцієнт проникності від 0,1 до 1,0 дарсі.

III клас – середньопроникні колектори. Коефіцієнт проникності від 0,01 до 0,1 дарсі.

IV клас – слабопроникні колектори. Коефіцієнт проникності від 0,001 до 0,01 дарсі.

V клас – непроникні колектори. Коефіцієнт проникності менше 0,001 дарсі.

Промислово цінність в основному мають колектори перших трьох класів, але інколи в сукупності з одним з цих класів – IV клас. Власне колекторами в повному розумінні цього слова слід називати лише перші три–чотири класи.

Для визначення проникності гірських порід використовуються різні прилади і установки. Конструктивно вони можуть сильно відрізнятися залежно від того, для виміру якого виду проникності і для яких умов вони призначені: одні – для визначення абсолютної

проникності по газу в умовах низького тиску, інші – для виміру водопроникності, треті – для виміру проникності в пластових умовах і т. ін. Але всі вони побудовані на принципі виміру витрати і перепаду тиску на зразку при пропусканні через нього рідини, газу або їх сумішей [2].

Прямої залежності між проникністю і пористістю гірських порід не існує. Наприклад, тріщинуваті вапняки, що мають незначну пористість, часто мають високу проникність і, навпаки, глини, що інколи характеризуються високою пористістю, практично непроникні для рідин і газів, оскільки їх поровий простір складається з каналів субкапілярного розміру. Проте на підставі середньостатистичних даних можна сказати, що більш проникні породи часто і більш пористі. Проникність пористого середовища залежить переважно від розміру порових каналів, з яких складається поровий простір. Тому вивченню структури, будови і розмірів пор приділяється велика увага [1].

#### *Питома поверхня породи*

Питоною поверхнею породи називається сумарна поверхня часток, що містяться в одиниці об'єму зразка. Внаслідок малих розмірів окремих зерен піску і великої щільності укладання цих зерен загальна поверхня порового простору пласта досягає величезних розмірів. Так, наприклад, поверхня зерен, що містяться в  $1 \text{ м}^3$  однорідного піску з діаметром зерен  $0,2 \text{ мм}$ , складає близько  $20\,276 \text{ м}^2$ . Із зменшенням діаметру часток питома поверхня піску значно збільшується.

Величиною питомої поверхні визначається багато властивостей гірської породи – проникність, адсорбційна здатність, вміст залишкової води та ін. Тому питома поверхня є однією з найважливіших характеристик гірської породи. Наближено питома поверхня  $S_n$ , пористість і проникність зернистої породи зв'язані співвідношенням [3]:

$$S_n = \frac{m\sqrt{m}}{\sqrt{2k}}, \quad (1.3)$$

де  $k$  – проникність,  $\text{м}^2$ ;  $S_n$  – питома поверхня,  $\text{м}^2/\text{м}^3$ ;  $m$  – пористість, доли од.

Якщо виразити проникність в  $\text{мкм}^2$ , то отримаємо:

$$S_n = \frac{7 \cdot 10^5 m \sqrt{m}}{\sqrt{k}}. \quad (1.4)$$

Із формул (1.3) і (1.4) виходить, що чим менші радіус порових каналів і проникність породи, тим більша її питома поверхня.

Формула (1.4) є одним з варіантів формули Козені-Кармана, що встановлює залежність коефіцієнта проникності від пористості, питомої поверхні і структури порового простору. У загальному вигляді формула Козені-Кармана має вид [1]:

$$k = \frac{m^3}{\varphi S_n^2 T^2}, \quad (1.24)$$

де  $m$  – пористість породи (що характеризує динамічну корисну ємність колектора);  $S_n$  – питома поверхня;  $T$  – звивистість порових каналів (відношення середньостатистичної довжини каналів до довжини зерна);  $\varphi$  – структурний коефіцієнт, що враховує форму порових каналів. Значення  $T$  може досягати 6 і більше.

Для виміру питомої поверхні застосовуються як наближені методи, що засновані на обчисленні цієї величини за даними гранулометричного складу, так і інші, точніші, в яких використовуються методи виміру адсорбції, фільтрації розріджених газів та ін.

### *Колекторські властивості тріщинуватих порід*

Внаслідок вдосконалення методів дослідження колекторів нафтових родовищ і накопичення промислового матеріалу останніми роками стало відомо, що в багатьох покладах колекторські властивості пластів характеризуються не лише звичайною міжзерною пористістю, але і в значній мірі, наявністю тріщин. Інколи ємність колектора і промислові запаси нафти в ньому визначаються переважно об'ємом тріщин.

Поклади з тріщинуватими колекторами пов'язані зі щільними карбонатними породами, а в деяких районах (Східні Карпати) і з теригенними відкладами. Це щільні породи з низькою міжзерною проникністю, де часто фільтрація рідини практично неможлива. В той же час з них отримують значні припливи нафти до свердловин, що забезпечується наявністю розгалуженої мережі тріщин.

Існують різні думки про те, що складає ємність тріщинуватого колектора. Інколи ємність такого колектора визначається лише

об'ємом тріщин. У більшості ж випадків вона обумовлена порожнинами трьох видів [1].

1. Міжзерновим поровим простором. Пористість 2–10 %.

2. Кавернами і мікрокарстовими порожнинами. Пористість цього виду характерна для карбонатних порід, де вона складає значну частину (13–15 %) корисної ємності тріщинуватого колектора.

3. Простором самих тріщин, що складають тріщинувату пористість. Порожнини цього виду складають десятки і соті доли відсотка відносно об'єму тріщинуватої породи. Поки відомо мало покладів, де тріщинна ємність порід сумірна з об'ємом нафти, що добувається з них. Найчастіше тріщини відіграють в основному роль шляхів фільтрації нафти і газу, що зв'язують воедино міжзерновий простір блоків, порожнини каверн і мікрокарстів.

Виходячи з основних колекторських властивостей, що обумовлюють ємність і шляхи фільтрації в тріщинуватих колекторах, останні можна підрозділити на наступні основні типи.

1. Колектори кавернозного типу. Ємність порід складається з порожнин каверн і карстів, зв'язаних між собою та зі свердловинами системою мікротріщин. Приурочені в основному до карбонатних порід. Фільтрація рідин і газів здійснюється по мікротріщинах, що сполучають дрібні каверни.

2. Колектори тріщинного типу. Ємність колектора визначається в основному тріщинами. Приурочені до карбонатних порід, а також до щільних пісковиків, крихких сланців та інших щільних порід. Фільтрація нафти і газу відбувається лише по системах мікротріщин з розкритістю понад 5–10 мкм. Такі колектори мало поширені.

3. Колектори змішані, що є поєднанням по площі і по розрізу тріщинуватого або кавернозного колектора з нормальним. Колектори цього типу широко поширені.

Більшість дослідників вважають, що при значних величинах гірського тиску на великих глибинах зяючі тріщини не могли зберегтися. За результатами досліджень ВНДГРІ, розкритість тріщин нафтовміщуючих пластів складає 10–20 мкм, і лише інколи вона зростає до 30 мкм.

Залежність проникності порід від тріщинної пористості і розкриття тріщин має вигляд [1]:

$$k_m = 85000 b^2 m_m, \quad (1.5)$$



де  $b$  – розкриття тріщини, мм;  $k_m$  – проникність, мкм<sup>2</sup>;  $m_m$  – тріщинна пористість, долі од.

Формула (1.5) вірна для випадку, коли тріщини перпендикулярні поверхні фільтрації. Насправді тріщини можуть розташовуватися довільно, внаслідок чого проникність тріщинуватої породи залежатиме від простягання їх систем і напряму фільтрації. Тому важливо знати орієнтованість тріщин. Вона визначається відомими методами фіксації положення площини в просторі – по азимуту падіння  $\delta$  і куту падіння  $\omega$  або по направляючих косинусах одиничного вектора нормалі до площини тріщини ( $\cos\alpha_1, \cos\alpha_2, \cos\alpha_3$ , де  $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$  – кути між одиничним вектором і осями координат).

Для визначення параметрів тріщинуватості використовуються геологічні, геофізичні і гідродинамічні методи дослідження тріщинуватих порід.

При геологічних методах отримують достовірні відомості про щільність тріщин і їх орієнтованість за даними дослідження тріщинуватості порід у їх відслоненнях на денній поверхні, а також в шахтах та інших гірських виробках. Розкритість поверхневих тріщин схильна до впливу ерозії.

Геофізичні методи дослідження тріщинуватих колекторів ґрунтовані на залежності властивостей потенційних полів (електричних, гравітаційних, пружних та ін.) від параметрів тріщинуватості. Все більше застосовують гідродинамічні методи, засновані на використанні результатів дослідження свердловин. Показники роботи свердловин (залежність дебіту від вибірного тиску, швидкість відновлення тиску в зупиненій свердловині та ін.) залежать від параметрів тріщинуватості колектора.

Численні виміри показують, що тріщинна пористість не перевищує 1 % і часто менша 0,1 % загальної пористості тріщинуватої породи. В протилежність цьому проникність тріщинного колектора визначається пропускнуою здатністю тріщин, бо тріщинні колектори, як правило, пов'язані зі щільними і крихкими породами, міжзернова проникність блоків яких рідко перевищує 0,1 мкм<sup>2</sup>.

### *Нафтогазоводонасиченість колекторів*

Вміст в порожнинах гірських порід нафти, газу і води називають насиченістю. Міра насиченості порожнин, що виражається коефіцієнтами нафто-, газо- і водонасиченості – один з головних параметрів, який враховується при визначенні початкових і поточних

запасів нафти і газу та коефіцієнта нафтовіддачі пласта. Від насиченості багато в чому залежить процес багатофазної фільтрації в поровому просторі.

Коефіцієнт нафтонасиченості – це доля об'єму порожнин в гірській породі, заповнених нафтою. Аналогічно визначаються коефіцієнти газо- і водонасиченості.

Загальноприйнята методика кількісного визначення нафтогазоводонасиченості зразків порід основана на вимірі втрати маси зразка і об'єму відібраної з нього води після екстрагування у вуглеводневому розчині.

Об'єм нафти в зразку  $V_n$  обчислюють за формулою [2]

$$V_n = \frac{1}{\rho_n} (P_1 - P_2 - V_g \rho_g),$$

де  $\rho_n$  – густина нафти;  $P_1$  – маса циліндра із зразком до екстрагування;  $P_2$  – маса циліндра із зразком після екстрагування і сушки;  $V_g$  – об'єм води в зразку;  $\rho_g$  – густина води.

Коефіцієнти нафто- і водонасиченості зразка (в долях одиниці) рівні:

$$s_n = V_n / V_{пор}, \quad s_g = V_g / V_{пор}.$$

Коефіцієнт газонасиченості зразка

$$s_z = 1 - s_n - s_g.$$

### *Пружні властивості гірських порід*

Характер пропорційності між пружними деформаціями і напруженнями залежить від зв'язків між частинками породи і оцінюється пружними властивостями порід.

Для кожного виду прикладеного напруження існує свій коефіцієнт пропорційності між напруженнями і пружними деформаціями, що є пружним параметром породи [5].

Коефіцієнт пропорційності між діючим подовжнім напруженням (стискаючим або розтягуючим)  $\sigma$  і відповідною йому відносною деформацією  $\varepsilon$  називається модулем пружності (модулем Юнга)  $E$ :

$$\sigma = \varepsilon E.$$

Коефіцієнт пропорційності між дотичним напруженням  $\tau$  і відповідною деформацією зсуву  $\delta'$  носить назву модуля зсуву  $G$ :

$$\tau = G\delta'.$$

Модуль Юнга  $E$  і модуль зсуву  $G$  відповідають основним видам напружень і деформацій і тому вважаються основними пружними характеристиками породи.

У разі об'ємного напруженого стану породи зв'язок між величиною стискання  $\sigma$  і відносною зміною об'єму  $\frac{\Delta V}{V}$  виражається через модуль всебічного стискання  $K$ .

На практиці часто користуються ще одним пружним показником порід – коефіцієнтом Пуассона  $\nu$ . На відміну від усіх попередніх пружних параметрів, він є коефіцієнтом пропорційності лише між деформаціями: відносними подовжніми  $\frac{\Delta l}{l}$  і поперечними  $\frac{\Delta d}{d}$ .

Коефіцієнт Пуассона пов'язаний з величинами  $E$  і  $G$  рівнянням

$$\nu = \frac{E - 2G}{2G}.$$

Всі модулі мають розмірність напруження Н/м<sup>2</sup> (у системі СІ). Коефіцієнт Пуассона – величина безрозмірна.

Оскільки пружні властивості зв'язані між собою, то для характеристики порід достатньо знати лише два з них. Найчастіше для цього використовують модуль Юнга і коефіцієнт Пуассона.

Пружні модулі характеризують жорсткість порід, їх здатність чинити опір зовнішнім діям.

Експериментально визначаються два пружних параметри – модуль Юнга  $E$  і коефіцієнт Пуассона  $\nu$ . По них можна розрахувати всі інші пружні параметри однорідної ізотропної породи.

Залежно від того, для яких цілей використовуватимуться пружні параметри, їх визначають або статичним, або динамічним способами. Статичні пружні властивості характеризують породу в досить тривалих процесах дії на неї навантаження, тоді як динамічні – при миттєвих діях навантаження (підривання, ударне буріння і т. ін.).

Найчастіше застосовується метод визначення статичного модуля пружності, який полягає в безпосередньому вимірі деформації стискуваних зразків за допомогою тензометрів.

Вимір коефіцієнта Пуассона також практично зводиться до визначення відносних поперечних і подовжніх деформацій при певних навантаженнях.

Динамічні методи визначення пружних властивостей засновані на дії на породи пружних коливань різної частоти.

В лабораторних умовах ультразвуковими методами в основному визначаються динамічні пружні властивості порід – модуль Юнга і коефіцієнт Пуассона. Для цього досить лише заміряти швидкості проходження хвиль через зразок.

Модуль Юнга може бути обчислений за швидкістю подовжньої хвилі в тонкому стрижні породи:

$$E = \nu^2 \frac{\gamma}{g},$$

де  $\gamma$  – питома вага зразка породи.

У разі прозвучування зразків великих розмірів пружні параметри визначаються по двох швидкостях –  $\nu_p$  і  $\nu_s$  [5]:

$$E = \frac{\nu_p^2 \gamma}{g} \cdot \frac{(1 + \nu)(1 - 2\nu)}{(1 - \nu)},$$
$$\nu = \frac{\nu_p^2 - 2\nu_s^2}{2(\nu_p^2 - \nu_s^2)}.$$

Поступове підвищення напружень в гірській породі призводить до її руйнування. Величина напружень, при яких відбувається руйнування породи визначає її міцність. Критичні значення руйнуючих навантажень залежать не тільки від властивостей породи, але і від характеру самих напружень. В зв'язку з цим розрізняють межі міцності порід на стискання  $\sigma_{cm}$ , розтягування  $\sigma_p$ , зсув  $\sigma_{zc}$  і згин  $\sigma_{z2}$ .

Межі міцності мають розмірність напружень Н/м<sup>2</sup> (в системі СІ).

Визначення межі міцності гірських порід на стискання провадиться на пресах. Роздавлюванню піддають зразки кубічної, циліндричної або інших форм. На результаті дослідів позначається масштабний чинник, оскільки граничні умови на торцях зразка змінюють його напружений стан. При дуже малій висоті зразка усередині нього виникають замість простого стиснення всебічні

стискуючі зусилля, що штучно збільшують отримане значення  $\sigma_{cm}$ . Тому для уникнення розкиду даних, визначення міцнісних властивостей провадиться на зразках однакового розміру.

Визначення межі міцності на розтягування провадиться з допомогою розривної машини. Зразок гірської породи у вигляді стрижня (призматичного або циліндричного) закріплюється в захватах машини, після чого навантаження поступово збільшують до моменту руйнування зразка.

Межа міцності на розтягування визначається за формулою [5]

$$\sigma_p \approx \frac{2F}{\pi Dh}, \text{ кг/см}^2,$$

де  $F$  – навантаження на зразок, кг;  $D$  – діаметр зразка, см;  $h$  – висота зразка, см.

Найчастіше при випробуваннях порід на міцність фіксують не лише максимальні навантаження, але і деформації породи аж до моменту руйнування. Отримані діаграми «навантаження – деформація» дозволяють, одночасно з межами міцності, встановити модуль Юнга, межу пружних деформацій, характер і роботу, що витрачена на руйнування породи.

### *Пружні коливання в породах і їх акустичні властивості*

В практиці розробки нафтових родовищ останніми роками зростає об'єм технологічних операцій, пов'язаних із збудженням в пласті пружних коливань і хвильових процесів. Підвищення дебітів видобувних і поглинальної здатності нагнітальних свердловин при цьому досягається шляхом обробки привибійної зони пласта гідравлічними і акустичними вібраторами, які збуджують в колекторі хвилі тиску, що сприяє виникненню нових і розкриттю наявних тріщин в породі, збільшує провідність присвердловинної частини пласта для рідини і газу. Встановлено також, що при прогріванні пласта електropечами для видалення з пор парафіну і смол, процес передачі тепла вглиб пласта значно інтенсифікується, якщо поєднати теплову обробку порід з ультразвуковою.

Потужні коливальні процеси збуджуються в колекторах нафти при вибухах атомних пристроїв і різних вибухових речовин, що застосовуються для впливу на пласт з метою збільшення його нафтовіддачі. Тому акустичні параметри порід використовуються в

даний час в зростаючому об'ємі для прогнозування результатів різних технологічних процесів, пов'язаних із збудженням в пласті пружних коливань. Останні є процесом поширення в породах пласта пружних деформацій із змінним знаком.

Акустичними параметрами породи прийнято називати величини, які характеризують їх властивості передавати (поширювати) пружні коливання: швидкість поширення пружних хвиль, коефіцієнт поглинання пружних коливань, хвильовий опір, здатність порід відбивати і заломлювати хвилі.

У промисловій практиці доводиться зустрічатися з пружними хвилями різної частоти: більше 20 000 Гц – ультразвукові, від 20 до 20 000 Гц – звукові, до 20 Гц – інфразвукові. Сейсмічні хвилі низької частоти з'являються при вибухових роботах в свердловинах.

Під впливом вібраторів, що працюють в свердловині, в пласті поширюються подовжні і поперечні пружні хвилі. Перший вид хвиль характеризується подовжнім поширенням в незцементованій породі і рідинному середовищі деформацій об'ємного стискання і розтягування попеременно. В твердих тілах вібратори викликають поперечні деформації зсуву – у вигляді поперечних пружних хвиль.

Швидкості поширення подовжньої  $v_p$  і поперечної  $v_s$  пружних хвиль залежать від пружних характеристик породи і визначаються за формулами [1]:

$$v_p = \sqrt{\frac{E}{\rho} \frac{(1-\nu)}{(1+\nu)(1-2\nu)}}; \quad v_s = \sqrt{\frac{G}{\rho}} = \sqrt{\frac{E}{2\rho(1+\nu)}},$$

де  $\rho$  – щільність породи.

Незцементовані піски мають слабе внутрішнє тертя і чинять невеликий опір зсувним зусиллям. Тому в них, як і в рідинному середовищі, виникають лише подовжні хвилі.

У разі консолідованих осадових порід співвідношення швидкостей подовжніх і поперечних хвиль знаходиться в межах  $v_p/v_s=1,5-14$  (зростаючи для маломіцних порід із значною пористістю у зв'язку з властивими їм низькими значеннями опору зсуву).

Швидкість поширення пружних хвиль практично не залежить від їх частоти. Із зростанням модуля Юнга  $E$  швидкості подовжніх і поперечних хвиль збільшуються. Підвищення величини коефіцієнта Пуассона супроводжується зростанням швидкості подовжніх хвиль і

зменшенням швидкості поперечних. Тому швидкість пружних хвиль в пористих породах значно менша, ніж в щільних.

Інтенсивність пружних хвиль у міру їх поширення в пласті зменшується внаслідок розсіювання їх енергії у різних напрямках в зонах неоднорідної будови і витрати на подолання сил тертя часток в процесі деформації порід.

Амплітуда пружних коливань залежно від відстані, пройдені хвилею від джерела випромінювання, затухає за експоненціальним законом

$$A = A_0 e^{-\theta x},$$

де  $A$  – поточна амплітуда коливань;  $A_0$  – початкова амплітуда коливань;  $\theta$  – коефіцієнт поглинання;  $x$  – відстань від джерела випромінювання.

Якщо позначити відстань, в межах якої амплітуда зменшується в  $e$  разів, через  $x_0$ , то

$$\theta x_0 = 1 \quad \text{і} \quad \theta = \frac{1}{x_0}.$$

Коефіцієнт поглинання  $\theta$  залежить від пружних характеристик породи і частоти коливань  $\omega$ . Із зростанням частоти  $\omega$  коефіцієнт поглинання  $\theta$  інтенсивно збільшується (інколи за квадратичним законом) [1]:

$$\theta = \frac{2}{3} \frac{\omega^2 \eta}{v^3 \rho},$$

де  $\eta$  – коефіцієнт внутрішнього тертя породи;  $v$  – швидкість пружної хвилі;  $\rho$  – щільність породи.

За експериментальними даними із збільшенням пористості порід коефіцієнт поглинання  $\theta$  зростає.

Добуток щільності порід на швидкість пружної хвилі прийнято називати питомим хвильовим опором  $z = \rho v$  (питомим акустичним імпедансом). Ця величина пов'язана із здатністю матеріалу гірських порід відображати і заломлювати пружні хвилі. Віддзеркалення і заломлення хвиль при збудженні коливальних процесів в свердловинах спостерігаються під час переходу пружної хвилі з рідинного середовища, що заповнює свердловину, в пласт і на границях пористих середовищ з різними акустичними властивостями.

Коефіцієнтом відбиття прийнято називати відношення  $K_{\text{від}} = E_{\text{в}} / E_{\text{п}}$ , де  $E_{\text{п}}$  і  $E_{\text{в}}$  – енергія падаючої і відбитої хвилі, відповідно.

Із збільшенням різниці в хвильових опорах двох середовищ  $z_1$  і  $z_2$  зростає і коефіцієнт відбиття [1]

$$K_{\text{від}} = \left( \frac{z_1 - z_2}{z_1 + z_2} \right)^2.$$

Тому, під час переходу звукової хвилі з нафти або води (середовища з малим хвильовим опором) в породу (середовище з великим хвильовим опором) відбивається до 80–85 % енергії хвилі.

Зазвичай визначають швидкості поширення подовжніх  $v_p$  і поперечних  $v_s$  хвиль та коефіцієнт їх поглинання  $\theta$  в породах. Оскільки швидкості пружних хвиль в породах обумовлені пружними властивостями, то, відповідно,  $v_p$  і  $v_s$  є похідними параметрами і при відомих  $E$  і  $\nu$  визначати їх немає необхідності. Частіше чинять навпаки, оскільки визначення швидкостей пружних хвиль значно простіше, ніж пружних параметрів. Більш того, за визначеними швидкостями хвиль можна обчислити пружні показники порід в масиві і при підвищених температурах та тиску, тобто там, де дуже важко визначити їх безпосередньо.

### *Пружні зміни властивостей колекторів у процесі розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ*

Важливе значення в процесі розробки нафтових і газових родовищ мають деформації порід, що відбуваються внаслідок зміни пластового тиску, який може зменшуватися з часом і знову відновлюватися при штучних методах підтримки відповідного тиску в покладі.

При вилученні нафти на поверхню пластовий тиск  $p$  падає і тиск на скелет порід  $\sigma_{\text{сф}}$  збільшується.

Встановлено, що з падінням пластового тиску об'єм порового простору пласта зменшується внаслідок пружного розширення зерен породи і зростання стискуючих зусиль, що передаються на скелет від маси вищерозміщених порід. При цьому зерна породи зазнають додаткової деформації і пористість середовища зменшується внаслідок перерозподілу зерен, щільнішої їх упаковки і зміни структури пористого середовища.



Деякі із згаданих процесів, що викликають зміни об'єму пор, є зворотними. Наприклад, пружне розширення зерен цементу і їх деформації у бік порожнин, не зайнятих твердою речовиною, під дією маси вищерозмішених порід. Інші процеси, такі як перегрупування зерен, ковзання по поверхні зіткнення, руйнування і дробіння їх, незворотні. В результаті із зростанням пластового тиску з'являються значні залишкові деформації і пористість порід не відновлюється. Такі деформації порід характерні для глибокозалягаючих пластів [6].

### *Пластичні і реологічні властивості гірських порід*

Дуже часто руйнування гірських порід відбувається за межами області пружних деформацій – в області пластичного стану, що характеризується появою в породах значних залишкових деформацій.

Пластичні деформації пояснюються переміщенням дислокацій, причому вони починаються від місць порушення структури в кристалі і поширюються по площині ковзання поступово, не руйнуючи кристалічної структури речовини.

У гірських породах поряд з цим спостерігається взаємне переміщення досить великих об'ємів, обжимання, зминання і т. ін. Таким чином, досить часто явища пластичності, що розглядаються в породах, не збігаються з поняттям пластичності, що існує в фізиці твердого тіла, оскільки, строго кажучи, ряд явищ, що викликають в породах залишкові деформації, слід віднести до руйнівних деформацій (квазіпластичність) [5].

Максимальне напруження, при якому ще не виявляються залишкові деформації, називається межею пружності даної породи.

У випадку ідеально пластичного тіла за межею пружності тіло починає пластично текти – деформація зростає при постійному напруженні. Більшість гірських порід відносяться до тіл, що зміцнюються, – в них для підтримки пластичних деформацій необхідно підвищувати напруження.

Відмінною рисою пластичної деформації від руйнівної є те, що перша відбувається без порушення суцільності породи. В результаті на додаткову деформацію пластичної породи з метою її руйнування витрачається більша кількість енергії, ніж на руйнування пружної (крихкої) породи з тією ж межею міцності.

Таким чином, слід врахувати, що підвищення межі міцності порід не завжди утруднює їх розробку. Високоміцні, але крихкі породи значно легше піддаються динамічному руйнуванню (наприклад, підриванню), ніж слабкіші, але високопластичніші породи. Для характеристики останніх існує поняття в'язкості. Найважче руйнуються породи, що мають високе значення межі на стискання  $\sigma_{cm}$  і значну пластичність (деякі типи базальтів).

Як правило, модуль Юнга більш пластичних порід нижчий, ніж для порід менш пластичних.

Пластичність залежить від мінерального складу гірських порід. Наявність жорстких кварцових зерен і польового шпату в породі зменшує її пластичність.

Пластичні властивості порід входять до групи реологічних, проте, слід підкреслити їх відмінну рису. Пластичні властивості – це властивості, що характеризують стан і поведінку порід при напруженні, що перевищує межу пружності, тоді як під реологічними розуміють властивості, що характеризують зміну всіх механічних характеристик породи при тривалій дії на неї навантажень.

Одна з основних реологічних властивостей порід – це повзучість. Повзучість (крип) – явище поступового зростання деформації породи при постійному напруженні.

Зовні явище повзучості схоже на пластичну течію. Але остання відбувається лише за межами зони пружності і при зростаючому напруженні, тоді як перша може проявлятися при напруженні, що не перевищує межі пружності при досить тривалій дії навантаження. Таким чином, повзучість – окремий випадок пластичності при  $d\sigma/dt = 0$  [5].

Явище, зворотне повзучості, – поступове зниження напружень в породі при постійній її деформації носить назву релаксації напружень. Релаксація є повзучістю при напруженні, яке зменшується пропорційно наростаючій пластичній деформації. В цьому випадку пружні деформації, що з'явилися в породі при первинному навантаженні, поступово переходять в пластичні.

В результаті після зняття навантаження зразок не відновлює своєї первинної форми, не дивлячись на те, що вихідне напруження не перевищувало межі пружності породи.

Час, протягом якого напруження зменшується в  $e$  разів, називається періодом релаксації  $t_0$ .

Використовуючи  $t_0$ , закон зміни напруження  $\sigma_t$  в поріді з часом  $t$  можна записати у вигляді експоненціальної залежності

$$\sigma_t = \sigma_0 e^{-\frac{t}{t_0}}.$$

Період релаксації для більшості гірських порід великий і для характеристики реологічних властивостей порід часто використовують відносний показник падіння напружень в поріді  $R'$  за певний період (тиждень, місяць і т. ін.) [5]:

$$R' = \frac{\sigma_1 - \sigma_2}{\sigma_1} \cdot 100\%,$$

де  $\sigma_1$  – напруження у випробовуваному зразку в момент прикладення навантаження;  $\sigma_2$  – напруження в зразку після закінчення певного періоду.

Розгляд повзучості і релаксації порід показує, що існує загальна закономірність зміни властивостей порід з часом дії на них навантаження – чим довша дія навантаження на породи, тим меншими стають пружні властивості порід (модуль Юнга, межа пружності) і тим значніше виявляються їх пластичні властивості.

#### *Вплив тиску на колекторські властивості порід*

В умовах залягання порід в пласті їх колекторські властивості внаслідок стисливості відрізняються від властивостей на поверхні.

За результатами досліджень, при тиску близько 15 МПа, пористість пісковиків зменшується на 20 %, щільних аргілітів – приблизно на 6 %.

За результатами досліджень, коефіцієнт проникності при пружній деформації, наприклад, піщано-глинистих порід, що залягають на глибині 1 300–2 000 м, може зменшуватися в порівнянні з даними, отриманими за атмосферних умов, на 10–40 % [1].

Деформації гірських порід можуть супроводжуватися пластичними явищами. При цьому порода при знятті з неї напруження не відновлює свою геометрію і, внаслідок залишкових деформацій, змінюються її пористість і проникність. Істотні незворотні деформації порід можуть відбуватися в глибокозалягаючих нафтових і газових пластах внаслідок зростання ефективного тиску  $(\sigma - p)$  і зменшення пластового тиску  $p$  в процесі

розробки родовищ, що істотно позначається на процесах фільтрації рідини. Ці явища враховуються в теорії пружно-пластичного режиму пласта [6].

*Зміна міцності і деформаційності порід внаслідок високого всебічного тиску і температури*

Гірські породи в умовах природного залягання перебувають в об'ємному (всебічному) напруженні. Гравітаційні навантаження на платформах можуть досягати 120–150 МПа, в геосинклінальних зонах 400–500 МПа і більше. Тектонічні сили викликають напруження до кількох тисяч мегапаскалів. Температура осадових порід на платформах на великих глибинах у більшості випадків не перевищує 30–45 °С, інколи досягає 85–90 °С. У геосинклінальних зонах вона значно вища.

Дані про вплив всебічного тиску на властивості скельних і напівскельних порід показують, що при рівномірному всебічному стисканні, тобто при  $\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3$ , у міцних порід виявляється пружна зміна об'єму, а у маломіцних і пористих – залишкова. Пружна зміна об'єму у міцних гірських порід навіть при великому всебічному стисканні (до 2 000 МПа) є незначною у порівнянні з їхнім початковим об'ємом [7].

При зменшенні у складі гірських порід кількості кварцу, слюд і польових шпатів та збільшенні залізо-магнезійних силікатів їхня стисливість зменшується. Кислі породи стискаються більше, ніж основні. Стисливість основних порід як при малих, так і при особливо великих тисках, приблизно відповідає середній стисливості породоутворюючих мінералів. Все це показує, що структурні зв'язки у кислих породах більш податливі, ніж у основних.

При високому всебічному стисканні скельних і напівскельних порід помітно підвищується їхня міцність, пружність і пластичність. В цьому випадку збільшення міцності порід проявляється в тому, що вони, не руйнуючись, витримують навантаження значно більші, ніж при нормальному тиску.

Помітно змінюється і характер руйнування порід. Гірські породи, крихкі за нормальних умов, стають пластичними при високому всебічному тиску.

Спостереження ряду дослідників показали, що вплив температури на деформацію гірських порід (при підвищенні її до 200 і

навіть до 500 °С) є незначним. Однак слід вважати, що механічні деформації гірських порід, які супроводжуються більш значним підвищенням температури, повинні сприяти метаморфічним процесам. Необхідно зазначити, що на деформацію твердих гірських порід великий вплив має присутність у них порової води. Ця вода відіграє роль мастила при гранулярних пересуваннях і полегшує розвиток пластичних деформацій. За відсутності води навіть у дуже пластичних породах поряд із пластичною проявляється і крихка деформація. Важливо також враховувати, що рівномірні всебічний і однобічний тиски, накладені на гірську породу, викликають зовсім різні ефекти. Одне всебічне стискання підвищує щільність породи, знижує її проникність для розчинів і газів і підвищує температуру кристалізації мінералів. Накладення додаткового орієнтованого тиску підвищує проникність порід, знижує температуру кристалізації мінералів та істотно впливає на зміну мікроструктури і текстури гірських порід. В цьому випадку спостерігається поява катакlastичних структур, структур пластичної течії, кристалізаційної сланцюватості, виникнення орієнтування мінералів. Різні мінерали мають різну здатність до пластичних деформацій. Так, наприклад, часто спостерігається, що в катакlastованих ділянках граніту зерна кварцу і польового шпату роздріблені, в той час як слюди не мають тріщин, вигнуті і пластично деформовані [7].

В.В. Булатов [8] на підставі великої кількості експериментальних робіт дійшов наступних висновків.

1. Твердість глинисто-карбонатних порід істотно залежить від всебічного стискання. Чим менша твердість породи, тим помітніший вплив на неї всебічного тиску. Особливо інтенсивне зростання твердості при тиску 70–80 МПа.

Для піщано-алевролітових гірських порід закономірності зміни твердості при підвищенні всебічного тиску ті самі, але найбільше підвищення твердості порід спостерігається при тиску від 30 МПа і вище.

2. Пластичні властивості глинисто-карбонатних порід змінюються в умовах всебічного тиску таким чином.

3. Підвищенням всебічного тиску межа текучості і коефіцієнт пластичності порід збільшуються, при цьому темп «зміцнення» порід під штампом зростає. Чим вищий коефіцієнт пластичності породи, тим помітніший вплив тиску на його зростання. Із збільшенням тиску темп зростання коефіцієнта пластичності знижується.

В.В. Булатовим [9] встановлена залежність механічних властивостей гірських порід, визначених методом вдавлювання, від спільного впливу тиску і температури. Встановлено, що вапняки верхньої крейди, які знаходяться в умовах високої температури, із зростанням тиску переходять до категорії порід, що не мають крихкого руйнування. Очевидно, на глибині залягання верхньої крейди (3 500–6 000 м) відбулося деяке розуцільнення порід.

Із збільшенням тиску межа текучості порід при температурі 150 °С зростає. Темп зростання межі текучості перевищує темп збільшення тиску. Межа текучості і твердість порід при постійному тиску (30 МПа) зменшуються із зростанням температури. При постійній температурі із зростанням тиску умовний коефіцієнт пластичності гірських порід збільшується; найбільш інтенсивне його зростання прослідковується до тиску 20–25 МПа. При постійному тиску із зростанням температури коефіцієнт пластичності знижується, особливо інтенсивно при збільшенні температури до 100 °С.

Неоднозначна поведінка твердості і пластичності гірських порід зі зростанням глибини говорить про те, що в період раннього осадконакопичення основною рушійною силою, що призвела до підняття гірських порід, зокрема глин, був газ, що надходив із надр землі на її поверхню. На останньому етапі формування земної кори продовжувалося осадконакопичення, що призвело до того, що створюваний вагою вищерозміщених порід напружений стан виявився рівним силі газу, який піднімав вгору гірські породи. Це призвело до того, що розуцільнення порід газом закінчилося, а подальше осадконакопичення викликало у вищерозміщених породах ущільнення і напружений стан, який існує і в даний час. Глибина залягання порід, в яких спостерігається перехід від їх ущільнення до розуцільнення визначається температурою (біля 100 °С), про що свідчать дані по твердості і пластичності глин. Тому найбільш достовірні дані по цих параметрах знаходяться в інтервалі залягання порід від поверхні до глибини, на якій існує ця температура [10].

## Розділ 2

### СУЧАСНИЙ СТАН ІМПУЛЬСНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ

Більшість нафтових родовищ України вступили в стадію розробки, що характеризується зниженням пластових тисків, дебітів нафти і збільшенням обводнення продукції, внаслідок чого на багатьох родовищах переважна більшість свердловин переведена на механізовану та періодичну експлуатацію.

Родовища, що вводяться в розробку, як правило, мають важковидобувні запаси. Тому видобуток на багатьох нафтових родовищах в даний час стає малоєфективним і вимагає змін в раніше освоєній системі розробки.

Високий темп відбору запасів в початковий період розробки часто проводиться при недостатній вивченості геологічного об'єкту. В результаті різношвидкісного освоєння запасів в розробку не залучаються більш низькопроникні ділянки, а високопроникні передчасно обводнюються. Таким чином активно формуються важковидобувні запаси.

Неоднорідність колекторських властивостей, як по розрізу, так і по простяганню, призводить до нерівномірного відбору нафти із пласта та зниження коефіцієнта нафтовилучення по пласту в цілому. В процесі тривалої експлуатації свердловин відбувається кольматація білясвердловинного простору продуктивних пластів, що знижує продуктивність свердловин і працюючу потужність інтервалів перфорації і вимагає періодичного очищення привибійних зон пластів.

На пізніх стадіях розробки родовищ доводиться мати справу з практично новими колекторськими властивостями пласта, новими гідрогеологічними, гідродинамічними, тепловими і фізико-хімічними режимами, із зміненим складом флюїдів пласта.

Наукові дослідження показують: чим пізніше здійснюватиметься коригування системи розробки покладу, тим нижчими будуть промислові результати. При цьому необоротно погіршуються не лише загальні техніко-економічні показники, але і знижується величина коефіцієнта вилучення вуглеводнів порівняно з тією, що потенційно може бути досягнута при використанні нових технологій. Можливі втрати нафтовіддачі можуть досягати 10 % і більше.

Можливість застосування віброхвильових методів дії на нафтогазовий пласт вивчається на протязі останніх трьох десятиріч. Мета цих досліджень – вирішення задач підвищення нафтогазовіддачі продуктивних пластів. На сьогодні відомі дві групи віброхвильових технологій, що відрізняються по способу дії на породи нафтогазових пластів:

- з поверхні землі на низьких частотах (віброрейсмічні технології);
- із свердловини на різних частотах (акустичні методи).

## **2.1. Вібродія із земної поверхні**

Ефект слабкої низькочастотної дії на нафтовіддачу був виявлений Інститутом фізики Землі РАН в 1985 р. на родовищі Абузи, розташованому в Краснодарському краї. Дія здійснювалася із земної поверхні 20-тонним вібратором в діапазоні частот від 10 до 30 Гц. При цьому щільність потоку потужності сигналу в нафтовому колекторі не перевищувала  $10^{-3}$ – $10^{-4}$  Вт/м<sup>2</sup>. Після проведення сейсмічної дії було зафіксовано зменшення обводнення продукції видобувної свердловини від 90–95 % до 85–90 %. Повторний експеримент показав, що цей ефект зберігався як мінімум протягом місяця після закінчення дії [11].

Не дивлячись на неодноразове підтвердження ефекту сейсмічної дії на динаміку багатофазних фільтраційних потоків в проникних пористих середовищах, поки відсутнє чітке уявлення про його фізичний механізм. У загальному випадку можна умовно виділити шість груп теоретичних моделей. У середині кожної з цих груп вплив низькочастотної сейсмічної дії пов'язується, відповідно, з такими чинниками:

- неоднорідністю структури і напруженого стану багатопластового покладу в цілому;
- автоколивальними фільтраційними процесами у водонафтонасичених колекторах і можливістю їх резонансної взаємодії з сейсмічними коливаннями;
- дегазацією рідини пласта;
- реологічними характеристиками рідин пластів;
- капілярними ефектами;
- характеристиками змочуваності поверхні пор.



Ці базові уявлення про механізм впливу низькочастотних сейсмічних коливань на фільтраційні процеси ґрунтуються на результатах теоретичних, натурних і лабораторних експериментів. У природних умовах може діяти будь-який з викладених механізмів або їх комбінація, що залежить від конкретної геолого-геофізичної ситуації.

З метою підтвердження позитивного впливу низькочастотної сейсмічної дії на кінцеву нафтовіддачу обводнених нафтових покладів, були проведені лабораторні експерименти із зразками кернів нафтових колекторів та зі штучними моделями [11]. Лабораторний комплекс для вивчення параметрів одно- і двофазних фільтраційних потоків у пористих середовищах був створений на базі високоточного насоса-дозатора, що забезпечує регульовані витрати рідини на вході зразка. Під час фільтрації проводився вимір порового тиску в декількох точках по довжині робочої частини зразка, вимір масової витрати рідини на виході зразка, а також вимір електричних параметрів в робочій частині зразка. Комплекс обладнаний також системою підтримки постійної температури зразка і системою збудження хвиль стискання-розширення і зсуву усередині зразка в діапазоні частот від 10 до 40 Гц.

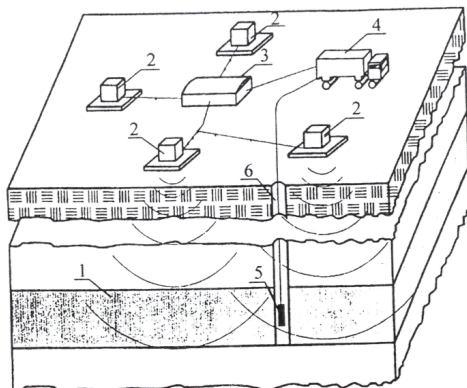
В результаті експериментів був зафіксований вплив сейсмічної дії на параметри одно- і двофазних фільтраційних потоків. Цей вплив проявився в підвищенні порового тиску усередині тимчасового інтервалу дії.

Вібродія із земної поверхні (рис. 2.1) заснована на передачі сейсмічної енергії на нафтовий пласт із поверхні землі через товщу вищезалігаючих гірських порід [12]. Метод розроблено в СКТБ прикладної геофізики СВ РАН під керівництвом д. т. н. Б.Ф. Симонова. Метою проекту було створення екологічно чистого комплексу дії з денної поверхні на пласт для інтенсифікації видобутку нафти в складних геолого-фізичних умовах залягання.

Метод розрахований на глобальне охоплення обробкою, в яку входить не лише обробка привибійної зони свердловини, але і продуктивного пласта в цілому.

Пропонована технологія, на думку авторів, може мати найбільш широке впровадження для інтенсифікації видобутку нафти і підвищення нафтовилучення на високо- і середньообводнених нафтових пластах карбонатних, глинистих і піщаних колекторів. Дана дія має об'ємний характер з радіусом охоплення до декількох

кілометрів на рівні продуктивного пласта. Поєднання застосування вібраційної дії з використовуваними методами розробки створює віброхвильову технологію.



**Рис. 2.1. Принципова схема віброхвильової дії на продуктивний пласт із денної поверхні [12]:**

- 1 – продуктивний пласт; 2 – потужне джерело сейсмічних коливань; 3 – система управління (знаходиться в окремій кабіні); 4 – система реєстрації; 5 – зонд; 6 – вимірювальна свердловина

Технологія об'ємної хвильової дії (ОХД) [13] заснована на використанні потужних джерел низькочастотних гармонічних коливань з амплітудою сили до 1 000 Н, що знаходяться на поверхні. Такі джерела були розроблені ІГДСВ РАН і освоєні ВАТ «СІБ» [14].

Суть технології ОХД заключається в створенні на поверхні землі монохроматичних коливань певної амплітуди, що розповсюджуються у вигляді конуса від поверхні до нафтового пласта і охоплюють об'єм в зоні 1,5–3,0 км від епіцентру дії [15]. При цьому потужність сигналу, що доходить до рівня пласта на глибині 2 км і більше не перевищує  $10^{-3}$ – $10^{-4}$  Вт.

Висунуто гіпотезу, що в результаті віброесейсмічної дії змінюється стан блокової структури нафтових покладів і джерелом енергії при цьому є напружений стан самих пластів. Основна причина нестійкості блокової структури нафтових пластів є зміна пластового тиску в процесі розробки. Сама хвильова дія є свого роду інтенсифікатором цього процесу внаслідок довготривалої і стабільної по частоті дії, що призводить до резонансних коливань блоків,

зниження тертя між ними і взаємних посувань. Вібрація і посування блоків у свою чергу активізують існуючу систему макротріщин і обумовлюють розвиток мікротріщин в породах нафтоносних пластів, в результаті чого підвищується проникність порід-колекторів нафти, причому відносне збільшення проникності в низькопроникних зонах більше, ніж у високопроникних [13].

Виникнення методу вібросейсмічного впливу (ВСВ) на нафтові пласти із земної поверхні було обумовлене вивченням і спостереженнями за поведінкою вуглеводнів, нафтонасиченими гірськими породами і роботою свердловин нафтових родовищ до і після землетрусів (Дагестанське в 1970 р. і Ставропольське в 1971 р.), вібродії на привибійну зону свердловин [16], а також лабораторними дослідженнями [17]. Отримані результати дозволили зробити однозначні висновки про те, що при щільності сейсмічної енергії 4–10 Вт/м<sup>2</sup> вібрація впливає на:

- колектор, змінюючи його пористість, тріщинуватість, а в результаті і проникність;
- флюїд, змінюючи його в'язкість, коефіцієнт поверхневого натягу, коефіцієнт заломлення, фракційний склад;
- сегрегацію нафтових крапель і капілярний ефект, збільшуючи їх.

Проведені дослідження дозволили сформулювати поняття технології ВСВ як комплексу заходів, пов'язаних з виконанням робіт віброджерелами, що встановлюються на поверхні.

Основні характеристики технології ВСВ:

- радіус зони дії – до 3 км;
- зниження обводнення в зоні охоплення – 15–20 %;
- кількість додатково видобутої нафти за рік на один вібромодуль (при правильному виборі об'єкту) – до 50–70 тис. т [18].

Наукові і практичні результати, отримані при проведенні комплексу робіт по ВСВ, в роботі [18] представлені у вигляді чотирьох основних блоків: технічні, геофізичні, геолого-технологічні і промислові.

*Технічні результати.*

1. Розроблені гнучко керовані, швидко монтовані блокові віброджерела, що працюють в діапазоні температур  $\pm 30$  °С, забезпечують амплітуду сили  $F_m = 600$  кН, частоту  $f = 8$ –18 Гц та освоєно їх серійне виробництво у ВАТ «ЕЛСІБ».

2. Накопичений первинний досвід в освоєнні головних елементів технології ВСВ.

*Геофізичні результати.*

1. На рівні нафтового пласта на «домінантних» частотах в діапазоні  $f = 8\text{--}15$  Гц виявляється збільшення амплітуд реєстрованого сигналу.

2. Зафіксовано вторинне випромінювання (акустоемісія) в діапазоні  $f = 10\text{--}20$  кГц при обробці масиву на «домінантних» частотах.

*Геолого-технологічні результати.*

1. Стійке зниження обводнення більшості свердловин в зоні робіт при сталому видобутку рідини.

2. Підвищення обводнення деяких свердловин.

3. Збереження ефекту протягом 4–6 міс. Повернення стану розробки на колишній рівень.

*Промислові результати.*

Забезпечення додаткового видобутку нафти на ділянці проведення робіт, рівного 30–50 % поточного видобутку.

Аналіз отриманих результатів виявляє невідповідність між потужністю сейсмічного сигналу (не більше  $10^{-4}\text{--}10^{-5}$  Вт), що доходить до нафтового пласта на глибині 1 500–2 000 м і розміром ефекту, який становить десятки тисяч тонн додатково видобутої нафти. Отже, сейсмічні сигнали, що доходять до нафтового пласта, самі по собі не можуть бути причиною отриманого ефекту. Складно також уявити, що його чинником є накопичення енергії сейсмічного сигналу в нафтовому пласті [19], оскільки не ясно, що в цьому випадку відіграє роль акумулятора сейсмічної енергії.

Найбільш реалістичною представляється концепція, сформульована в роботах Інституту гірничої справи СВ РАН в області дослідження напруженого стану блокових геосередовищ [20–23].

Пласт складається з компактно упакованого набору геоблоків різних ієрархічних рівнів (розмірів), розділених тріщинами, які заповнені дрібними уламками гірських порід і водонафтовою емульсією (флюїдом). Блоки з усіх боків обтиснені, знаходяться в напруженому стані під дією гірського тиску. Тріщини між ними є каналами для міграції флюїду при руху фронту витіснення нафти водою в процесі заводнення пласта. Розміри тріщин і їх домінуюча орієнтація формують промиті і непромиті зони нафтового пласта на пізній стадії розробки між нагнітальними і видобувними

свердловинами. При цьому енергоперетворення сейсмічної енергії від віброджерела на поверхні до пласта може бути представлене таким чином (рис. 2.2) [18].



Рис. 2.2. Структура енергоперетворення в гірських породах на рівні пласта при ВСВ із земної поверхні [19]

Сейсмічне випромінювання на домінуючих частотах  $f_{дом}$  [20, 24, 25] у низькочастотному діапазоні, створюване віброджерелом на поверхні, проходить через вищерозміщені гірські породи і досягає нафтонасичених пластів, маючи об'ємну щільність енергії  $G(f_{дом})$ , і викликає резонансні коливання геоблоків відповідного ієрархічного рівня [22, 23]. Джерелом енергії при цьому є енергія напруженого стану гірського масиву. Резонансні коливання геоблоків в структурі пласта, наявність яких можна передбачити завдяки відкриттю ефекту аномально низького тертя в напружених блокових масивах [20], і є сейсмоемісією [25]. Її об'ємна щільність енергії  $G_1(f_{дом})$  більша об'ємної щільності випромінювання джерела на рівні пласта

$$G(f_{дом}) < G_1(f_{дом}).$$

Відмічене було зафіксовано при налаштуванні віброджерел на пласт у процесі виконання промислових робіт. При цьому відбуваються структурна перебудова колектора, зміна його зональної і пошарової неоднорідності і, отже, шляхів фільтрації рідини в пласті, що підвищує охоплення його заводненням і сприяє залученню у розробку раніше недренованих зон пласта. В результаті забезпечується додатковий видобуток нафти зі свердловин.

Виникнення резонансних коливань геоблоків в умовах напруженого стану викликає їх розпад на дрібніші блоки (підблоки), який супроводжується вивільненням енергії у вигляді високочастотного випромінювання на частоті  $f_a$  – акустемісії в ультразвуковому діапазоні з об'ємною щільністю сейсмічної енергії  $G_2(f_a)$ , значно більшою об'ємної щільності випромінювання джерела на рівні пласта

$$G_2(f_a) \gg G(f_{\text{дом}}).$$

В результаті відбувається опромінення деякої зони пласта радіусом до 2 000–3 000 м високочастотною сейсмічною енергією.

Наслідком виникаючих процесів є ініціювання капілярного просочування блоків, руйнування подвійного електричного шару (ПЕШ), зміна фізико-хімічних властивостей нафти, що забезпечує додатковий видобуток нафти в зоні дії первинного опромінення з поверхні.

Пропонований підхід дозволяє провести логічну інтерпретацію і обґрунтувати явища, що виникають в пласті при його опроміненні з поверхні низькочастотними сейсмічними хвилями, що мають найбільшу проникаючу здатність. При цьому з'являється можливість пояснити виникнення значних промислових ефектів від слабких сейсмічних випромінювань, що доходять до рівня пласта з поверхні [18].

До наземних віброхвильових технологій відноситься спосіб розробки обводненого нафтового родовища, що включає розкриття пласта свердловинами, видобуток рідини пласта через куц видобувних свердловин, вібросейсмічну дію на пласт від наземного джерела коливань, визначення частоти ефективної дії перебором частот випромінюваних коливань, який відрізняється тим, що знаходять домінуючу частоту, проводять віброхвильову дію на цій частоті, по черзі переміщують джерело на півдовжину хвилі до припинення вмісту нафти в свердловинній рідині і визначають

ефективний радіус зони дії джерела та встановлюють додаткові джерела на відстані один від одного, рівній діаметру ефективної зони дії джерела [26].

Досвід промислових випробувань показує, що довготривала обробка нафтового родовища пружними низькочастотними коливаннями малої амплітуди збільшує видобуток нафти. Позитивні результати досягнуті як при дії з денної поверхні гармонічними низькочастотними сейсмічними полями, так і віброімпульсними сигналами, що збуджуються в експлуатаційних свердловинах. Основний ефект отримують за рахунок зниження частки попутної води у видобутку свердловин, віддалених на відстань до декількох кілометрів від віброджерел.

Основна трудність в розумінні механізму цього явища полягає в малому значенні питомої енергії дії на глибокозалягаючі пласти та їх віддалені ділянки. За результатами натурних вимірів для відчутного впливу на нафтові поклади досить сейсмічного поля інтенсивністю  $10^{-6}$ – $10^{-7}$  Вт/м<sup>2</sup> з амплітудою низькочастотних пружних коливань  $10^{-8}$ – $10^{-9}$  м [27]. Лабораторні експерименти показують, що це значення істотно нижче критичного порогу питомої акустичної потужності, необхідної для безпосереднього впливу на фізичні процеси в пористих флюїдонасичених середовищах. Якщо причиною зміни фільтраційних властивостей нафтового колектора рахувати енергію зовнішнього поля, то для зняття протиріччя необхідно сформулювати механізм її накопичення середовищем. Задовільні моделі відповідних мікроявищ і високодобротних внутрішньопластових коливальних систем невідомі. Альтернативний підхід розглядає зміну властивостей продуктивного пласта як результат вивільнення його внутрішньої енергії при нелінійній взаємодії з хвильовим полем.

Інша проблема полягає в різноманітності проявів сейсмічного впливу на поклад. У натурних експериментах виявлені значна зміна рівнів рідини в експлуатаційних свердловинах [27], збільшення вмісту нафти в продукції, зростання видобутку попутного газу, зміна складу вуглеводневої сировини та її фізичних властивостей [28, 29], посилення акустичної емісії порід-колекторів [30]. Це передбачає комплексний вплив сейсмічних хвиль на ряд процесів в продуктивному пласті і визначає необхідність ув'язування різних фізичних явищ в єдину систему. Такий підхід відрізняється від більшості прийнятих в даний час концепцій, що постулюють вплив одного або декількох явищ, які розглядаються ізольовано одне від

одного, наприклад, зниження в'язкості нафти, посилення капілярного просочення, зниження поверхневого натягу на межі розділу фаз та ін. Більшість з них обґрунтовується результатами фізичного моделювання в умовах, відмінних від природних [31, 32]. Наприклад, в лабораторних дослідженнях механізму хвильового вилучення залишкової нафти амплітуда прискорення низькочастотних вібраційних коливань модельного середовища складала одиниці  $\text{м/с}^2$  [31], що в  $10^4$ – $10^5$  разів більше значень, технічно досяжних на віддалі від джерела коливань поза привибійною зоною експлуатаційних свердловин. У роботі [32], де відповідності моделі натурним умовам приділена особлива увага, амплітуда пружних коливань дорівнювала 70  $\mu\text{м}$ , що на три порядки вище, ніж при сейсмічній обробці пласта. Ще більша невідповідність має місце при порівнянні відносних деформацій, що створюються динамічними навантаженнями. У натурних умовах цей параметр рівний  $4U/\lambda \sim 10^{-10}$ , де  $\lambda$  – довжина подовжньої хвилі, яка на частотах 10–20 Гц складає 150–250 м. В лабораторних установках модель середовища і система впливу, як правило, закріплюються на єдиній основі (силове замикання). В цьому випадку зміна лінійного розміру моделі визначається амплітудою пружних коливань і відносна деформація рівна  $U/L$ , де  $L$  – довжина зразка. При  $U=70 \mu\text{м}$  і  $L=0,6 \text{ м}$  [32] відносна деформація моделі складає  $10^{-4}$ , що на 6 порядків вище, ніж в натурних умовах. Така невідповідність масштабів ставить під сумнів правомірність застосування теорій, побудованих на інтерпретації лабораторних даних, в практиці розробки родовищ. Дійсно, польові експерименти не підтверджують ряд поширених гіпотез.

Відомі гіпотези прогнозу застосування хвильових технологій на конкретному родовищі не дозволяють оцінити очікуваний ефект, визначити режим дії і узгодити його з системою розробки, що є серйозною перешкодою впровадження даних методів в нафтовидобувну промисловість. З точки зору існуючих переконань не зрозуміло, чого взагалі чекати від сейсмічної дії в багатьох реальних ситуаціях, наприклад, при зниженому тиску пластів.

Для вирішення цих питань в роботі [33] запропонована якісна модель механізму стимуляції видобутку нафти сейсмічними полями малої інтенсивності з причинно-наслідковими зв'язками між складовими фізичними процесами, що побудована на таких припущеннях, оснований на польових спостереженнях.



### *Оцінка балансу енергій сейсмічного впливу і реакції нафтового пласта*

Щоб визначити причину перетворення властивостей нафтопродуктивного пласта в сейсмічному полі, в натурних умовах виконана оцінка балансу енергій дії і реакції середовища. Ідея експерименту полягає у використанні ефекту дегазації недонасиченої нафти в сейсмічному полі для оцінки знизу роботи по зміні властивостей продуктивного пласта при одночасному контролі інтенсивності дії. Такий підхід достовірніший у порівнянні з оцінкою енергетичного балансу по вторинному акустичному випромінюванню, оскільки, по-перше, не відома доля енергії нелінійного перетворення середовища, що скидається в емісійне випромінювання, а по-друге – складно врахувати контактні умови реєстрації високочастотних пружних коливань в обсаджених експлуатаційних свердловинах.

В результаті закачування в пласт сейсмічної енергії порядку  $10^5$  Дж встановлено, що робота по виділенню газу склала не менше  $10^{10}$  Дж. Приведені дані показують, що власної енергії зовнішнього поля катастрофічно не вистачає для спостережуваних процесів і жоден механізм її накопичення не може компенсувати цей дефіцит. Залишається внутрішня енергія пласта, що активізується сейсмічною дією.

### *Джерело енергії перетворення властивостей продуктивного пласта в сейсмічному полі*

В пошуку можливих внутрішніх джерел енергії в пласті варто звернути увагу на глибоку невідповідність між натурними і лабораторними дослідженнями з інтенсивності опромінення, що потребується для істотної зміни властивостей нафтонасичених порід. Вплив масштабного чинника слід шукати в непередставництві малих об'ємів гірських порід для вивчення взаємодії пружних коливань з масивом, що має, по-перше, внутрішню структуру, а по-друге, рівноважний стан якого порушений багаторічним процесом розробки.

Процес розробки призводить до глибокого порушення термодинамічної рівноваги пласта, в першу чергу його напружено-деформованого стану, внаслідок довготривалої роботи насосів в районі нагнітальних свердловин. Релаксація пластового тиску до рівноважного стану формує внутрішні фільтраційні потоки, а релаксація напружено-деформованого стану – пластичну деформацію

з постійною малою швидкістю при незмінному зовнішньому навантаженні.

Встановлено, що сейсмічна стимуляція значно збільшує вміст нафти в продукції окремих свердловин навіть зовнішніх експлуатаційних рядів блокової системи розробки високообводнених родовищ, що означає підключення застійних ділянок покладу з низькими фільтраційними властивостями. Виключивши з можливих джерел внутрішньої енергії взаємодію сейсмічних хвиль з фільтраційним потоком, приходимо до відправної точки пропонованої концепції – впливу зовнішнього поля на пластичну деформацію нерівноважного геологічного середовища.

Відомо, що така деформація призводить до накопичення критичної напруги в дефектах, починаючи з деякого розміру (масштабу), який і домінує в релаксації напруги, оскільки щільність порушень структури обернено пропорційна об'єму одиничного дефекту [33]. Дане твердження експериментально обґрунтоване в механіці гірських порід.

В лабораторних умовах встановлено, що релаксація напружень практично всіх матеріалів відбувається стрибкоподібно, причому мікрозсуви пов'язані із зовнішньою дією слабких вібрацій, що відіграють роль спускового механізму [34].

Деформація нерівноважного масиву відповідає за генерування мікросейсмічного шуму, високий рівень якого виділяє продуктивний пласт серед вміщуючих гірських порід. Довготривале посилення під дією одиничної низькочастотної дії високочастотної (одиниці–десятки кГц) акустичної емісії глибокозалягаючого нафтового пласта [30] свідчить про вплив слабого сейсмічного поля на цей процес, можливо, за рахунок синхронізації довгохвильовим полем мікрозсувів в протяжному об'ємі нафтового покладу. Очевидно, що максимальна реакція продуктивного пласта матиме місце при збігу частоти зовнішніх коливань з власною частотою (або її гармоніками) елементу внутрішньої структури домінуючого масштабу. Це пояснює спостережувані в експериментах частотну вибірковість продуктивних пластів, аномалії згасання сейсмічних хвиль домінантних частот і дискретний спектр наведеної сейсмічності, під яким розуміють зміну в спектральній щільності мікросейсмічного шуму глибокозалягаючого нафтопродуктивного пласта після сейсмічної дії ( $G_m$ ) по відношенню до фоновому стану ( $G_{m_0}$ ) (до хвильової обробки).

Визначившись з джерелом внутрішньої енергії перетворення властивостей середовища, необхідно зрозуміти, як аномальна чутливість пластичної деформації продуктивного пласта до сейсмічної дії приводить до збільшення видобутку нафти та інших спостережуваних ефектів, зокрема, виділення газу з недонасиченої нафти, а також чому газ, що виділився, на шляху своєї міграції до видобувних свердловин знову не розчиняється в недонасиченій нафті. Така постановка різко звучує коло можливих фізичних явищ і примушує звернутися до особливостей будови структурованого продуктивного пласта [33].

### *Генерація вільного газу з недонасиченої нафти*

Зона підвищеної концентрації порушень суцільності утворює фільтраційний канал зниженого опору по відношенню до суцільного середовища. Подібні канали можуть формувати мережу, яка визначає або, принаймні, істотно впливає на потік рідини в пласті. Причини зміни дебіту видобувних і приймальності нагнітальних свердловин слід шукати у впливі сейсмічної дії на проникність саме фільтраційних каналів.

На пізній стадії розробки після проходження фронту заводнення, тріщини, що мають підвищену фільтраційну здатність по відношенню до пор, заповнені водою, а навколишні ділянки пористого середовища можуть містити залишкову нафту. Її вилучення відбувається за відомим механізмом протитечійного капілярного витіснення, коли в пористе середовище по дрібних капілярних каналах проникає вода, створює тим самим градієнт тиску в водонасиченому фільтраційному каналі і витісняє в нього нафту. Цьому витісненню перешкоджають плівки на поверхні пористого фрагмента, склад і будова яких різні залежно від спорідненості поверхні з водою.

З механіки гірських порід відомо, що в реальному середовищі зсув веде до зміни форми об'єму, в даному випадку дефекту структури, що в насиченому рідиною середовищі еквівалентно пульсаціям тиску  $P(t)$ . Для подальшого розуміння важливо, що завжди можна виділити таку геометрію берегів дефекту, яка забезпечить, хай в локальній області і на короткий час, падіння тиску рідини до значення нижче тиску насичення нафти газом. Пульсації тиску в заповненій водою мікротріщині охоплюють її околиці, у тому числі прилеглий шар пористого середовища із залишковою нафтонасиченістю, створюючи в ньому умови дегазації нафти.

Пухирці газу, що утворюються, маючи підвищену проникну здатність, під впливом градієнта тиску протитечійного капілярного витіснення дифундують через плівку, що покриває поверхню пористого фрагмента, і збільшують тим самим її стисливість. В умовах зовнішніх змінних навантажень і високочастотного емісійного випромінювання, що генеруються мікрозсувами, це веде до розуцілення та дезінтеграції плівок і є однією з причин сейсмічної стимуляції видобутку нафти. У роботі [35] приведена математична модель параметричного резонансу нафтових плівок під дією ультразвукових коливань у присутності газу, яка показує можливий механізм дестабілізації плівок, що частково пояснює спостережувані явища. Пухирці газу, потрапляючи у водонасичені фільтраційні канали, не розчиняються, оскільки розчинність вуглеводневих компонент газу у воді в десятки разів нижча, ніж у нафті. Вільний газ виноситься потоком у видобувні свердловини, пояснюючи спостережуване збільшення видобутку попутного газу в період сейсмічної обробки, а також зміни його компонентного складу [28, 29]. Таким чином, за рахунок адекватного ускладнення моделі середовища шляхом введення внутрішньої структури колектора, пластичної деформації і зон з різною розчинністю газу, вдається відносно просто сформулювати фізичну картину генерації вільного газу, що є одним з найважливіших елементів в механізмі сейсмічної стимуляції видобутку нафти. При такому підході високе значення тиску рідини пласта по відношенню до тиску насичення нафти газом не перешкоджає його виділенню і, що найважливіше, не вимагає введення складних механізмів подальшої стабілізації газу у вільній фазі [33].

При сейсмічному впливі, як було зазначено раніше, у водонасичені фільтраційні канали потрапляє газ, який, маючи високу проникну здатність, насичує колоїдні утворення, що блокують частину каналів при малих градієнтах тиску. Спостережуване в процесі сейсмічної дії на пласт збільшення винесення механічних часток і в'язких компонент нафти підтверджує руйнування колоїдних утворень, що відбувається за рахунок дії змінного тиску в присутності газу по механізму розуцілення і втрати зв'язності аналогічно відомому ефекту в технологіях акустичного збагачення корисних копалин [36]. Цей процес, ймовірно, лежить в основі експериментально спостережуваного зниження «структурної в'язкості» флюїдів пластів у сейсмічному полі.

Запропонований механізм сейсмічної стимуляції видобутку нафти дозволяє прогнозувати технологічну ефективність дії на поклади з різними геолого-фізичними умовами залягання нафти, а також створює методичну основу комплексування сейсмічної стимуляції з іншими методами інтенсифікації розробки нафтових родовищ [33].

Таким чином, представлено енергетичний баланс стимуляції видобутку нафти сейсмічним полем малої інтенсивності і показано, що зміна властивостей продуктивного пласта відбувається за рахунок його внутрішньої енергії, яка активізується зовнішньою дією. Запропонований механізм сейсмічної дії заснований на впливі слабких коливань на пластичну деформацію продуктивного пласта, виведеного з термодинамічного стану рівноваги процесом розробки. Центральним елементом є генерування вільного газу із нафти в пористому середовищі. Газові пухирці насичують і збільшують стисливість блокуючих плівок і колоїдних утворень, що створює умови для їх руйнування під дією змінного навантаження. Механізм сейсмічної стимуляції видобутку нафти представлений мінімальним набором фізичних процесів, що пояснює всі без виключення ефекти, які спостерігаються в польових експериментах [33].

## **2.2. Акустичні методи підвищення нафтовіддачі пластів та інтенсифікації видобутку нафти**

Аналіз відомих способів хвильової дії на продуктивні пласти [37, 38] показує, що амплітуда напружень в пружних хвилях на віддалі близько 1 км від джерела збурення складає мільйонні і мільярдні долі атмосфери. Це на кілька порядків нижче порогових значень, які за відомими лабораторними даними необхідні для того, щоб у фільтраційному процесі виникли помітні зміни [39]. Ці дані можливо пояснити, якщо виходити із концепції роботи [40], згідно якої прямою причиною зміни в пористому середовищі на великих відстанях від джерела пружних хвиль є процес вивільнення пружної енергії. Ця енергія накопичується як в самому пласті, так і в оточуючих його породах, внаслідок зміни порового тиску в пласті і спорідненого з ним напружено-деформованого стану гірського масиву. При розгляді з цих позицій, пружні хвилі, що створюються джерелом, ініціюють процес розрядки напружень в гірському масиві, який відбувається у відносно повільному режимі. Процес перерозподілу напружень, що відбувається в імпульсному режимі на протязі довготривалого часу,

супроводжується генерацією пружних хвиль із частотою, характерною для даних порід. Це може активізувати нерухомі і малорухомі цілики нафти і пов'язане з цим зниження обводнення продукції на площі, що охоплюється процесом перерозподілу напружень.

Виходячи із викладеної концепції можна заключити, що передумовами прояви ефектів дальньої дії при хвильовій обробці пластів є велика потужність продуктивної товщі, наявність в гірському масиві неоднорідностей різного типу (фізичних властивостей, будови пласта, виклинувань, скидів, депресійних і репресійних конусів тиску і т. ін.), висока обводненість, значна зміна порового тиску в процесі розробки, тобто фактори, які сприяють процесу накопичення пружної енергії і додаткових напружень в гірському масиві [40].

Слід виділити механізм акустичної дії на макрорезонансні структури продуктивних пластів. Відомо [40–42], що в процесі розробки нафтових родовищ тиск в пластах змінюється. Дана обставина призводить до утворення в пластах напружених станів, що мають високу механічну добротність. Резонансні частоти таких структур лежать в межах від десятків до тисяч Гц. Дія навіть слабких періодичних акустичних коливань відповідних частот може ініціювати спрацювання механізмів, що вирівнюють напружений стан порід пластів і поновлюють пластовий тиск [43].

Підвищення ефективності фізико-хімічних механізмів при акустичній обробці (АО) досягається створенням умов депресії, при яких забезпечується приплив флюїду з продуктивної зони в стовбур свердловини. У разі обробки свердловини з відкритим гирлом рекомендується попереднє промивання свердловини нафтою при створенні мінімальної компресії. Відразу після АО доцільно проведення імпульсійної обробки і виведення свердловини на режим протягом 24–48 годин. Новий спосіб АО продуктивної зони свердловини [44, 45] здійснюється послідовно в три етапи для ближньої (0,3–0,5 м), середньої (0,5–3,0 м) і далекої (більше 3 м) зон свердловини.

На першому етапі АО здійснюється очищення стовбура свердловини в інтервалі перфорації. Максимальна ефективність очищення перфораційних отворів ближньої зони свердловини досягається в тональному режимі (Т) при установці частоти сигналу збудження свердловинного випромінювача за умови максимальної

амплітуди механічних коливань. Умовна частота  $f_p$  резонансу випромінювача контролюється за показниками відповідного індикатора у складі наземного приладу генераторного пристрою. Як правило, режим Т забезпечується станціями рівномірно з кроком, рівним активній базі випромінювача. Час обробки на станції не перевищує 0,5 години.

Завданням другого етапу АО є очищення пор і капілярів колектора в ближній і середній зонах, зокрема, за допомогою збудження мікрорезонансних структур. Для вирішення цього завдання доцільна реалізація режиму частотної модуляції (ЧМ). У такому режимі девіація частоти сигналу збудження випромінювача встановлюється в діапазоні  $\pm(2-20)\%$  від частоти  $f_p$ , чим досягається ініціювання мікрорезонансів багатофазної пористої структури колектора. При цьому станція в режимі ЧМ встановлюється через 1 м продуктивної зони, а час обробки не перевищує 1 години.

На третьому етапі АО, в основному для продуктивних пластів завтовшки більше 3 м, застосовується режим параметричного збудження [44–46] двочастотним (ДЧ) сигналом. При цьому частоти  $f_1$  і  $f_2$  встановлюються в районі  $f_p$ , а різницева частота  $F = f_1 - f_2$  встановлюється в діапазоні (0,2–2,0) кГц за умови максимального ініціювання макрорезонансних структур середньої і далекої зон пласта. Для флюїдозаповнених пористих структур енергія сигналу різницевої частоти в середній зоні досягає 5–10% від рівня сигналів частот  $f_1$ ,  $f_2$  накачування. Для далекої зони 20–40 м від джерела коливань сигнал різницевої частоти практично перевищує рівень високочастотних коливань. Обробка в режимі ДЧ здійснюється на станції в центрі оброблюваної зони. Час обробки може варіюватися від 2 до 3 годин.

На перфораційні отвори і ближню зону пласта діють коливання частот  $f_1$ ,  $f_2$ ; у середній зоні здійснюється комбінована дія на частотах  $F$ ,  $f_1$ ,  $f_2$ ; у далекій зоні діють головним чином коливання низької частоти  $F$ .

Ще в 70–80-і роки ХХ ст. закладені первинні наукові основи нелінійної хвильової механіки і технології і відкрито ряд нових хвильових та коливальних явищ і ефектів. Так, наприклад, було встановлено, що тверді частки і пухирі, зважені в рідині, що коливається, можуть переміщатися однобічно напрямлено відносно рідини. Крім того, виявилось, що сама рідина завдяки хвилям може отримувати значну постійну швидкість. Поряд з цим, пульсації тиску

в хвилях взаємодіють з пухирями, приводячи у ряді випадків до їх схлопування і локального підвищення тиску в полі течії. Такі явища можуть відбуватися як в мало- і середньов'язких рідинах, так і в рідинах та в'язкопластичних середовищах високої в'язкості [47].

При цьому одним з центральних є ефект резонансної турбулізації і перемішування багатофазних систем, а також ефекти, що пов'язані з кавітацією і перетворенням хвильових і коливальних рухів рідин і зважених в них включень у монотонні (однобічно направлені рухи) та хвильові ефекти просторового зсуву у високов'язких середовищах.

Як показали дослідження, при русі крапель рідини, що не змочує стінки капіляра, акустичні хвилі можуть сприяти зниженню капілярного опору  $F_k$ . Дія хвилі на краплю може бути охарактеризована так званою вібраційною силою  $F_v$ , яка в разі дії хвиль певних характеристик, залежних від геометричних розмірів крапель і капіляру, а також від фізичних властивостей рідини крапель і стінок капіляру, може бути направлена проти вектора сил капілярного опору. У цьому випадку дія хвиль призводить до зменшення сил капілярного опору.

Для приведення краплі в рух за наявності хвилі необхідний істотно менший перепад тиску, ніж за її відсутності. Цей факт відкриває практичні можливості використання хвиль для переміщення крапель та ціликів нафти у вузьких капілярах і тріщинах. З його допомогою при порівняно незначних енерговитратах може бути здійснено руйнування структур, що виникають у ряді випадків в нафтових пластах і практично зупиняють рух нафти в цих пластах, оскільки для їх руйнування потрібні значні статичні градієнти тиску порядку декілька сотень атмосфер [47].

Розглядаючи течію в'язкої стисливої рідини по капіляру, уздовж стінок якого поширюються рухомі хвилі, встановлено, що при певних розмірах капілярів, хвилі можуть забезпечити значне прискорення течії рідини. Причому, особливо значний ефект для вузьких пор, діаметр яких порядку 1–10 мкм. Навіть при амплітудах хвиль на поверхні пори, що не перевищують долей відсотка від її діаметру, ефект прискорення течії може досягати п'яти і більше порядків.

У табл. 2.1 приведені результати розрахунків. Як видно, для вузьких пор збільшення швидкості течії рідини  $V$  в порі складає більше  $10^3$  разів. При цьому амплітуда хвилі на поверхні пори може бути дуже малою ( $\varepsilon = 10^{-3}$ ).



Таблиця 2.1. Розрахункові значення  $V/V_0$  в залежності від радіуса  $R_0$  [47]

Вид капіляра	$R_0$ [м]	$V_0$ [м/с]	$\varepsilon/R_0$	$V$ [м/с]	$V/V_0$ [%]
тріщина	$10^{-3}$	0,25	$10^{-3}$	0,344	137,6
пора	$10^{-5}$	$2,5 \cdot 10^{-5}$	$10^{-3}$	0,045	$1,8 \cdot 10^5$

Щоб досягти аналогічного ефекту шляхом підвищення статичного градієнта тиску уздовж пори потрібно було б його збільшити більше ніж в  $10^5$  разів, що практично нездійсненно. Цей факт дозволяє розглядати хвилі як один з найбільш ефективних механізмів прискорення течій в капілярах і пористих середовищах. Природно використовувати хвилі для прискорення течії рідини в привибійних зонах нагнітальних і видобувних свердловин для інтенсифікації припливу або нагнітання.

Гідромеханічні хвильові технології нового покоління в даний час об'єднують одну із нових і перспективних областей техніки і технології. Ця область механіки названа нелінійною хвильовою механікою гідромеханічних систем, а технології, засновані на цій науці, – гідромеханічними хвильовими технологіями нового покоління. При цьому відкрито ряд нових явищ і ефектів, що дозволяють ефективно провадити так зване резонансне накачування енергії в оброблювані гідромеханічні, зокрема, багатофазні середовища.

Хвильові технології нового покоління засновані на глибоких фізико-математичних дослідженнях складних гідромеханічних систем. Останніми роками в НЦ НВМТ РАН проводяться інтенсивні розробки методів математичного моделювання гідромеханічних, зокрема, багатофазних систем стосовно видобутку нафти.

Науковий центр має можливість здійснювати вибір свердловин і нафтових пластів для ефективної обробки і збільшення дебіту видобувних свердловин на 70–80 % (в окремих випадках в 2–5 разів), підвищення приймальності нагнітальних свердловин на 80–90 %.

Широке використання комп'ютерного моделювання дозволило створити наукові основи з нелінійного резонансного накачування енергії в нафтонасичені пласти (завтовшки від 1–10 м і більше, радіусом в кілометри). У цьому напрямі виконані окремі промислові експерименти, які продемонстрували [47]:

- можливість стимуляції і вилучення нафти з важковидобувних локальних скупчень типу ціликів та лінз;

- істотне зменшення обводнення свердловин (на 20–30 %);
- збільшення дебітів свердловин і підвищення нафтовіддачі пластів на 5–10 %.

Широкі перспективи відкриваються у поєднанні гідромеханічних і хвильових технологій з хімічними методами підвищення нафтовіддачі пластів. У зв'язку з цим організовано Об'єднаний інститут механіки машин і технологій в нафтовидобуванні (Росія), в якому працюють механіки-теоретики, машинобудівники, хіміки і досвідчені нафтовики в напрямі розробки нових механіко-хімічних методів підвищення нафтовіддачі пластів. Тут одним з нових напрямів є як поєднання гідромеханічних і хвильових методів з хімічним, так і отримання ефективних хімічних реагентів з використанням хвильових технологій.

Нафтові компанії проявляють все зростаючий інтерес до підвищення нафтовіддачі за рахунок дії на нафтові пласти знакозмінним тиском різної частоти та інтенсивності. Об'єктом дії можуть бути як пласт в цілому, так і привибійна зона пласта.

В основі акустичного методу лежить ряд фізичних процесів, що протікають в насиченому пористому середовищі під дією відносно потужного акустичного поля частотою від десятків герц до декількох кілогерц. Вважається [48, 49], що імпульсний режим сприятливіший для акустичної дії, оскільки при цьому випромінюється більш широкий спектр частот.

Важливе значення в процесі акустичної дії на нафтоносний пласт мають фізичні процеси, що посилюються під впливом акустичних полів: зміна сил поверхневого натягу і руйнування подвійного електричного шару в капілярах, турбулізація і підвищення швидкості фільтрації рідини в порах, акустичне розігрівання рідини, що зменшує її в'язкість та ін. [50–52]. Цікаве пояснення збільшення дебітів, що враховує нелінійну поведінку реології вуглеводнів, пропонується в роботі [53]. Розглядаючи поведінку тиксотропних рідин, автор вважає, що слабкі акустичні (вібраційні) дії різко зменшують динамічну в'язкість нафти і відіграють роль спускового механізму, що ініціює подальшу дію градієнта пластового тиску, який у багато разів перевищує акустичну дію по потужності і створюваній напрузі.

У роботі [49] розвивається ідея пружної дії на породи на резонансних частотах, що сприяє очищенню привибійної зони від забруднень і створенню в колекторі нових пор (міжпорових каналів) і тріщин. Збудження потоків рідини на резонансних частотах, які

знаходяться в діапазоні частот  $0,1-10^3$  Гц, відбувається і на значній віддалі від свердловини. Відмічено збільшення дебітів у сусідніх свердловинах, розташованих в радіусі одного кілометра від оброблюваної.

Автори розробок [54] підтверджують високу ефективність акустичної дії, успішність якої змінюється від 50 до 94 % в свердловинах з різними дебітами. Найбільш високі показники приростів характерні для пластів невеликої (6–8 м) товщини, неоднорідних за колекторськими властивостями, середня проникність яких знаходиться в межах (200–1 300) мД, а акустична дія виконується одночасно з кислотною обробкою порід [48, 54]. Ефективність дії зберігається протягом 4–5 місяців і навіть більше року [55]. У роботі [54] відмічено, що у високопроникних колекторах з великою ефективною товщиною з усіх видів інтенсифікації лише акустична дія давала позитивний ефект.

Як зазначалося вище, погіршення фільтраційних характеристик привибійної зони можливе через привнесення із пласта частинок парафінів (асфальтенів), що супроводжується структурованістю флюїду і він набуває властивостей ньютонівської рідини.

Для відновлення потенційної проникності ПЗП необхідно здійснити повне об'ємне руйнування просторової сітки флюїду. Це поверне рідині ньютонівські властивості, у тому числі, початкову в'язкість на деякий час, характерний для даної колоїдно-дисперсної системи (КДС). Якщо за цей час свердловина буде промита і надлишок часток дисперсної фази видалений з ПЗП, проникність виявиться відновленою [56].

Диспергування КДС можливо досягти за рахунок кавітації. При цьому визначаються параметри дії, зокрема, її частота (20–40 кГц), що відповідає резонансним радіусам бульбашок. Більш того, існує думка, що диспергування структурованих КДС можливо лише на основі кавітації. Експерименти, що підтверджують цю думку, проводились із застосуванням відносно низькочастотних випромінювачів, що виключає переміщення порового флюїду відносно твердої фази у відсутності кавітації. Тим часом, такі переміщення є обов'язковою умовою руйнування сітки, і оскільки структурована КДС є насиченим пористим середовищем, вони проявляються лише при досягненні характеристичних частот. Для типових структурованих систем, що відрізняються високою пористістю і низькою проникністю, ці частоти лежать в мегагерцовому діапазоні. Так, при безкавітаційному

ультразвуковому диспергуванні пластівців каолініту і монтморилоніту у водному середовищі оптимальний результат був отриманий на частотах вище за один мегагерц [57]. При АД такі частоти недосяжні. Проте забруднена привибійна зона відрізняється мозаїчною будовою. На ділянках підвищеної проникності, відносні переміщення рідини – тверде тіло виникають на частоті, яку можливо реалізувати в свердловині. На границях ділянок і бар'єрів, утворених структурованими КДС, ньютонівська рідина, що коливається, контактує з нерухомою структурованою, що і призводить до поступового руйнування просторової сітки.

Який же механізм руйнування?

Відповідно до існуючих теоретичних і експериментальних даних, руйнування може відбуватися в результаті механічних коливань зважених в рідині колоїдних часток відносно сітки або в результаті електроосмосу. Фактично, воно має комплексний характер. Руйнування лише в результаті механічних коливань можливо, якщо для цього достатня їх енергія. Вище вказувалося, що щільність енергії в циліндричній області, зовнішня границя якої знаходиться на віддалі один метр від стінки свердловини, має порядок  $10^{-7}$  Дж/см<sup>3</sup>. Для руйнування ближніх структур її недостатньо. В той же час, коливання ньютонівської рідини відносно зважених в ній часток приводить до появи на поверхні часток некомпенсованого електричного заряду за рахунок руйнування подвійних електричних шарів, тобто до електроосмосу. Результируюча напруженість поля поблизу поверхні частки досягає  $10^5$  В/см. В процесі складних коливальних рухів заряджені частки виявляються на близьких відстанях від вузлів просторової сітки, що призводить до розриву Ван-дер-Ваальсівських зв'язків. Ефект цього типу спостерігався експериментально, проте кількісні співвідношення, що дозволяють оцінити необхідну для його виникнення акустичну інтенсивність, відсутні [58]. У кожному конкретному випадку рівень енергії руйнування залежить від конкретних властивостей матеріалу. Для крихких просторових сіток, утворених паличкоподібними частками парафіну, він мінімальний. Для еластичних полімерних систем – максимальний. Тверді полікристалічні утворення взагалі не можуть бути зруйновані при досяжній в свердловинних умовах енергії акустичного поля.

Підкреслимо, що специфіка КДС і оборотність процесів електроосмосу і електрофорезу обумовлюють спільність механізмів

збільшення проникності при акустичній і електричній дії на колектори.

Для руйнування структури треба змусити неньютонівську рідину рухатися крізь пористе середовище, оскільки відомо, що при русі структурованих КДС сітка руйнується [53, 59]. Необхідний граничний градієнт тиску для початку руху неньютонівської рідини через пористе середовище можна оцінити за допомогою нерівності [60]

$$\text{grad}_{cp} > \tau_0 / k_{np}^{1/2},$$

де  $\tau_0$  – граничне напруження зсуву, необхідне для початку руху;  $k_{np}$  – коефіцієнт проникності. Наприклад, для колектора з  $k_{np} = 100$  мД ( $10^{-14}$  м<sup>2</sup>) маємо:  $\text{grad}_{cp} > \tau_0 \cdot 10^7$  м<sup>-1</sup>. Видно, що навіть для добре проникних колекторів  $\text{grad}_{cp}$  повинен чисельно на декілька десяткових порядків перевершувати граничне напруження зсуву.

Яким же чином здійснюється очищення ПЗП в тих випадках, коли градієнти тиску недостатні для руйнування структури?

Руйнування структурної сітки можна досягти шляхом надання енергії коливальних рухів колоїдним часткам. Збільшення інтенсивності коливань за рахунок підвищення температури забезпечує лише часткове її руйнування. Якщо ж реалізувати дію, при якій процес руйнування йтиме швидше, ніж релаксація, відбудеться повне руйнування структури і, як наслідок, відновлення початкової в'язкості флюїда [61, 62]. Таку можливість дає пряме збудження в середовищі пружних коливань. При акустичній дії досягається істотно більше руйнування структури, ніж при нагріванні, і якщо одразу після проведення акустичної дії забезпечити депресію на пласт, КДС почне рухатись і буде зруйнована повністю. При пониженні проникності або зростанні в'язкості  $\text{grad}_{cp}$  зростає, що і призводить до зниження ефективності акустичної дії [61].

Повернення флюїду ньютонівських властивостей означає зниження його в'язкості на декілька порядків, у зв'язку з чим на декілька порядків знижується і граничний градієнт тиску, необхідний для початку руху флюїду. Якщо відразу після проведення акустичної дії забезпечити відповідну депресію на пласт, КДС прийде в рух і надлишок часток кольматанта буде видалений з ПЗП.

Акустичне поле знижує також сили міжфазної взаємодії, сприяючи тим самим руху флюїду в пористому середовищі. Для

видобувних свердловин це означає, що нафтонасичені прошарки, які раніше не працювали через кольматацію, можуть включитися в процес фільтрації, що призведе до збільшення дебіту і зниження обводнення продукції. За рахунок інерційних сил, що діють на рідину, акустичні хвилі також ефективно очищають пористе середовище від кольматуючого матеріалу, що необхідно для відновлення роботи нагнітальних свердловин.

Частота, необхідна з точки зору виключення впливу релаксації, визначається умовою

$$T \ll \theta,$$

де  $T$  – період коливань;  $\theta$  – час релаксації системи.

Аналіз показує, що частоти, при яких впливом релаксації можна нехтувати, мають порядок декількох десятків кілогерц. З перерахованих джерел, такі частоти досяжні лише для електроіскрових випромінювачів (спаркерів), а також джерел магнітострикційного і п'єзокерамічного типів.

Недолік високочастотних свердловинних технологій полягає в обмеженні по енергії, що передається з поверхні землі по кабелю. Основним об'єктом обробки тут є привибійна зона погіршеної проникності – так звана область гідродинамічного стоку, яка є критичною для ефективної роботи свердловини. Область стоку характеризується максимальними швидкостями фільтрації флюїду, тому саме тут виникає кольматація і, відповідно, погіршення проникності порід. Глибина цієї зони від стінки свердловини – від десятків сантиметрів до 1 метра [59].

Успішність застосування акустичної дії багато в чому залежить від правильного вибору об'єктів для її застосування, що проводиться на основі аналізу геолого-фізичних характеристик пластів і стану їх розробки. Основним критерієм відбору є погіршення показників роботи, як ділянок пластів, так і окремих свердловин з причин, не пов'язаних з роботою устаткування. Для обробки підбираються колектори теригенного типу з середньою або високою початковою проникністю, оскільки застосування акустичної дії на пласти із низькими колекторськими властивостями не дає позитивного результату [59].

Проблеми, які характерні для пластів, пов'язані з погіршенням гідродинамічних зв'язків між групами нагнітальних і видобувних свердловин і проривом витісняючого агента по найбільш

високопроникних зонах пласта. В результаті частина запасів нафти залишається не залученою в розробку. У таких випадках ефективне застосування технології акустичної реабілітації свердловин і пластів (АРСІП) [63], що включає послідовну обробку відповідних ділянок пластів як нагнітальними, так і видобувними свердловинами. В результаті відбувається перерозподіл фільтраційних потоків в пласті, що активізує рух флюїда в застійних зонах, що приводить до збільшення видобутку нафти, вирівнювання водяного фронту, зниження обводнення продукції. За рахунок залучення до роботи раніше не працюючих прошарків, відбувається збільшення коефіцієнта нафтовилучення, і як наслідок, приріст вилучених запасів.

В свердловинних умовах домінуючим ефектом, що забезпечує очищення привибійної зони, є зниження в'язкості порозаповнюючого флюїду в акустичному полі. Суть цього явища може бути пояснена в рамках моделі Біо [64]. Відповідно до моделі Біо в насиченому пористому середовищі поширюються дві подовжні хвилі: першого роду  $P_1$  – хвиля стискання, аналогічна подовжній хвилі, що виникає в однофазних середовищах і другого роду – хвиля  $P_2$ , що пов'язана з коливальними рухами флюїду відносно скелета породи.

На частотах, вищих за деяку критичну частоту,

$$f_k = \eta k_n / 2\pi k_{np} \delta_f, \quad (2.1)$$

(де  $\eta$  – в'язкість флюїду;  $k_n$  і  $k_{np}$  – коефіцієнти пористості і проникності породи;  $\delta_f$  – густина флюїду) виникає ефект уявного зниження в'язкості флюїду.

При коливальних рухах середовища поронасичуючий флюїд піддається дії сил в'язкого тертя, які зв'язують його з твердою фазою, і сил інерції, що намагаються порушити цей зв'язок. На низьких частотах вплив інерції зовсім малий, у порівнянні з впливом в'язкості, і флюїд коливається синфазно з твердою фазою. Коливання, що поширюються при цьому, є подовжньою хвилею першого роду  $P_1$ .

Для врахування явищ, що виникають із зростанням частоти дії  $f$ , Біо ввів комплексний поправочний коефіцієнт  $F$ , що зв'язує уявне значення в'язкості  $\eta_k$  з її дійсним значенням згідно виразу

$$\eta_k = \eta F(bf / f_k),$$

де  $b$  – коефіцієнт, залежний від геометрії пор.

На низьких частотах коефіцієнт  $F$  рівний одиниці, а при збільшенні частоти зростає, асимптотично наближаючись до комплексної величини, модуль якої пропорційний  $f^{1/2}$ , а фазовий кут рівний  $45^\circ$ . Таке явище пов'язане з тим, що із зростанням частоти вплив сил інерції зростає, і вони вже не можуть компенсуватися силами в'язкого тертя у всьому об'ємі флюїду. В результаті сили тертя поступово зосереджуються поблизу поверхні твердого тіла в пограничному шарі рідини – скін-шарі, товщина якого зменшується за законом  $f^{1/2}$ . Такий скін-ефект рівносильний збільшенню в'язкості в пограничному шарі і її різкому зниженню в каналі, що виникає на осі капіляра. По мірі зростання частоти і, відповідно, перерізу каналу, зв'язок флюїда, що знаходиться в каналі, з твердою фазою швидко послаблюється, гідравлічний опір каналу відповідно знижується, а проникність зразка в цілому наближається до його проникності по газу. Сказане підтверджується результатами експериментів [65]. Відмітимо, що ні часткове зниження в'язкості рідини за рахунок температурних ефектів, ні слабке зростання пористості, що має місце нібито за рахунок кавітації, не можуть привести до настільки значного зростання проникності.

Слабо зв'язаний з твердою фазою флюїд в каналі коливається несинфазно з нею, що сприяє винесенню кольматанту, який накопичився в звуженнях порових каналів, розчиненню парафінів, руйнуванню подвійних електричних шарів. Поширення коливань флюїду являє собою подовжню хвилю другого роду  $P_2$ . Коефіцієнти поглинання хвиль  $P_1$  і  $P_2$  пропорційні відповідно  $f^{1/2}$  і  $f^2$ . Тому хвиля  $P_2$  затухає набагато швидше, ніж  $P_1$ . Проте і при наближенні амплітуди хвилі  $P_2$  до нуля, тобто при її практично повному загасанні, переміщення скін-шару відносно рідини в каналі зберігається, оскільки скін-шар коливається разом із скелетом породи в хвилі  $P_1$ . Отже, канал існує у всьому інтервалі поширення хвилі  $P_1$  за умови, що в її спектрі присутні відповідні частоти. Наявність каналу із зниженим гідравлічним опором  $\epsilon$ , таким чином, необхідною (але недостатньою) умовою існування хвилі  $P_2$ . Так само, виникнення такого каналу – необхідна умова ефективності акустичної дії. При цьому відмітимо, що хвиля  $P_1$  безперервно генерує хвилю  $P_2$  на неоднорідностях [66]. Оскільки присвердловинна зона колектора істотно неоднорідна, можна вважати, що області існування хвиль  $P_1$  і  $P_2$  в присвердловинній зоні збігаються [67].



Сказане дозволяє зробити висновок: необхідною умовою ефективності акустичної дії є наявність відповідних частот у спектрі випромінювання.

Які ж частоти є граничними?

Товщину скін-шару  $d_s$  можна розрахувати за формулою [68]

$$d_s = (\eta / \delta_f \pi f)^{1/2}. \quad (2.2)$$

Враховуючи, що для виникнення каналу повинна виконуватися умова  $d_k > 2 d_s$  (де  $d_k$  – діаметр капіляра, що відповідає ефективному розміру пор) за формулою (2.2) можна знайти граничну частоту. Проте величину  $d_s$  важко визначити. З достатньою точністю відомі, як правило, такі параметри, як коефіцієнти пористості і проникності колектора, а також в'язкість флюїду-порозаповнювача, що входять у формулу (2.1). Формулою (2.1) користуються для визначення нижніх граничних частот, що забезпечують появу внутрішньокапілярних каналів із зниженим гідравлічним опором. При цьому враховують, що формула (2.1) отримана для умов, при яких  $d_k \gg d_s$ , тоді як, згідно експериментальних і теоретичних досліджень, інтенсивність хвиль  $P_2$  досягає значних величин вже при частоті  $0,1 f_k$  [67].

В табл. 2.2 приведені значення нижніх граничних частот, розрахованих за формулою (2.1), для зразків гірських порід з різними колекторськими властивостями. Динамічні в'язкості води, легкої і в'язкої нафт прийняті рівними 0,5; 1 і 10 сП, відповідно, що відповідає умовам природного залягання.

**Таблиця 2.2. Оцінка граничних частот для гірських порід з різними колекторськими властивостями [67]**

$k_m$ , %	$k_{пр}$ , мД	Гранична частота, кГц		
		$\eta = 0,5$ сП Вода	$\eta = 1$ сП Легка нафта	$\eta = 10$ сП В'язка нафта
5	0,1	4000,0	8000,0	80000
10	1,0	800,0	1600,0	16000
15	20,0	60,0	120,0	1200
20	300,0	5,3	10,6	106
30	1000,0	2,5	5,0	50

В роботі [67] викладені фізичні основи акустичного впливу на колектори. Технологія полягає у застосуванні акустичного поля

частотою 5–50 кГц та інтенсивністю (на осі свердловини) до  $10 \text{ кВт/м}^2$ .

Інтенсивність поля в породі поблизу стінки свердловини досягає  $1 \text{ кВт/м}^2$ , що забезпечує інтенсивність порядку  $0,2 \text{ кВт/м}^2$  на відстані одного метра від стінки свердловини [52]. Неважко перекоонатися, що щільність акустичної енергії в цьому циліндричному шарі має порядок  $10^{-1} \text{ Дж/м}^3$ . Переважаюча частота існуючих в даний час випромінювачів близько 20–25 кГц, у зв'язку з чим цей вид впливу можна назвати ультразвуковим.

Глибина залягання об'єктів дії досягає багатьох тисяч метрів, що вигідно відрізняє метод акустичного впливу від технології, заснованої на застосуванні електроіскрових випромінювачів.

Дія здійснюється вибірково, з роздільною здатністю до одного метра по вертикалі, тобто без впливу на необроблювані (наприклад, водоносні) інтервали. Устаткування і підготовка свердловини не відрізняються від таких при стандартних геофізичних дослідженнях. Широкий набір свердловинних приладів різного діаметру дозволяє проводити дію як у відкритому стовбурі, так і через насосно-компресорні труби. У нагнітальних свердловинах обробка може проводитися при закачуванні і під час зупинки, а в свердловинах газліфтного і фонтанного фондів – без припинення видобутку і підйому насосно-компресорних труб. На механізованих свердловинах обробку доцільно поєднувати з підземним або капітальним ремонтом устаткування. Акустична дія має ефект післядії, тобто позитивний ефект від її застосування зберігається від декількох тижнів до двох років і більше.

Тривалий досвід застосування АВ на продуктивні пласти і великий об'єм лабораторних даних дозволили зробити такі висновки [67]:

- позитивні результати застосування АВ отримані в основному в колекторах з проникністю більше 20 мД;
- з погіршенням колекторських властивостей порід ефективність АВ знижується у зв'язку із зростанням граничних частот (саме з цим пов'язане зниження ефективності АВ в карбонатах, що відрізняються гіршими, ніж в теригенних породах колекторськими властивостями);
- по мірі збільшення в'язкості нафти ефективність АВ знижується;
- застосування АВ для підвищення вилучення в'язких нафт можливо лише в колекторах з підвищеною проникністю або на основі

комплексування АВ з іншими методами інтенсифікації видобутку, направлені на зниження в'язкості;

- у нагнітальних свердловинах, тобто в тих випадках, коли робочим тілом є вода, ефективність АВ дещо вища, ніж в нафтових;
- у нагнітальних свердловинах застосування АВ в колекторах із зниженою проникністю дає результати кращі, ніж в аналогічних за колекторськими властивостями видобувних свердловинах, оскільки граничні частоти для водонасичених порід нижчі;
- у сприятливих випадках проникність колектора по воді або нафті збільшується в десятки разів і прямує до проникності по газу;
- при імпульсній дії зростання проникності більш значне, ніж при безперервній, і настає при меншій інтенсивності ультразвуку;
- при значній кольматації привибійної зони перед акустичною дією повинна проводитись кислотна обробка;
- доцільно розробити ряд випромінювачів, що забезпечують широкий (від 20 до 120 кГц) частотний діапазон акустичного впливу;
- акустична дія має ефект післядії, тривалість якого коливається від декількох діб до півтора року.

Метод екологічно чистий, а витрати на його проведення істотно нижчі, ніж при хімічній обробці або гідророзриві. Вважають, що технологія не має альтернативи при інтенсифікації припливів в горизонтальних свердловинах. Акустичний вплив може бути застосований і як профілактичний метод, що дозволяє істотно збільшити термін безремонтної роботи свердловин.

Із застосуванням методу АВ оброблено сотні свердловин. Коефіцієнт успішності, за різними оцінками, коливається від 50 до 75 % [56]. Проте механізм процесів, що протікають у пласті, не зовсім зрозумілий. Це обумовлено складністю і різноманітністю об'єктів дії. Проте, ефекти, які в принципі можливі в процесі АВ, можуть бути розділені на основні і другорядні. У загальній сонотехніці, тобто в широко застосовуваній в промисловості техніці ультразвукової дії на технологічні процеси, до основних відносять акустичну кавітацію і, набагато рідше, – акустичні мікропотоки [69]. Акустична інтенсивність, що реалізується в свердловинних умовах, недостатня для генерації цих процесів [52]. В зв'язку з цим, виникла думка, що ультразвукове очищення привибійної зони пов'язане з підвищенням температури порозаповнюючого флюїду за рахунок дисипації акустичної енергії і зростання теплопровідності порід в акустичному

полі. Накопичений досвід, результати теоретичних та експериментальних досліджень [70] спростовують і це припущення.

Основою технології *плазмово-імпульсного впливу (ПІВ) на продуктивні пласти з метою збільшення вилучення нафти* є електричний розряд в рідині через калібрований металевий провідник (дріт). Утворюється плазмовий канал, а сам провідник перетворюється на пару з високою щільністю, температурою і високим тиском, представляючи собою ударну хвилю, що поширюється з надзвуковою швидкістю. При вибуху провідника в рідкому середовищі в порожнині свердловини максимальний тиск досягається у момент стискання середовища в ударній хвилі [71]. Ударна хвиля, виходячи через перфораційні отвори в пружне середовище, викликає його рух, швидко затухає, перетворюючись на ряд послідовних коливань, що поширюються зі швидкістю пружних хвиль.

Багаторазове повторення плазмового імпульсу в заданих точках робочого інтервалу формує широкосмуговий сигнал від 1 до 12 000 Гц з одночасним виділенням значної кількості направленої енергії, яка комплексно нелінійно впливає як на привибійну, так і віддалену зони пласта. Відбувається багатократна направлена термічна, акустична, ударно-хвильова і пружна дії на продуктивний пласт. В результаті відбувається декольматація привибійної зони, очищення тріщин і каналів від солей, твердих часток, ароматичних вуглеводнів, покращується проникність контура живлення свердловини, в роботу включаються раніше не промиті цілики нафти, виникають сприятливі умови для однобічної міграції газорідинного середовища із зони високого в зону зниженого тиску. Одночасно за рахунок резонансного ефекту (збіг частоти сигналу з частотою продуктивного пласта) відбувається перерозподіл двофазної рідини (нафта/газ – вода) по вертикалі.

Плазмово-імпульсний вплив збуджує коливальну систему в широкому діапазоні і створює дуже складну пружно-хвильову картину. Зокрема, в перехідних зонах на розділі рідин з різною густиною з'являються динамічні хвилі, існування яких обумовлене взаємодією інерційних сил і перенесенням імпульсу, а також кінематичні хвилі, пов'язані з перенесенням речовини за рахунок тиску. Уздовж продуктивного пласта, якщо він є резонатором, поширюється не сам імпульс, а викликані ним власні коливальні рухи.

Якщо частота імпульсу збігається з частотою пласта-резонатора, з'являється ефект резонансної турбулізації, а також ефект просторового зсуву у високов'язких середовищах. Швидкість поширення пружних коливань залежить від властивостей колектора, а їх загасання – від його резонансних властивостей [72]. З'ясувавши процеси, що відбуваються в продуктивному покладі, створено джерело (генератор) пружних коливань, що нелінійно взаємодіє з продуктивним колектором на резонансних частотах [71].

*Імпульсно-хвильова технологія підвищення дебіту продуктивного пласта свердловини при видобутку нафти і газу* викладена в роботі [73].

Основна мета технології – ввести в розробку низькопроникні ізольовані зони продуктивного пласта шляхом застосування імпульсної дії, що поширюється на значну відстань і з достатньою інтенсивністю для збудження низькопроникних ділянок пласта.

З метою зниження фільтраційних опорів, відновлення гідродинамічного зв'язку системи «пласт – свердловина», розширення мережі мікротріщин, розроблені технічні засоби, що дозволяють створювати локальну геодинамічну дію на присвердловинні ділянки пласта. У якості джерела ударного і низькочастотного хвильового навантаження використовується вібратор «Хвиля» – установка з гідравлічним і пневматичним приводами, які призначені для зміни проникності масиву продуктивного пласта. Принцип роботи вібратора оснований на створенні направлених хвиль, які генеруються над гирлом свердловини і, використовуючи стовп технологічної рідини як хвилевід, передають імпульс тиску в зону продуктивного пласта. В процесі імпульсної дії виникає сукупність складних, взаємозв'язаних процесів, що призводять до того, що хвилі стискання, циклічно навантажуючи пористе середовище і багато разів відбиваючись, трансформуються в хвилі розтягування, створюючи умови для розвитку мережі тріщин і мікротріщин, як в стінках перфораційних каналів, так і в прилеглий до них породі пласта. Під дією імпульсу тиску свердловинна рідина проникає в перфораційні отвори, а потім – в породу зі швидкістю близько 150 м/с. Дана установка здатна підвищувати амплітуду тиску на фронті ударної хвилі до 150–200 МПа [73].

### *Технологія імпульсно-хвильової дії на привибійну зону нафтових, газоконденсатних, газових і нагнітальних свердловин*

Нафтопродуктивний пласт є нестійкою термодинамічною системою, проявляє властивості автоколивальної нелінійної системи із зосередженими параметрами і має ряд власних частот. Встановлено, що при монохроматичній сейсмічній дії на нафтопродуктивний пласт виникає ендегенне випромінювання пружних коливань квазірезонансного характеру, джерелом енергії якого є нелінійні геомеханічні і гідродинамічні процеси у фрагментованому середовищі. Є експериментальні дані, що нафтовий пласт може сам генерувати сейсмічні хвилі в частотному діапазоні 10–15 Гц [74]. В основі технології лежить гідроударне збудження імпульсів тиску у флюїдозаповненій свердловині, що впливає на присвердловинну зону пласта змінними, або знакозмінним тисками (чергування депресій і репресій, циклічні депресії). Таким чином відбувається генерування пружних коливань в присвердловинній зоні і створюється хвильова дія на флюїдозаповнений пласт в частотному діапазоні від сотих одиниць до 20 000 Гц із забезпеченням величини енергії хвильової дії більше 100 кДж [75]. При цьому структури пластів можуть збудитися в резонанс на домінантних частотах. Імпульсно-хвильова дія на ПЗП здійснюється генератором імпульсів гирловим (ГГ), генератором імпульсно-хвильовим (ГІХ), насосом струминним (НС) і поверхневим генератором сейсмічних хвиль (ГСХ) як окремо, так і їх синергетичним з'єднанням в єдиний технологічний комплекс. Тривалість проведення обробки визначається експрес-методом оцінки поточного стану фільтраційних параметрів ПЗП, шляхом реєстрації темпу зміни тиску в свердловині [76, 77]. Режими роботи устаткування, програма управління їх роботою вибираються і формуються спеціалізованим програмним забезпеченням [78, 79].

Способи хвильової обробки нафтоносних пластів на резонансних частотах пластів приведені в роботах [80–82]. Технології призначені для обробки привибійної зони пласта імпульсно-хвильовою дією з метою збільшення припливу рідини у видобувних свердловинах і збільшення приймальності нагнітальних свердловин. Можуть також застосовуватися для освоєння свердловин після капітального ремонту і буріння. Поставлена мета досягається поліпшенням колекторських властивостей привибійної зони пласта шляхом очищення її від забруднюючих часток і створення в ній мікротріщинуватості.

Технологія і устаткування для її реалізації захищені патентами України і Російської Федерації.

*Метод електродії* на продуктивний пласт заснований на ефекті необоротної перебудови структури порового простору середовища під дією електричного струму в спеціальних режимах, що визначаються геолого-фізичними умовами продуктивного пласта і насичуючих його флюїдів [83].

Обробка свердловин проводиться з використанням спеціальної установки, що працює від промислової електромережі (трансформатор, ЛЕП), або дизель-генератора, що встановлений на базі автомобіля або транспортується самостійним блоком (на причепі). Час обробки однієї свердловини складає 6–20 годин, споживана потужність – 100–400 кВт. Одна установка, що обслуговується 2–3 фахівцями, здатна обробляти до 100 свердловин на рік; за необхідності, можлива повторна обробка свердловини.

В роботі [84] представлені результати *моделювання інтенсифікації нафтовидобування при акустичному впливу на пласт зі свердловини*.

Розглядається модель фізичних процесів, що мають місце при акустичній дії на пласт. Флюїд, що заповнює пористе проникне середовище пласта-колектора, складається з легкої і важкої вуглеводневих фракцій, що знаходяться в умовах термодинамічної рівноваги. Фільтрація і акустична дія можуть порушувати рівноважний баланс між фракціями і призводити до поступового осадження або розчинення важкої компоненти. Зміна фільтраційно-ємнісних властивостей середовища, яка викликана дисбалансом концентрацій компонент флюїду, може мати вирішальну дію на процеси відновлення дебіту продуктивних свердловин.

Успішність застосування АВ залежить від безлічі чинників, серед яких можна виділити фільтраційно-ємнісні властивості середовища, в'язкість флюїду, початкове і поточне значення тиску пласта, історію зміни дебіту свердловини. Проте навіть велика кількість накопиченої статистичної інформації, що стосується використання методу, і досвід фахівців не можуть гарантувати позитивного результату акустичної обробки, не говорячи вже про отримання кількісної оцінки ефекту від можливого використання АВ. Таким чином, існує потреба в розумінні

фізичних механізмів, що приводять до інтенсифікації нафтовіддачі при акустичній дії на пласт зі свердловини.

В даний час запропоновані різні фізичні процеси і явища, які за тих або інших умов, могли б бути відповідальні за інтенсифікацію при застосуванні АВ [52, 85–89]. До найбільш вірогідних механізмів дії відносять тіксотропічні зміни у флюїді пласта, кавітацію, теплове прогрівання. Проте існуючі оцінки ролі того або іншого механізму в ефекті інтенсифікації носять швидше якісний, а не кількісний характер, через відсутність моделі явища інтенсифікації в цілому, а не лише її окремих елементів.

Спроба розглянути явище інтенсифікації нафтовіддачі в цілому зроблена в роботі [85], в якій отримана кількісна оцінка ефективності АВ за рахунок зменшення в'язкості нафти лише шляхом нагріву, обумовленого дією акустичного джерела. У цій роботі послідовно моделювалися явища, що лежать в основі фізичних механізмів при акустичній дії по тепловому механізму. При формулюванні єдиної послідовності фізичних завдань враховувалося, що свердловинне джерело акустичних коливань випромінює акустичні хвилі в зовнішнє середовище. Через наявність в середовищі поглинання, частина механічної енергії акустичних хвиль дисипується, перетворюючись в теплову енергію. В результаті навколо свердловини виникає розподілене з деякою щільністю теплове джерело, яке розігріває навколишнє середовище. Оскільки в'язкість вуглеводнів експоненціально залежить від температури [86], то її підвищення призводить до зменшення в'язкості і підвищення швидкості фільтрації в околі свердловини, і, можливо, до ефективного промивання зони фільтрації з видаленням осілих часток, що заважають фільтрації нафти з пласта. Оцінки, що приводяться в статті [85], показали, що АВ по тепловому механізму забезпечує підвищення температури в білясвердловинному просторі до 10–13 °С, що підтверджується експериментально [90] і приводить до 5–12 % збільшення дебіту свердловини [85]. Проте, відносно швидка релаксація температурного поля (6–7 днів) обумовлює короткочасність позитивного ефекту. Крім того, цікавим може бути факт, що використання звичайного теплового джерела тієї ж потужності виявляється менш ефективним, не дивлячись на те, що величина температурного поля на стінках свердловини у багато разів перевищує її значення при акустичній дії. Цей ефект пояснюється тим, що АВ забезпечує рівніше і глибше прогрівання середовища у порівнянні з тепловим джерелом.



Результати розрахунків збільшення дебіту свердловини внаслідок прогрівання білясвердловинного флюїду, які приведені в роботі [85], в цілому, підтверджують широко поширену думку фахівців в області інтенсифікації нафтовидобування про короткостроковість і, відповідно, малу величину ефекту від нагріву, виражену у відносно невеликій кількості додатково видобутої нафти в результаті зниження в'язкості пластового флюїду.

Проте, зміна в'язкості вуглеводнів залежно від величини температурного поля є лише одним із наслідків прогрівання в околі свердловини під дією акустичного випромінювання.

У роботі [85] також представлена вдосконалена модель фізичних процесів при АВ в рамках *теплого механізму*. Флюїд пласта передбачається таким, що складається з легкої і важкої вуглеводневих фаз, що знаходяться в термодинамічній рівновазі. Зовнішні дії, такі як фільтрація або АВ, можуть зміщувати рівновагу між фракціями так, що важка фракція може осідати на стінках пор або розчинятися. В рамках даної моделі вдається відтворити характерні особливості фільтрації флюїду зі свердловини до і після АВ, у тому числі отримати довготривалий ефект підвищення вилучення нафти з колектора, що характеризується поступовим зниженням дебіту. Важливою особливістю моделі є описання не лише самого ефекту та наслідків АВ, але і попереднього процесу кольтатації і замулювання білясвердловинного простору, який і призводить до необхідності проведення АВ.

Пластовий флюїд є надзвичайно неоднорідним середовищем, що складається із газу, води, легких вуглеводнів, смол, масел, асфальтенів і т. ін. Його фільтрація пов'язана з повільним осадженням важких вуглеводнів на стінках порового простору у вигляді твердої речовини, що призводить до поступового зменшення діаметру пор, зниження проникності і пористості. У пропонованій моделі рідина пласта складається з легкої і важкої фракцій вуглеводнів. Концентрація важкої фракції, що являється домішкою, є відношення кількості молекул речовини  $N_B$ , що розчиняється, до кількості молекул  $N_A$  розчинника  $C=N_B/N_A$  в одиниці об'єму. В умовах термодинамічної рівноваги відносні концентрації обох фаз знаходяться в певному балансі. Стан термодинамічної рівноваги характеризується величиною рівноважної концентрації домішки  $C^*$ . Очевидно, що при зміні термодинамічних умов в колекторі

рівноважна концентрація домішки також змінюється, викликаючи процеси релаксації поточної концентрації до її рівноважного значення. Наприклад, створення депресії в пласті при освоєнні свердловини приводить до зміни поля тиску і, відповідно, зміни рівноважної концентрації. Зниження рівня  $C^*$  означає те, що поточна концентрація домішки  $C$  наближатиметься до її рівноважного значення, при якому зайва рідка фракція важкого вуглеводню починає осідати на стінках порового простору у вигляді твердої фази, погіршуючи фільтраційно-ємнісні властивості середовища. Зменшення радіусу пор веде до зниження пористості і проникності, особливо в присвердловинній зоні, помітно позначаючись на величині швидкості фільтрації флюїду, і тим самим поступово знижуючи дебіт нафти. Швидкість даного процесу може варіюватися в дуже широкому діапазоні, що залежить як від фізико-хімічних властивостей розчинника і домішки, так і від стадії освоєння свердловини, тобто рівня до якого вже сталося падіння дебіту. Подібне забруднення може тривати багато тижнів, а то і місяців.

У свою чергу, перевищення рівноважною концентрацією домішки значення поточної концентрації викликає процес розчинення твердої фази важких вуглеводнів і очищення порових каналів. Зокрема, акустичні хвилі, що генеруються ультразвуковим свердловинним випромінювачем, поглинаються у зовнішньому середовищі і формують в околі свердловини розподілене теплове джерело. Внаслідок цього, відбувається нагрівання зовнішнього середовища і зміна температури флюїда, що у свою чергу призводить до зміни рівноважної концентрації  $C^*$ , розчинення твердої важкої вуглеводневої фракції, очищення порових каналів і поліпшення фільтрації.

Таким чином, швидке очищення пор при АВ, особливо в порівнянні з попереднім процесом кольматації, може пояснити довготривалий ефект від АВ, залишаючись в рамках того ж таки простого теплового механізму [84].

Фізичним чинником в нових технологіях, розроблених фахівцями НВФ «Ойл-інжинірінг», є дистанційна дія на середовище нафтових пластів пружними коливаннями на додаток до гідродинамічної дії [91]. Для застосування даних технологічних процесів створений ряд гідродинамічних і газодинамічних генераторів коливань різної потужності з високим ККД.

Дія на пласт здійснюється в умовах тривалої керованої депресії, що чергується з репресіями, у сукупності з фізико-хімічним чинником. Завдяки такій дії підвищується якість обробки, яка виражається в істотному підвищенні продуктивності свердловин і вирівнюванні профілів припливу за рахунок відновлення проникності ПЗП і підключення в роботу раніше не освоєних прошарків.

Рациональні режими роботи віброхвильового устаткування визначаються з використанням спеціальної комп'ютерної програми і задаються відповідно до геолого-промислових характеристик кожної конкретної свердловини. Пружні коливання в умовах депресії на пласт сприяють тиксотропному розрідженню глинистих включень і дезінтеграції кольматуючого матеріалу. Вони зменшують блокуючий вплив фаз – води, нафти або газу, прискорюють фільтрацію рідини і винесення кольматуючого матеріалу в свердловину, внаслідок чого зростає проникність привибійної зони колектора [91].

Фізико-хімічний чинник дії реалізується двома шляхами:

- додаванням хімічних реагентів в циркулюючу робочу рідину;
- послідовним закачуванням в пласт через встановлені свердловинне устаткування і генератор розрахункових об'ємів реагентів певного функціонального призначення – розчинників, поверхнево-активних речовин (ПАР), розчинів лугів, кислот, тепловіділяючих та інших активних реагентів або їх композицій.

При поєднанні всіх компонентів комплексної дії значно підвищується глибина проникнення реагентів в малопроникні зони колектора, інтенсифікуються хімічні реакції, прискорюється винесення їх продуктів, відбувається глибоке очищення ПЗП. В результаті створюються сприятливі умови для виклику припливу в свердловину і вилучення кольматуючих матеріалів із пласта. Все це, як правило, приводить до кратного підвищення продуктивності свердловин [91].

Досвід використання хвильових (вібраційних, ударних, імпульсних та ін.) дій на продуктивні пласти показує, що при оптимальному виборі об'єктів обробки і застосовуваних технічних засобів можна помітно інтенсифікувати фільтраційні процеси в пластах і підвищити їх нафтовіддачу [25, 92]. При цьому позитивний ефект хвильової дії проявляється як в одній безпосередньо оброблюваній, так і в окремих свердловинах, віддалених від джерела імпульсів тиску на сотні і більше метрів, тобто при хвильовій обробці пластів реалізуються механізми локальної і далекої площадної дії.

Згідно з існуючими уявленнями про механізми хвильової дії на фільтраційні процеси умовно можна виділити дві групи спостережуваних явищ [40].

До першої групи відносяться явища, для існування яких необхідна постійна хвильова дія на пористе середовище з фільтруючою рідиною, оскільки після її припинення ефект зникає або відразу, або через досить короткий час, за який пористе середовище і фільтруюча рідина повертаються у вихідний стан. Очевидно, що в цьому випадку для досягнення ефекту в промислових умовах дія джерел хвильового випромінювання повинна поєднуватися з процесом експлуатації пласта.

До другої групи можна віднести явища і механізми, що мають ефект післядії, тобто їх вплив на фільтрацію зберігається тривалий час після припинення дії. До них відносяться процеси очищення порового простору від домішок, деякі незворотні процеси тріщиноутворення в гірській породі, що збільшують її проникність, процеси прискорення капілярного просочення та ін. Використання подібних явищ дозволяє розділяти в часі процеси обробки пласта і його експлуатації.

Разом з тим, при всій відмінності вказаних механізмів і способів їх реалізації загальною для них є умова прямої дії на оброблюваний об'єм середовища, тобто ефект обробки повинен спостерігатися лише в тій частині пласта, де інтенсивність хвильових процесів досить висока для приведення в дію вказаних механізмів. В той же час при дії джерел хвильового випромінювання в гірському масиві його інтенсивність неминуче згасає у міру віддалення від джерела як через незворотні втрати імпульсу, так і, головним чином, через геометричне розширення області, що охоплюється дією. Якщо прийняти, що міра згасання пропорційна  $1/r^\alpha$  (де  $r$  – відстань від джерела,  $\alpha$  – показник, більший або близький 1), то при радіусі свердловини рівному 0,1 м і віддаленні від неї на сотні метрів, інтенсивність випромінювання неминуче знизиться щонайменше в тисячі разів, тобто практично стане нульовою. Отже, ефекти далекої площадної дії, що реально спостерігаються при хвильовій обробці пластів свердловинними випромінювачами, не можуть бути пояснені за допомогою уявлень про механізми, що передбачають пряму, з відповідними втратами енергії, дію імпульсів тиску на фільтраційні процеси [40].

Це можна зробити при розгляді спостережуваних явищ з таких позицій. Продуктивний пласт, що знаходиться під дією ваги вищезалігаючої товщі порід, при зниженні в ньому пластового тиску в процесі експлуатації стискається внаслідок зростання ефективних вертикальних напружень. Згідно із загальноприйнятими уявленнями, насичені пористі середовища деформуються під дією ефективних напружень, тобто різниці між загальним навантаженням і поровим тиском. Якби пласт являв собою горизонтально розташований безмежний плоский однорідний шар, то при його стисканні вищезалігаюча товща порід повинна була б осісти рівномірно як жорстке тіло, що не деформується. Насправді продуктивний пласт при зниженні порового тиску деформується неоднорідно, що обумовлено багатьма причинами, зокрема, природною неоднорідністю властивостей пласта, його будовою, а також нерівномірним відбором флюїду і формуванням зон депресії. Існування неоднорідностей різних типів в стискуваному пласті і наявність пружних властивостей масиву гірських порід приводять до появи так званого склепінного ефекту. Він полягає в неповному стисканні одних ділянок пласта за рахунок перерозподілу навантаження і перенесення його частини на малостискувані області пласта і порід, що обмежують його і які виконують функції «опор» для вищезалігаючого масиву. Такий перерозподіл вертикального навантаження впливає на формування областей складнонапруженого стану як в самому пласті, так і в породах, розташованих вище і нижче нього [40].

Таким чином, потенційна енергія гірських порід, що залягають над продуктивним пластом масиву, яка при ідеальній однорідній деформації пласта при зниженні в ньому порового тиску повинна переходити в енергію пружного стискання пласта і підтримувати в ньому поровий тиск, насправді частково витрачається на додаткову деформацію гірського масиву, викликану наявністю в пластах неоднорідностей. Отже, якщо ініціювати розвантаження складнонапружених областей, тобто зняти або зменшити дію «склепінних» ефектів, то вивільнятиметься накопичена енергія і відбудеться додаткове стискання пласта з підвищенням в ньому порового тиску. Ініціювати розвантаження, тобто викликати зміщення гірського масиву в «склепінних» областях, можна за допомогою вібраційних, імпульсних, ударних та інших динамічних способів дії на ці області.

З даного механізму виходить, що хвильова дія впливає не на області фільтрації течії в пласті, а на ділянки максимальної концентрації напружень в гірській породі, які можуть розташовуватися як в самому пласті, так і в масиві порід, що його оточує. Зоною прямої імпульсної дії мають бути відносно невеликі за об'ємом ділянки. При цьому область впливу ефекту розвантаження одної із «опор» тягнеться, принаймні, до сусідніх «опор» – до ділянок концентрації напружень. Відстані між ними визначаються розподілом неоднорідностей і можуть досягати десятків і сотень метрів. Фільтраційні процеси інтенсифікуються за рахунок додаткового стискання пласта і зростання порового тиску в області впливу ефекту розвантаження. Важливо відзначити, що додаткове стискання пласта відбувається не за рахунок енергії, що привноситься у пласт хвильовою дією, а за рахунок енергії, що вивільняється, а також накопиченої в масиві порід при його неоднорідній деформації в процесі експлуатації [40].

Аналіз розрахунків показує, що пластовий тиск, за рахунок використання накопиченої в масиві пружної енергії, може збільшитися від десятих доль одиниці до 1,0–1,5 МПа. Важливо відзначити, що ефект від перерозподілу пластового тиску визначатиметься не лише зростанням сумарного дебіту свердловин, пропорційним збільшенню середнього пластового тиску, але і залученням до руху нафти із застійних або малорухливих ділянок пласта, можливим навіть при незначному за абсолютною величиною перерозподілі навантаження на пласт. Останній чинник має значення при експлуатації заводнених родовищ, коли залучення до руху нерухомих до обробки ціликів нафти може істотно підвищити її долю в флюїді, не дивлячись на малу зміну загального дебіту.

Підставою для твердження, що імпульсні дії здатні змінити складнонапружений стан гірської породи, є явище втрати міцності твердих тіл при циклічних навантаженнях. Для типового випадку наявності вертикальної тріщинуватості в гірському масиві при виникненні прикладених до країв тріщини дотичних напружень  $\tau$  краї тріщини зміщуватимуться один відносно одного за умови  $\tau > k p_{\sigma, z}$ , ( $k$  – коефіцієнт тертя;  $p_{\sigma, z}$  – бічний гірський тиск). Іншими словами, якщо при формуванні складнонапружених областей зсувне зусилля перевищить силу тертя між краями тріщини, то гірський масив природним чином розвантажиться через взаємний зсув його блоків. Якщо ж дотичні напруження, що розвиваються, не перевищать

критичної величини, але будуть близькі до неї, то періодичні динамічні дії здатні за деякий час привести до зміщення блоків і відповідного розвантаження породи. Дотичні напруження, що розвиваються внаслідок неоднорідної деформації гірського масиву, можуть досягати перших одиниць мегапаскалей. При характерних значеннях  $p_{б.г} = 20\text{--}40$  МПа критичні значення зсувних напружень знаходяться в тому ж діапазоні, що і дотичні напруження, що розвиваються в породі в процесі імпульсної дії. Це свідчить про принципову можливість прояву механізмів втомного руйнування. Крім того, можливі ситуації, коли в гірському масиві виявлятимуться початкові зсувні напруження, що збільшує можливість і ефективність розвантаження імпульсними діями [40].

Таким чином, ефекти далекої площадної дії при хвильовій обробці пластів можуть бути пояснені непрямим впливом хвильового процесу на віддалені ділянки пласта. Хвильовою дією розвантажується відносно невелика за розмірами область концентрації напружень поблизу джерела випромінювання, а подальший перерозподіл навантаження на продуктивний пласт проявляється на масштабах, що визначаються пластовими неоднорідностями, які можуть досягати десятків, сотень і більше метрів. Прямою причиною інтенсифікації фільтраційних процесів є збільшення середнього пластового тиску і його перерозподіл по пласту. Очевидно, що ефективність хвильової обробки залежить від вибору ділянки дії, розвантаження якої оптимально відіб'ється на перерозподілі тиску в пласті.

Сприятливими чинниками для реалізації описаного механізму дії на пласт є висока стисливість пласта, його велика товщина, наявність ділянок, що обумовлюють прояв склепінних ефектів – неоднорідностей фізичних властивостей, наявність скидів, наявність виклиньвань, зміна товщини пласта та ін. Коли концентрація напружень буде близька до критичної, очевидно, що навіть слабкі дії від віброрейсмічних джерел на земній поверхні і слабкі сейсмічні хвилі від землетрусів, що відбуваються на великому віддаленні від родовища, можуть перерозподілити навантаження на пласт.

Крім того, є ще одна обставина, яка набуває важливого значення, якщо виходити з положень викладеної концепції. Зниження пластового тиску в процесі експлуатації родовищ закономірно призводить до осідання земної поверхні з можливим негативним впливом на стан цементного каменя в свердловинах, наземних споруд

та ін. Локальні переміщення гірського масиву, викликані хвильовою обробкою, носять в цілому вторинний характер, незначні на загальному фоні і навіть сприяють зняттю накопиченого в гірському масиві напруження. В той же час, зміщення в масиві в результаті хвильової дії, на відміну від основного процесу осідання, відбуваються значно швидше в часі, що може підсилити їх негативний вплив. Для запобігання можливим ускладненням необхідна попередня оцінка потенційних змін в гірському масиві [40].

В гірських породах, як правило, присутні різного виду дефекти, одними з яких є тріщини геологічного та техногенного походження. За теорією Гриффітса на берегах тріщин акумулюється енергія пружної деформації, яка необхідна для утворення нових поверхонь. В подальшому, за рахунок релаксації напружень і деформацій по мірі розкриття тріщин, пружна енергія вивільняється в масив гірської породи. Отже, тріщина в гірських породах є не тільки акумулятором, але і генератором пружної енергії.

Відомо також, що тріщина є концентратором напружень. В механіці руйнування концентрація напружень на тріщині характеризується коефіцієнтом  $K$  інтенсивності напружень. В роботі [93] розглянуто динаміку взаємодії гармонічної хвилі заданої амплітуди  $q$  з тріщиною кінцевої довжини  $l$ . Встановлено, що коефіцієнт інтенсивності напружень нормального відриву залежить від хвильового числа  $\omega l/v_p$  (де  $\omega$  – частота гармонічної хвилі;  $v_p$  – швидкість поширення подовжніх хвиль в гірському масиві).

Величина коефіцієнта інтенсивності напружень  $K$  на всьому діапазоні частот навантажень гірського масиву, що найбільш поширені у практиці, перевищує статичний коефіцієнт інтенсивності напружень (при  $\omega = 0$ ), причому максимальне значення  $K$  перевищує статичну величину на 30 %. Максимальне значення  $K$  досягається при  $\omega l/v_p = 0,4$ .

Таким чином, при фіксованих параметрах  $l$  і  $v_p$  шляхом зміни частоти гармонічної дії на тріщини в масиві, можна досягти максимальних значень коефіцієнта інтенсивності напружень, а отже збільшити концентрацію напружень на берегах тріщин, що приводить до підвищення рівня накопиченої пружної енергії, яка в подальшому буде вивільнятися і надходити в гірський масив за рахунок релаксаційних процесів по мірі розкриття тріщин.

Зазначене може бути використано для підсилення процесу утворення тріщин і пов'язаного з цим покращання фільтраційних



характеристик гірського масиву у привибійній зоні продуктивних пластів в процесі їх обробки навантаженням гармонічного типу, що сприятиме збільшенню припливу флюїдів на вибої видобувних свердловин.

Одним із засобів підвищення продуктивності нафтових і поглинальних властивостей нагнітальних свердловин є *вібровплив* на вибій за допомогою різноманітних вібраторів, що створюють значні перепади тисків у свердловинній рідині. Ефект полягає в зниженні в'язкості рідини, поверхневого натягу і підвищенні провідності пластових систем під впливом віброударних хвиль [16].

Для генерування хвильових полів у ПЗП застосовують гідродинамічні випромінювачі (ГДВ), що використовують енергію потоку прокачаної через них рідини, а також високочастотні звукові та ультразвукові генератори.

Існує два основних методи збільшення нафтовіддачі за допомогою акустичних полів. Перший полягає у збудженні вібрації власне пласта на його резонансній частоті сейсмічними хвилями [94].

Енергію осциляції  $\Delta E$  елементарної маси  $\Delta M$  визначають за формулою

$$\Delta E = 0,5f^2 A^2 \Delta M,$$

де  $f$  – частота коливань;  $A$  – амплітуда зміщення.

Як видно з формули, для збудження вібрації породи необхідна дуже велика енергія, тому цей метод збільшення нафтовіддачі важко реалізувати.

Перспективним є другий метод, що полягає у генеруванні за допомогою ГДВ гідродинамічних хвиль тиску рідини за раніше встановленим законом та поширенні їх у порових каналах пласта. Проте керування частотою коливань за раніше встановленим законом не завжди є можливим. Найбільш керованими є низькочастотні вібратори, що використовують перетворення електричної енергії в механічну: електромагнітні, електророзрядні та інші, які можуть широко використовуватися при хвильових методах витіснення нафти.

Розроблений метод віброхвильового витіснення нафти з продуктивного пласта при внутрішньоконтурному заводненні шляхом створення керованого переміщення фронту біжучої хвилі акустичного впливу у напрямку від нагнітальної до видобувних свердловин шляхом періодичної плавної зміни довжини чверті хвилі

випромінювача від значення, що дорівнює радіусу ближньої зони нагнітальної свердловини (5–10 м) до довжини чверті хвилі, що дорівнює радіусу кола розташування близьких видобувних свердловин [95].

При цьому максимальний ефект від хвильового акустичного впливу можна одержати у родовищі, яке розробляється методом внутрішньоконтурного заводнення за багатоточковою схемою, в якій видобувні свердловини розташовані по контуру кола, описаного навколо нагнітальної свердловини.

Для визначення крайніх значень частот діапазону випромінювання ( $f_{min}, f_{max}$ ) користуються виразом

$$f_i = v_{п} / k\lambda_i,$$

де  $v_{п}$  – швидкість поширення пружної хвилі в пласті;  $\lambda_i$  – довжина хвилі акустичного випромінювання;  $k=4$  – коефіцієнт, що враховує довжину чверті хвилі випромінювання, при якій амплітуда хвилі, що поширюється у пласті (перша гармоніка), досягає максимального значення [95].

Згідно з вибраними крайніми значеннями діапазону довжин хвиль встановлюють частотний діапазон роботи акустичного випромінювача.

Отже, із зміною частоти випромінювача відбувається повільна зміна відстані (коло з радіусом  $\lambda/4$ ), де фокусується максимальна енергія пружних коливань.

За мінімальне значення довжини чверті хвилі береться радіус ближньої зони нагнітальної свердловини, а за максимальне значення – радіус кола розташування видобувних свердловин.

Після встановлення вибраних режимів роботи випромінювача його спускають на кабелі в нагнітальну свердловину і розміщують у зоні продуктивного пласта. Здійснюють акустичний вплив на пласт коловим горизонтально спрямованим полем, періодично плавно зменшуючи частоту випромінювання від її верхнього значення до нижнього, створюючи таким чином біжучу хвилю, яка переносить енергію випромінювання уздовж напрямку поширення від нагнітальної до видобувних свердловин.

Цей метод є ефективним у випадку монотонної і рівномірної роботи синхронно-взаємозв'язаної системи пласт – свердловина без різкої зміни і порушень гідродинамічної рівноваги у покладах у разі однорідного потоку флюїду через поровий простір колектора [95].

Фізичною основою *електророзрядної імпульсної дії*, викладеної в роботі [96], є сукупність складних взаємозв'язаних процесів, які полягають в тому, що хвилі стискання, які виникають внаслідок високовольтного імпульсного пробою рідини, циклічно навантажують пористе насичене середовище і ініціюють процес розрядки напружень у гірському масиві навкруги джерела. Процес перерозподілу напружень, що здійснюється в імпульсному режимі і супроводжується генеруванням пружних хвиль з частотою, характерною для даних порід, активізує нерухомі та малорухомі цілики нафти у продуктивному пласті, що є причиною збільшення потоків нафти і пов'язаного з цим зниження обводнення видобувної продукції на площі, що охоплюється процесом перерозподілу напружень. Багаторазово відбиваючись, хвилі стискання трансформуються в хвилі напружень розтягування, за рахунок дії яких в перфораційних каналах виникають кільцеві напруження, які значно перевищують межу міцності кольматуючих відкладів на розтяг. За цементним кільцем амплітуди кільцевих і радіальних напружень близькі між собою і створюються умови для утворення тріщин, оскільки в цьому випадку досягається межа міцності породи пласта на розтяг. Сverdловинна рідина проникає зі швидкістю 150 м/с у перфораційні отвори, а потім і в породу, що також спричинює руйнування кольматуючих відкладів і розвиток тріщин.

Основою технології дії *акустичними коливаннями* на привибійну зону є: термоакустична дія, капілярний ефект і гравітаційні ефекти [96].

Під дією теплового поля у привибійній зоні відбувається розрідження парафіносмолистих відкладів. Вплив акустичного поля на рідку фазу у привибійній зоні проявляється у виникненні в ній знакозмінних напружень (стискання – розтягування), високих градієнтів тиску, значення яких є достатніми для руйнування просторової структури і граничних шарів рідини на поверхні порових каналів.

Відповідальними за рух рідин у нафтоносному пласті є гравітаційні та капілярні сили. Гравітаційні сили діють на неоднакові густини різних фаз, які насичують середовище. Прискорення нафтової фази більше, ніж води, а прискорення води більше, ніж породи.

Залишкова нафта у виснаженому нафтоносному пласті міститься у краплинах, які в дисперсному вигляді знаходяться у воді. Різниця в

густині зумовлює відділення нафти від води, яке добре відоме як ефект гравітаційного об'єднання нафтових крапель емульсії. Капілярні сили відіграють важливу роль у просочуванні рідини через тонкі порові канали. Рідкі плівки адсорбуються на стінках пор протягом процесу просочування. Ці плівки зменшують нормальне просочування, оскільки зумовлюють зменшення ефективного діаметра пор. Якщо пора є невеликою, то така плівка може повністю блокувати просочування через неї. Просочування може відновитись тільки тоді, коли прикласти до цієї ділянки тиск з деяким критичним градієнтом. Більш того, наявність мінералізації у рідині, яка просочується, змінює товщину рідкої плівки.

У насичених нафтоносних шарах водна та нафтова фракції перемішані та дисперговані одна в одній. Важливим чинником відносної взаємопроникності фракцій є наявність порогу рівня нафтового насичення, нижче за який нафта стає нерухомою. У разі нижчого рівня насичення нафта розбивається на ізольовані краплі [96].

Сили Бьоркнеса (Bjerknes forces), які є силами притягання і діють між краплями (що коливаються) однієї рідини в іншій, викликають об'єднання нафтових крапель, що призводить до збільшення рухливості нафти і утворення струмків нафти у просторі пор.

Фізико-хімічний стан системи пласт–флюїд описується рядом характеристик. До основних відносяться такі характеристики як взаємодія капілярних (порових) каналів з флюїдом пласта і структурний стан самого флюїду. Акустичні коливання впливають на ці характеристики, в тому числі на стан капілярної взаємодії флюїду з поверхнею порових каналів і стан самих частинок флюїду (желеподібний стан, утворення пластівців та інших твердоподібних частинок (тобто утворення сітчастих структур флюїду), явище тиксотропії, тощо [53, 56, 59].

Вказані характеристики мають різні частотні спектри реакцій на АД, які сприяють зменшенню уявної в'язкості флюїду і зменшенню сил зчеплення між стінками порових каналів і флюїдом, що збільшує рухомість флюїду та фільтраційну здатність пласта в ПЗП [91].

У будь-якому випадку в кожній свердловині система пласт–флюїд характеризується повним складом параметрів своїх характеристик, від свердловини до свердловини змінюються лише співвідношення між значеннями цих параметрів. Визначення

величини параметрів характеристик системи пласт–флюїд для кожної окремої свердловини є непростим завданням. У роботі [56] відзначається, що імпульсна дія на ПЗП більш ефективна, ніж безперервна (квазігармонічна) і проводиться при меншій інтенсивності акустичної дії. В першу чергу це пояснюється більш широким спектром частот імпульсних АД порівняно з квазігармонічними. Широкий спектр частот АД дає змогу діяти на всі або більшість характеристик системи пласт–флюїд у різних свердловинах з достатньою ефективністю. Тому імпульсна АД на ПЗП має явні переваги порівняно з квазігармонічною тією ж інтенсивністю, оскільки квазігармонічні коливання мають досить обмежений спектр гармонічних складових. З цього зрозуміло, що велике значення з точки зору ефективної дії на ПЗП має, поряд з потрібною інтенсивністю акустичних коливань, також спектр цих коливань з необхідною інтенсивністю кожної спектральної складової. Не завжди невдалий вибір спектра коливань АД на пласт можна в достатній мірі компенсувати збільшенням інтенсивності цих коливань. Технологічно більш раціональним для АД на ПЗП є використання імпульсних гідрогенераторів багаторазової дії порівняно з пристроями одноразової імпульсної дії (вибухові, імпульзні, мембрани, що руйнуються, та інші) [97].

З метою збільшення видобутку нафти запропоновані три ефективні нетрадиційні електродинамічні методи: електродинамічний метод очищення привибійної зони пласта з одночасною дією підвищеної депресії (за допомогою компресора); електрокінетичний метод інтенсифікації притоку флюїду сумісно з методом підвищеної депресії; електрохімічний метод збільшення нафтовіддачі із штучним заводненням [98, 99].

1. Електродинамічний метод очищення привибійної зони пласта з одночасною дією підвищення депресії (за допомогою компресора) обумовлює проявлення в капілярно-пористому середовищі електрохімічного, електрокінетичного, теплового та інших факторів, які викликають у забрудненій привибійній зоні гідророзрив стінок капілярів у тонкопористому шарі за рахунок електроосмосу, утворення кислотного або лужного середовища в залежності від знаку заряду на свердловинному електроді, підвищення в приелектродній зоні температури на 10–20 °С, зниження міжфазового поверхневого натягу, збільшення об'ємної швидкості витіснення флюїду в напрямку до свердловини. Потужність електричної установки 10...20 КВт. В

даному випадку при електрообробці білясвердловинної зони пласта протягом 3...5 днів приплив флюїдів значно збільшується (інколи в 5 разів та більше) в залежності від ступеня забруднення, нафтонасиченості і проникності, а також від величини сили струму [98].

2. Електрокінетичний метод інтенсифікації припливу флюїдів полягає в тому, що на білясвердловинну частину продуктивного пласта цілодобово діють постійним електричним полем і підвищеною депресією, що створюється за допомогою насосу. При цьому дебіти свердловин значно підвищуються і інколи перевищують поточні в декілька разів при зменшенні заводнення на 20...40 %. Накопичений досвід показав, що ефективність методу залежить від глибини залягання, товщини, проникності та залишкової нафтогазонасиченості пласта, глибини занурення насосу і фільтра, положення динамічного рівня, фізико-хімічних властивостей рідин і порід.

У двох вищезазначених методах електричне устаткування складається із трансформатора ТМПН-100/1170, випрямляча постійного струму, свердловинного і поверхневого електродів, кабеля марки КРБП-3×16.

3. Електрохімічний метод збільшення нафтовіддачі пласта із штучним заводненням ґрунтується на додатковій дії на пласт постійним електричним струмом, який пропускається в межах куца свердловин через два електроди живлення, що знаходяться на рівні пласта в двох поруч розташованих свердловинах. Електрод із від'ємним зарядом розташовується у водонагнітальній свердловині, із позитивним зарядом – у нафтовидобувній. При цьому під дією електрорушійних сил у поровому просторі пласта виникають електрокінетичні і електрохімічні процеси, які підвищують ефективність штучного заводнення. Так, електрокінетичні процеси обумовлюють більш активне витіснення нафти водою із порового простору, оскільки цьому сприяє створення навколо нагнітальної свердловини лужного середовища з високими нафтовитіснюючими властивостями. В результаті збільшується коефіцієнт охоплення дією лужного розчину заводненого неоднорідного пласта, значно зменшується заводненість видобувних свердловин в межах куца і, відповідно, збільшується видобуток нафти. Технологія проведення робіт технічно безпечна, екологічно чиста і дозволяє використовувати необхідне улаштування та обладнання вітчизняного виробництва [99].

## *Ультразвукова технологія*

При ультразвуковій дії виникає сукупність складних, взаємозв'язаних процесів, що приводять до того, що хвилі стискання, циклічно навантажуючи пористе середовище, багато разів відбиваючись, трансформуються в хвилі напружень розтягування, створюючи умови для розвитку мережі тріщин і мікротріщин, як в стінках перфораційних каналів, так і в прилеглий до них породі пласта.

В основі технології дії ультразвуком на привибійну зону лежать [100]:

- термоакустична дія;
- ультразвуковий капілярний ефект;
- гравітаційні ефекти.

Під дією теплового поля в привибійній зоні відбувається розрідження парафіносмолистих відкладів. Вплив акустичного поля на рідку фазу в привибійній зоні полягає у виникненні в ній знакозмінних швидкотекучих високих градієнтів тиску, величини яких достатні для руйнування просторової структури колоїднодисперсних систем (КДС) і суміжних шарів рідини на поверхні порових каналів.

Ультразвуковий капілярний ефект збільшує глибину охоплення й інтенсивність обробки привибійної зони хімічними реагентами.

Гравітаційні ефекти, що виникають у високо інтенсивному акустичному полі, приводять до очищення привибійної зони від механічних частинок, глинистого розчину, твердого парафіну і солей.

Відмінність дії ультразвуком на привибійну зону від дії низькочастотними коливаннями полягає у наступному:

- створюються значно більші стискуючі і розтягуючі градієнти тиску в масштабі, відповідно розмірам пор;
- не виникають порушення цементного каменю;
- існує можливість локальної і направленої дії на певні зони пласта як по його радіусу, так і по потужності;
- відбувається комплексна дія на пласт теплом і високими знакозмінними градієнтами тиску.

### Розділ 3

## ВИБУХОВІ ТЕХНОЛОГІЇ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ

В умовах очевидного і прогресуючого вичерпання родовищ вуглеводнів однією із проблем, розв'язання якої є надзвичайно важливим для енергетичного комплексу України, є розробка нових підходів та технологій інтенсифікації видобутку енергоносіїв.

Аналіз наукових, технологічних і виробничих робіт по сполученню продуктивного пласта з видобувною свердловиною дозволяє виявити низку процесів, які впливають на стан проникності привибійної зони пластів при експлуатації видобувних свердловин. Ці процеси протікають на поверхні каналів фільтрації пластів і утворюють штучні малопроникні перешкоди, тим самим знижуючи потенційну можливість гідродинамічних каналів фільтрації. Під дією цих процесів суттєво зменшується продуктивність свердловин.

Ефективність робіт в свердловинній геотехнології, в першу чергу, слід пов'язувати з підвищенням фільтраційних характеристик пластів-колекторів нафти і газу, які рідко задовольняють необхідну продуктивність свердловин і, як правило, погіршуються в процесі їх експлуатації, що позначається не тільки на техніко-економічних показниках роботи підприємств, але й на ступені освоєння багатства надр. Одним з ефективних способів вирішення проблеми є скероване формування фільтраційних можливостей привибійних зон свердловин, що визначає підземну гідродинаміку флюїдів і продуктивність процесу вилучення вуглеводнів із підземних формацій. За кордоном і в країнах СНД найбільше поширення знайшли відомі методи поліпшення стану привибійних зон пластів, такі як використання хімічних кислот, поверхнево-активних речовин і розчинників, різного виду теплові обробки, віброобробки, розрив пласта і деякі інші. Але в багатьох випадках зазначені методи не дають бажаного технологічного ефекту. Багато в чому це відбувається із-за неповного врахування змін в продуктивних пластах в процесі видобутку і недостатньої обґрунтованості застосування того чи іншого методу інтенсифікації. Одним із головних недоліків відомих методів дії на ПЗП є недостатня вибіркова дія, в результаті чого суттєво знижується їх ефективність, особливо на родовищах із багатшаровими розсіченими колекторами різної проникності. Інші



недоліки, такі як потреба в громіздкому устаткуванні (гідророзрив), великі енергетичні витрати (теплові обробки), висока вартість реагентів (кислотні обробки та використання ПАР) менш суттєві. Одним із альтернативних перспективних методів є імпульсна обробка привибійних зон продуктивних пластів.

Роботи, виконані у Відділенні геодинаміки вибуху Інституту геофізики НАН України, показали, що ефективне застосування імпульсних методів, в т.ч. короткосповільненого вибуху, для створення штучної тріщинуватості у привибійній зоні пласта можливе лише на фізичній основі керування поведінкою гірських порід при імпульсних навантаженнях, що призводить до розущільнення порід і підвищення їх проникності не тільки в області макроруйнувань, що має досить високі фільтраційні характеристики, але і за її межами, де рівень навантажень не перевищує межі пружності.

Відомо, що ефективними способами керування процесом імпульсного навантаження гірських порід є регулювання амплітудою, тривалістю та швидкістю навантаження, взаємодія хвильових полів у просторі та часі, оптимальний просторовий розподіл і вибір раціональних схем імпульсної дії. При цьому необхідно мати надійні дані про фізичні параметри геологічного середовища у навроколосвердловинному просторі.

При свердловинних методах розробки вуглеводнів традиційні способи керування імпульсним навантаженням мають обмежене застосування і ряд суттєвих недоліків, таких як мала область обробки масиву, невелика кількість тріщин, небезпека ураження колон та інші. Водночас не враховується вид напружено-деформованого стану, створеного в породі в процесі вибуху. Як показали результати проведених досліджень, саме нерівномірність динамічної дії на породи є ключовим аспектом в питанні розущільнення структури порід при їх навантаженні. Результати досліджень показали, що нерівномірний вид напружено-деформованого стану у масиві привибійної зони пласта може бути створений в результаті підривання зарядів в свердловині в режимі короткосповільненого вибуху.

Далі приведено способи вибухової обробки продуктивних нафтогазових пластів.

В основу способу інтенсифікації видобутку нафти і газу із підземних формацій покладено використання в процесі торпедування

свердловин зарядів з різними детонаційними характеристиками [101].

Вирішується задача інтенсифікації видобутку нафти і газу із свердловин з обсадженою продуктивною зоною шляхом такої вибухової дії на геофізичне середовище продуктивного пласта, коли зберігається цілісність обсадної колони, а середовище в білясвердловинній області приводиться вибуховими хвилями в нерівноважний розушільнений стан із наведенням додаткових флюїдних каналів, що забезпечує зростання дебіту свердловин.

Це досягається тим, що в способі інтенсифікації видобутку нафти, який включає розкриття продуктивного пласта свердловиною, підрив у рідині в свердловині зарядів вибухової речовини з більш низькими детонаційними характеристиками і наступний ультракороткосповільнений підрив зарядів з більш високими детонаційними характеристиками, в обсаджений на рівні продуктивного пласта свердловині розміщують заряди з різними детонаційними характеристиками, при цьому від рівня нижньої межі пласта вверх розташовують заряди з більш високими детонаційними характеристиками, а потім з більш низькими. В подальшому заряди підривають, створюючи нерівноважне розушільнення породи пласта, після чого проводять додаткову перфорацію обсадної колони в інтервалі товщини продуктивного пласта.

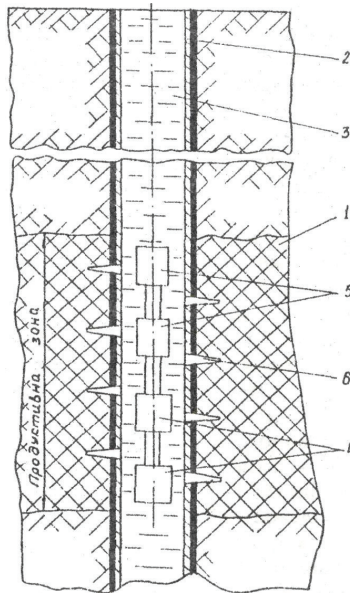
Нові технічні властивості винаходу заключаються в тому, що при послідовному підриві зарядів з більш низькими детонаційними характеристиками, наприклад, в мілісекундному діапазоні, вибухові хвилі, по чергово проходячи обсадну колону, створюють у пласті хвильове поле, під дією якого білясвердловинна область продуктивного пласта приводиться в підвищений напружений стан, а при послідовному підриві зарядів з більш високими детонаційними характеристиками, наприклад, в мікросекундному діапазоні, випромінювані хвилі перетворюються в попередньо напруженому стані в квазіпоздовжні і квазіпоперечні, утворюючи в пласті вторинні хвильові поля, які при взаємодії з первинним провадять нерівноважне розушільнення білясвердловинної області продуктивного пласта із наведенням в ній значної кількості додаткових флюїдних каналів.

Квазіпоздовжні і квазіпоперечні хвилі – це хвилі, в яких є зміщення в напрямі, перпендикулярному до напрямку їх розповсюдження.

Нерівноважне розушільнення продуктивного пласта – це стан його геофізичного середовища, при якому відбуваються незворотні

процеси повороту, зміщення елементів геофізичного середовища (зерен, блоків і т. п.), що супроводжується підвищенням пористості, пустотності, наведенням різних видів тріщинуватості на різних ієрархічних структурних рівнях і зміною фізико-механічних властивостей середовища.

На рис. 3.1 відображена схема розташування зарядів вибухових речовин у видобувній свердловині.



**Рис. 3.1. Схема розташування зарядів вибухових речовин у видобувній свердловині:**  
 1 – продуктивна зона; 2 – видобувна свердловина; 3 – рідина; 4 – заряди з більш високими детонаційними характеристиками; 5 – заряди з більш низькими детонаційними характеристиками; 6 – додаткова перфорація

До проведення вибухових робіт в свердловині попередньо проводять підготовчі роботи, що заключаються в обстеженні видобувної свердловини і реєстрації її основних даних (рік пуску в експлуатацію, внутрішній діаметр експлуатаційної колони і ступінь її зносу, стан затрубного цементного каменю, відмітки підшви і стелі продуктивного горизонту, пластовий тиск, температура в продуктивному пласті і дебіт свердловини і т. ін., існуючі до початку вибухових робіт).

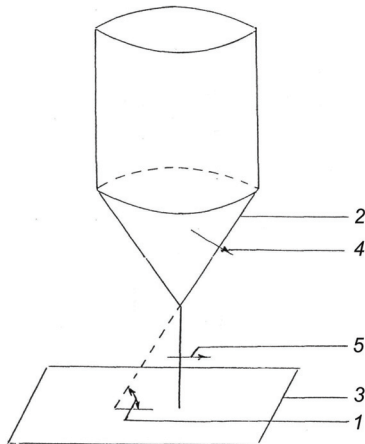
В подальшому, використовуючи відомі методики, встановлюють динамічні характеристики флюїдомістких порід і проводять розрахунки зарядів і величин сповільнень між підривами кожного з них з урахуванням цілісності колони і взаємодії хвильових полів в зоні продуктивного пласта. Потім формують заряди з детонаційним зв'язком між ними і приступають до реалізації способу.

Спосіб інтенсифікації видобутку нафти і газу із підземних формацій реалізують наступним чином. В продуктивній зоні 1 видобувної свердловини 2, яка заповнена рідиною 3, наприклад, водяним розчином хлористого кальцію із густиною  $1,3 \text{ г/см}^3$ , розміщують заряди 4 і 5 з різними детонаційними характеристиками. При цьому, від рівня нижньої межі пласта – вверх розміщують заряди 4 з більш високими детонаційними характеристиками, наприклад, із октогену, а потім вище, заряди 5 з більш низькими детонаційними характеристиками, наприклад, із тротилу. Потім підривають заряди 5, наприклад, з мілісекундним сповільненням між ними, використовуючи широко відомі в даній області, засоби підриву. Порождені вибухом зарядів хвилі утворюють в пласті хвильове поле, під дією якого білясвердловинна область продуктивного пласта приходить в підвищений напружений стан. Потім підривають заряди 4, наприклад, з мікросекундним сповільненням між ними, що забезпечують засоби ініціювання, наприклад, мірні відрізки детонуючого шнура. Порождені зарядами 4 хвилі перетворюються в попередньо напруженому масиві в квазіпоздовжні і квазіпоперечні хвилі, утворюючи в пласті вторинні хвильові поля, які при взаємодії з первинним провадять значне нерівноважне розуцільнення білясвердловинної області продуктивного пласта з поворотом, зміщенням елементів геофізичного середовища (зерен, блоків і т. ін.) із наведенням в ній великої кількості додаткових флюїдних каналів. В подальшому, враховуючи велике нерівноважне розуцільнення білясвердловинної області пласта, в продуктивній зоні 1 свердловини 2 проводять додаткову перфорацію 6 в обсадній колоні, після чого свердловину широко відомими в даній області промисловості методами вводять в робочий режим.

Спосіб інтенсифікації видобутку рідких та газоподібних корисних копалин із свердловин, який включає розкриття продуктивного пласта свердловиною і підрив у рідині в свердловині зарядів вибухової речовини відрізняється тим, що на рівні

продуктивного пласта в свердловині розміщують заряди вибухової речовини і одночасно підривають їх із забезпеченням нерегулярного махівського відбиття ударних хвиль.

На рис. 3.2 приведена схема заряду вибухової речовини, на рис. 3.3 – схема розташування зарядів вибухової речовини у видобувній свердловині.

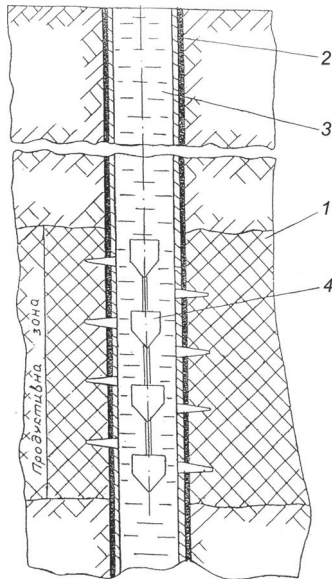


**Рис. 3.2. Схема заряду вибухової речовини:**

1 – кут, що забезпечує нерегулярне махівське відбиття ударних хвиль; 2 – конусна частина заряду; 3 – горизонтальна площина; 4 – напрям фронту падаючої торцевої ударної хвилі; 5 – напрям фронту махівських ударних хвиль

Нові технічні властивості винаходу заключаються в тому, що при одночасному підриві зарядів вибухової речовини із забезпеченням нерегулярного махівського відбиття ударних хвиль відбувається багаторазове хвильове навантаження продуктивного пласта як бічними, так і махівськими ударними хвилями із утворенням в пласті нерівноважного напруженого стану, що супроводжується наведенням в білясвердловинній області продуктивного пласта значної кількості додаткових флюїдних каналів.

Нерегулярне махівське відбиття і поява махівських ударних хвиль відбувається тоді, коли фронт ударної хвилі падає на жорстку поверхню під певним кутом, що забезпечується кутом нахилу конусної частини заряду до горизонтальної площини.



**Рис. 3.3. Схема розташування зарядів вибухової речовини у видобувній свердловині:**  
 1 – продуктивна зона; 2 – видобувна свердловина; 3 – рідина; 4 – заряди вибухової речовини

Жорсткою поверхнею, з якою взаємодіє фронт торцевої ударної хвилі при підриві заряду, є фронт ударної хвилі, що розповсюджується по рідині в свердловині від кругового торця наступного заряду при його підриві.

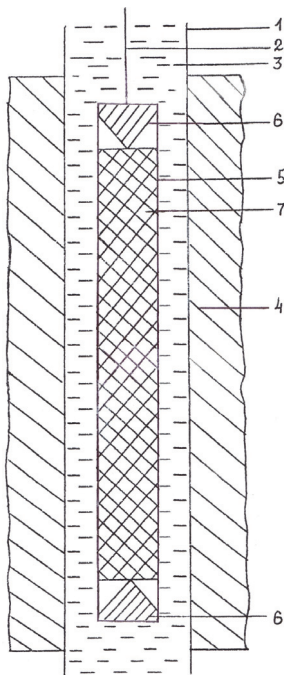
Спосіб вибухової обробки пласта та пристрій для його застосування відрізняється тим, що при його використанні забезпечується відбиття ударної вибухової хвилі, яка поширюється вздовж стовбура свердловини.

Технічним результатом від застосування винаходу є використання енергії вибухової хвилі, що поширюється вздовж стовбура свердловини в межах оброблюваного інтервалу пласта.

Для досягнення технічного результату в свердловині, що містить рідину, розміщують циліндричний корпус із зарядом вибухової речовини та конусними кришками, підривають заряд із забезпеченням відбиття вибухової хвилі, що поширюється вздовж стовбура свердловини. Останнє досягається завдяки тому, що кут нахилу

твірної конуса кришки до горизонтальної площини вибирається таким, що забезпечує повне відбиття вибухової хвилі від конусної поверхні кришки.

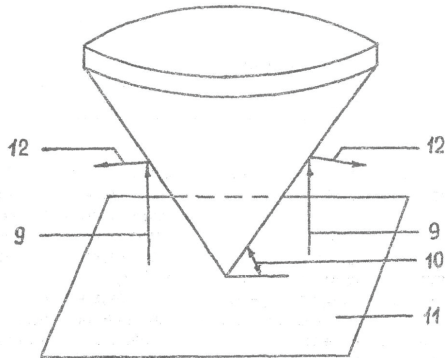
Для здійснення винаходу використовують пристрій, що містить негерметичний тонкостінний алюмінієвий корпус, в якому розміщений заряд вибухової речовини (рис. 3.4) і який закривається зверху і знизу конусними кришками (рис. 3.5).



**Рис. 3.4. Схема розташування вибухового пристрою у свердловині:**

1 – свердловина; 2 – геофізичний кабель; 3 – рідина; 4 – пласт; 5 – корпус вибухового пристрою; 6 – конусна кришка; 7 – заряд вибухової речовини

Здійснення винаходу відбувається наступним чином. В свердловину 1 на геофізичному кабелі 2 опускають в рідину 3 пристрій для вибухової обробки пласта 4. Пристрій складається з негерметичного тонкостінного алюмінієвого корпусу 5 з конусними кришками 6, в якому міститься заряд вибухової речовини 7.



**Рис. 3.5. Схема конусної кришки:**

- 9 – напрямок руху ударної вибухової хвилі вздовж стовбура свердловини;  
 10 – кут нахилу твірної конуса кришки до горизонтальної площини;  
 11 – горизонтальна площина; 12 – напрямок відбитої хвилі в бік зони обробки пласта

Після розміщення пристрою у свердловині в інтервалі оброблюваного пласта 4 здійснюють підриг заряду вибухової речовини 7 з урахуванням одночасного приходу вибухових хвиль, що поширюються вздовж свердловини, до верхнього і нижнього торців заряду. На торцях заряду осьовий імпульс вибуху збуджує ударну вибухову хвилю, яка рухається в напрямку 9 вздовж стовбура свердловини 1 і, зустрічаючись з конусною кришкою, завдяки вибраному куту нахилу 10 твірної конуса кришки до горизонтальної площини 11, зазнає повного відбиття з утворенням відбитої хвилі, яка рухається в напрямку 12 зони обробки пласта 4. В результаті, в зону обробки пласта 4 надходить не тільки хвиля, породжена боковим імпульсом, але і відбита хвиля, яка утворюється внаслідок повного відбиття ударної хвилі (що поширюється вздовж стовбура свердловини) від конусної поверхні кришки. Це супроводжується підвищенням амплітуди і тривалості вибухового навантаження і, як наслідок, додатковим приростом штучної тріщинуватості в зоні обробки пласта.

Досягнення технічного результату від застосування способу забезпечується завдяки відбиттю ударної вибухової хвилі від конусної поверхні кришки і направленню відбитої хвилі в зону обробки пласта, внаслідок чого слід очікувати більш високу передачу енергії вибуху в зону вибухової обробки пласта.



Досягнення технічного результату від застосування пристрою забезпечується завдяки створенню умов відбиття ударної вибухової хвилі, яка поширюється вздовж стовбура свердловини, що дозволяє здійснити додаткове навантаження в зоні вибухової обробки пласта і підвищити проникність порід в цій зоні.

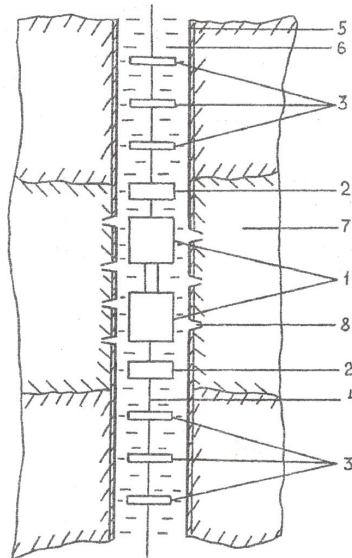
Спосіб обробки привибійної зони пласта вибухом відрізняється тим, що знизу і зверху основних зарядів розміщують допоміжні заряди, які забезпечують імпульсне спрямування потоку рідини в тріщини, створені в нерівноважному геофізичному середовищі при підриві основних зарядів.

Підвищення ефективності вибухової обробки масиву в привибійній зоні пласта досягається за рахунок збільшення тривалості динамічного навантаження і закачування при цьому рідини в імпульсному режимі у тріщини, створені в нерівноважному геофізичному середовищі при підриві зарядів.

Для досягнення технічного результату від здійснення способу у рідині в свердловині на рівні продуктивного пласта розміщують основні заряди вибухової речовини, а знизу і зверху основних зарядів розміщують допоміжні заряди. В результаті підриву основних зарядів геофізичне середовище білясвердловинної області продуктивного пласта приводиться в нерівноважний стан із утворенням штучної тріщинуватості, а наступний підрив допоміжних зарядів із сповільненням один відносно іншого, забезпечує продавлювання рідини у тріщини в імпульсному режимі, що призводить до подальшого розвитку тріщин і розширення області тріщинуватості в привибійній зоні продуктивного пласта.

Схема розташування зарядів у свердловині представлена на рис. 3.6. Здійснення винаходу досягається наступним чином.

Перед виконанням вибухових робіт формують гірлянду зарядів. Гірлянда складається із основних зарядів 1 з локалізаторами дії вибуху 2 і допоміжних зарядів 3, розміщених зверху і знизу основних зарядів. Основні і допоміжні заряди з'єднані в гірлянді між собою відрізками тросу 4. Локалізатори дії вибуху прикріплюються до тросу. Гірлянду опускають на геофізичному кабелі в свердловину 5, яка заповнена рідиною 6, і розташовують основні заряди 1 на рівні продуктивного пласта 7.



**Рис. 3.6. Схема розташування зарядів у свердловині:**

1 – основні заряди; 2 – локалізатори дії вибуху; 3 – допоміжні заряди; 4 – трос;  
5 – свердловина; 6 – рідина; 7 – продуктивний пласт; 8 – канал перфорації

Розмістивши гірлянду в свердловині, підривають основні заряди, після чого, із сповільненням, два найбільш віддалені допоміжні заряди, розташовані по різні боки від основних зарядів. При такому порядку підривання зарядів відбуваються наступні процеси. Після підриву основних зарядів геофізичне середовище в білясвердловинній області приводиться вибуховими хвилями в нерівноважний напружений стан, що супроводжується утворенням в привибійній зоні пласта штучної тріщинуватості. Локалізатори дії вибуху гасять амплітуду вибухової хвилі, що розповсюджується по колоні, до рівня, що забезпечує неможливість підриву допоміжних зарядів при проходженні хвилі тиску від підриву основних зарядів. В результаті сповільненого підриву найбільш віддалених допоміжних зарядів, розташованих по різні боки від основних зарядів, утворюється плоска вибухова хвиля, яка досягаючи наступного допоміжного заряду, ініціює його з утворенням другої плоскої вибухової хвилі, яка ініціює наступний допоміжний заряд. Завдяки сповільненому підриву допоміжних зарядів один відносно іншого фронти плоских вибухових хвиль і гідропотік, що рухається за хвилями, орієнтовані в напрямку

основних зарядів і забезпечують продавлювання рідини в імпульсному режимі в тріщини, що сприяє їх подальшому розвитку із загальним розширенням області тріщинуватості в привибійній зоні продуктивного пласта.

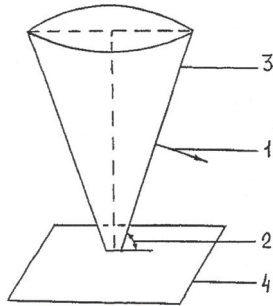
Досягнення технічного результату від застосування способу забезпечується завдяки збільшенню тривалості динамічного навантаження на масив в привибійній зоні пласта, що виникає в нерівноважному геофізичному середовищі за рахунок імпульсного нагнітання рідини в тріщини, при сповільненому підриві допоміжних зарядів.

Спосіб інтенсифікації продуктивності свердловин, що включає розкриття продуктивного пласта свердловиною і підрив у рідині в свердловині заряду вибухової речовини відрізняється тим, що заряди вибухової речовини формують і підривають із забезпеченням фокусування вибухових хвиль і створення нерівноважного стану масиву в білясвердловинній зоні [102].

В основу винаходу поставлена задача інтенсифікації продуктивності видобувних свердловин шляхом такої вибухової дії на геофізичне середовище продуктивного пласта, коли фокусування вибухових хвиль і створення нерівноважного стану, що супроводжується розуцільненням масиву в привибійній зоні пласта, забезпечує появу в ній нових додаткових каналів фільтрації і підвищення продуктивності свердловин на тривалий період їх експлуатації.

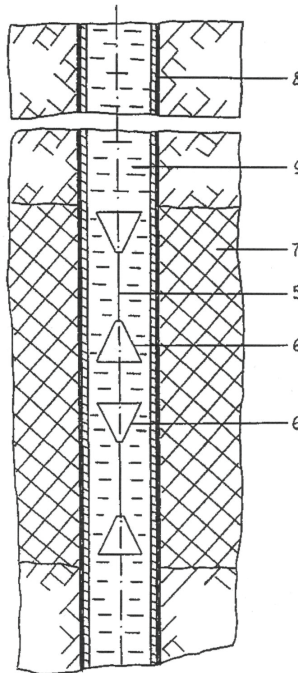
Нові технічні властивості винаходу заключаються в тому, що завдяки вибору певного кута між твірною конусного заряду і горизонтальною площиною, чим забезпечується відповідний напрям фронту падаючих вибухових хвиль, і відповідної відстані між круговими конусними зарядами, відбувається фокусування вибухових хвиль і створення нерівноважного стану в білясвердловинній зоні, що супроводжується розуцільненням в ній масиву з наведенням додаткової тріщинуватості.

На рис. 3.7 приведена схема конусного заряду вибухової речовини; на рис. 3.8 – схема розташування конусних зарядів вибухової речовини у видобувній свердловині.



**Рис. 3.7. Схема конусного заряду вибухової речовини:**

1 – напрям фронту падаючих вибухових хвиль; 2 – кут між твірною конусного заряду і горизонтальною площиною; 3 – твірна конусного заряду; 4 – горизонтальна площина



**Рис. 3.8. Схема розташування конусних зарядів вибухової речовини у видобувній свердловині:**

5 – відстань між конусними зарядами; 6 – конусні заряди; 7 – продуктивна зона;  
8 – видобувна свердловина; 9 – рідина

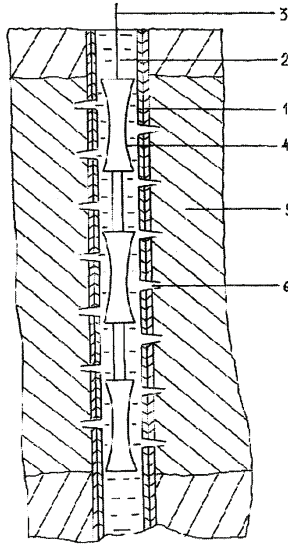
Попередньо проводять підготовчі роботи, що заключаються в обстеженні видобувної свердловини і реєстрації її основних даних. Після цього, використовуючи відомі методики, виконують розрахунки мас конусних зарядів *б*, кута *2* між твірною *3* конусного заряду і горизонтальною площиною *4*, який обумовлює напрям фронту *1* падаючих вибухових хвиль, а також відстані *5* між конусними зарядами *б*, які забезпечують фокусування вибухових хвиль і створення нерівноважного стану масиву в білясвердловинній зоні. Потім формують заряди із забезпеченням їх підриву і приступають до реалізації способу.

Спосіб інтенсифікації продуктивності свердловин реалізують наступним чином. В продуктивній зоні *7* видобувної свердловини *8*, яка заповнена рідиною *9*, наприклад, водяним розчином хлористого кальцію із густиною  $1,2 \text{ г/см}^2$ , розміщують конусні заряди вибухової речовини *б*, наприклад, із гексогену. Потім заряди *б* підривають, в результаті вибухові хвилі від конусних зарядів фокусуються в прогнозованій області білясвердловинної зони із створенням в ній багаторазового хвильового навантаження, під дією якого ця область продуктивного пласта приходить в нерівноважний напружений стан, що супроводжується розущільненням масиву в цій області з поворотом, зміщенням елементів геофізичного середовища і наведенням в ньому додаткових флюїдних каналів. Потім свердловина широко відомим в даній області промисловості методом вводиться в робочий режим.

Спосіб інтенсифікації видобутку рідких та газоподібних вуглеводнів відрізняється тим, що на рівні продуктивного пласта в свердловині розміщують заряди, густина вибухової речовини яких змінюється неперервно вздовж колонки заряду (рис. 3.9).

Неперервність зміни густини вибухової речовини вздовж колонки заряду досягається при його виготовленні обтискуванням вздовж колонки заряду вибухової речовини, що повністю заповнює алюмінієву трубу із заглушками на торцях, причому величина сили обтискування, що діє на алюмінієву трубу і вибухову речовину, неперервно змінюється в процесі виготовлення заряду.

Здійснення способу досягається наступним чином. В свердловину *1* з рідиною *2* на геофізичному кабелі *3* опускають заряди *4*, густина вибухової речовини яких змінюється неперервно вздовж колонки заряду.



**Рис. 3.9. Схема розташування зарядів, густина вибухової речовини яких неперервно змінюється вздовж колонки заряду, у свердловині:**

1 – свердловина; 2 – рідина; 3 – геофізичний кабель; 4 – заряди, густина вибухової речовини яких неперервно змінюється вздовж колонки заряду; 5 – продуктивний пласт; 6 – перфораційні отвори

Після розміщення зарядів у свердловині в інтервалі продуктивного пласта 5 здійснюють ультракороткосповільнене підривання зарядів зверху вниз. При такому порядку і режимі підривання відбуваються наступні процеси. При розповсюдженні детонації вздовж заряду неперервна зміна густини вибухової речовини вздовж колонки заряду призводить до неперервної зміни гідродинамічних потоків і величини тиску в детонаційній хвилі. Так, у випадку зменшення діаметру і підвищення густини вибухової речовини вздовж колонки заряду режим стаціонарної детонації змінюється режимом надто стиснутої детонації, тиск у якій перевищує тиск стаціонарної детонації у точці Чепмена-Жуге, і навпаки, із збільшенням діаметру заряду і зменшенням густини вибухової речовини вздовж колонки заряду надто стиснута детонація змінюється стаціонарною. Таким чином, неперервна зміна густини вибухової речовини впродовж колонки заряду призводить до неперервної зміни амплітуди вибухового навантаження вздовж

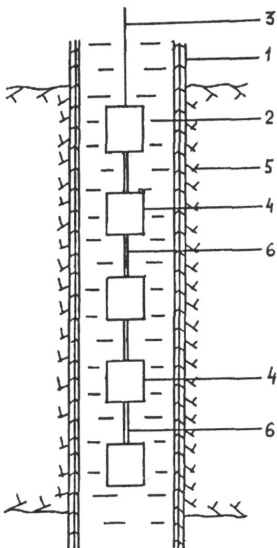
колонки заряду, і у випадку підвищення густини вибухової речовини тиск в детонаційній хвилі зростає, і навпаки, із зменшенням густини – знижується. В результаті, ультракороткосповільнене підривання зарядів, густина яких змінюється неперервно вздовж колонки заряду, дає можливість створювати необхідні амплітудно-часові характеристики навантаження для забезпечення оптимального нерівноважного розуцілення масиву, що супроводжується покращенням фільтраційних характеристик привибійної зони пласта.

Досягнення технічного результату від застосування способу забезпечується створенням при ультракороткосповільненому підриванні зарядів, густина яких змінюється неперервно вздовж колонки заряду, необхідних амплітудно-часових характеристик вибухового навантаження, що за рахунок неперервної зміни гідродинамічних потоків продуктів вибуху, посилює вибуховий вплив на продуктивний пласт і сприяє підвищенню дебіту видобувних свердловин.

Спосіб вибухової обробки продуктивних пластів відрізняється тим, що заряд вибухової речовини складають із кількох однакових частин. Підривання першої частини заряду здійснюють електричним способом з подальшим підриванням однакових частин заряду одних відносно наступних зверху вниз за допомогою однакових відрізків детонуючого шнура [103].

Основою способу є створення в процесі підривання заряду такої вибухової дії на геофізичне середовище продуктивного пласта, коли забезпечується періодичне повторення однакових імпульсних навантажень, що походять із однієї і тієї ж свердловини. При такому режимі підривання однакових частин заряду максимум переданої масиву енергії буде формуватися на частоті повторення імпульсного навантаження, яку необхідно вибирати такою, щоб забезпечити максимальну передачу енергії масиву і достатню інтенсивність навантажень у віддалених точках. Максимальна передача енергії вибухового навантаження масиву відбувається при виконанні умови  $\rho v_p \approx \rho_{BP} D$ , де  $\rho$  і  $\rho_{BP}$  – щільність породи масиву і вибухової речовини, відповідно;  $v_p$  і  $D$  – швидкість розповсюдження повздовжньої хвилі в породі масиву і швидкість детонації вибухової речовини, відповідно [104].

Схема розташування частин заряду і відрізків детонуючого шнура приведена на рис. 3.10.



**Рис. 3.10.** Схема розташування частин заряду і відрізків детонуючого шнура у свердловині:

- 1 – свердловина; 2 – рідина; 3 – геофізичний кабель; 4 – однакові частини заряду;
- 5 – продуктивний пласт, 6 – відрізки детонуючого шнура

Здійснення способу досягається наступним чином. В свердловину *1* з рідиною *2* на геофізичному кабелі *3* опускають заряд вибухової речовини, що складається із кількох однакових частин *4*, з'єднаних між собою однаковими відрізками детонуючого шнура *6*. Після розміщення заряду у свердловині в інтервалі продуктивного пласта *5* здійснюють підірвання однакових частин заряду зверху вниз таким чином, щоб створити періодичне повторення однакових імпульсних навантажень на продуктивний пласт в процесі підірвання частин заряду і відрізків детонуючого шнура. Формування максимуму переданої масиву енергії на частоті повторення імпульсу відбувається тим виразніше, чим більша кратність повторення імпульсного навантаження. При такому режимі імпульсного навантаження масиву у віддалені точки масиву передається більше енергії, що супроводжується підвищенням в них напружень.



Досягнення технічного результату від застосування корисної моделі обумовлюється завдяки розширенню області штучної тріщинуватості, створеної в масиві в процесі вибухового навантаження, в результаті чого підвищується ефективність вибухової обробки масиву.

Спосіб вибухової обробки продуктивних пластів, що включає розкриття продуктивного пласта свердловиною і підривання у рідині в свердловині в інтервалі залягання продуктивного пласта заряду із циліндричних шашок флегматизованої речовини відрізняється тим, що у свердловині розташовують і підривають суцільний заряд нефлегматизованої вибухової речовини [105].

Основою способу є створення в процесі підривання заряду такої вибухової дії на геофізичне середовище продуктивного пласта, коли забезпечується узгодження параметрів вибухового імпульсу і оброблюваної породи, що досягається при виконанні умови [104]

$$\rho_{BP}D = \rho_n V_n, \quad (3.1)$$

де  $\rho_{BP}$  і  $\rho_n$  – щільність нефлегматизованої вибухової речовини і породи продуктивного пласта, відповідно;  $D$  і  $V_n$  – швидкість детонації нефлегматизованої вибухової речовини і швидкість поздовжніх хвиль в породі продуктивного пласта, відповідно.

При використанні в якості циліндричних шашок флегматизованої вибухової речовини гексогену з постійними значеннями величин щільності  $1\,700\text{ кг/м}^3$  і швидкості детонації  $8\,600\text{ м/с}$  забезпечити виконання умови (3.1) неможливо, і як результат, ефективність вибухової дії на пласт знижується. Напроти, використання суцільного заряду нефлегматизованої вибухової речовини дає можливість вибирати ту, чи іншу щільність нефлегматизованої вибухової речовини (наприклад, для гексогену від  $1\,000$  до  $1\,600\text{ кг/м}^3$ ) для узгодження із параметрами породи продуктивного пласта, що забезпечує більш ефективну передачу енергії вибухового навантаження масиву породи привибійної зони продуктивного пласта.

Здійснення корисної моделі досягається наступним чином. Попередньо, знаючи параметри породи продуктивного пласта  $\rho_n$  і  $V_n$ , визначають потрібну щільність нефлегматизованої вибухової речовини згідно приведеної умови (3.1). В подальшому, у свердловину з рідиною на геофізичному кабелі опускають в

алюмінієвому корпусі сформований суцільний заряд нефлегматизованої вибухової речовини з потрібною щільністю.

Після розміщення заряду в інтервалі продуктивного пласта здійснюють його підривання. В результаті масив породи привибійної зони продуктивного пласта зазнає вибухового навантаження у відповідності з умовою (3.1).

Досягнення технічного результату від застосування способу забезпечується завдяки узгодженню параметрів імпульсного навантаження із параметрами породи оброблюваного пласта, в результаті чого зростає область штучної тріщинуватості в привибійній зоні пласта, що підвищує ефективність його вибухової обробки.

Спосіб вибухової обробки продуктивних пластів, що включає розкриття продуктивного пласта свердловиною і підривання у рідині в свердловині в інтервалі залягання продуктивного пласта заряду вибухової речовини відрізняється тим, що заряд складають із кількох однакових частин і кожна наступна частина заряду підривається відносно попередньої частини зверху вниз після закінчення імпульсного навантаження на породу продуктивного пласта в процесі підривання попередньої частини заряду [106].

Основою способу є створення в процесі підривання частин заряду послідовного багаторазового навантаження на продуктивний пласт. Внаслідок такого навантаження на пласт, вибухові хвилі, що створюються в процесі підривання частин заряду, послідовно проходять через попередньо-напружене середовище пласта, що виникає в пласті при проходженні попередніх хвиль. В результаті багаторазового навантаження на породу пласта міцність породи пласта знижується [107], що супроводжується розширенням області тріщинуватості, що утворюється в результаті вибухової обробки пласта.

Здійснення винаходу досягається наступним чином. В свердловину з рідиною на геофізичному кабелі опускають заряд вибухової речовини, що складається із кількох частин, з'єднаних між собою однаковими відрізками детонуючого шнура. Після розміщення заряду у свердловині в інтервалі продуктивного пласта підривають заряд і здійснюють вибухову обробку пласта. Режим підривання частин заряду здійснюють так, що кожна наступна частина заряду підривається відносно попередньої після закінчення імпульсного

навантаження в процесі підривання попередньої частини заряду, що реалізується передачею детонації від однієї частини заряду до наступної з допомогою відрізків детонуючого шнура певної однакової довжини. Довжина відрізків детонуючого шнура повинна бути такою, щоб час передачі детонації від однієї частини заряду до іншої був рівним часу існування імпульсу від підривання попередньої частини заряду. Для найбільш застосовуваних торпед діаметром 45 мм при використанні в якості вибухової речовини гексогену і частин заряду довжиною 0,6 м час існування імпульсу при підриванні кожної частини заряду складає  $10^{-4}$  с, а довжина відрізків детонуючого шнура складає 0,65 м.

В результаті послідовного повторення однакових імпульсних навантажень на продуктивний пласт вибухові хвилі, що утворюються в процесі підривання частин заряду, проходять через попередньо напружене середовище пласта, що виникає в пласті при проходженні попередніх хвиль, і міцність породи пласта при цьому знижується.

Досягнення технічного результату від застосування способу обумовлюється завдяки зниженню міцності породи пласта в результаті послідовного повторення однакових імпульсних навантажень на пласт, що сприяє розширенню породженої вибухом області штучної тріщинуватості і підвищенню ефективності вибухової обробки продуктивних пластів.

Спосіб вибухової обробки продуктивних пластів, що включає розкриття продуктивного пласта свердловиною і підривання у рідині в свердловині в інтервалі залягання продуктивного пласта циліндричного заряду вибухової речовини відрізняється тим, що в центральній частині циліндричного заряду розміщують заповнену повітрям герметичну циліндричну капсулу.

Основою способу є створення в процесі підривання заряду такого навантаження на пласт, при якому створюються умови для передачі в більш віддалену зону значно вищого рівня вибухової енергії, ніж при вибухах звичайних суцільних циліндричних зарядів.

Здійснення способу досягається наступним чином. В свердловину на геофізичному кабелі опускають у рідину циліндричний заряд вибухової речовини, в центральній частині якого розташована заповнена повітрям герметична циліндрична капсула. Довжина заповненої повітрям герметичної капсули вибирається рівною довжині заряду. Об'єм капсули вибирається таким, щоб

забезпечити подовження часу вибухового навантаження на породу продуктивного пласта. Для найбільш поширених у нафтогазовидобувній промисловості видобувних свердловин із діаметром експлуатаційної колони в зоні продуктивних пластів 146 мм при використанні заряду діаметром 0,043 м і довжиною 3,0 м об'єм циліндричної капсули, яка розміщується в центральній частині заряду, становить 0,013 м<sup>3</sup>.

Після розміщення заряду у свердловині в інтервалі оброблюваного пласта підривають заряд і здійснюють вибухову обробку пласта. В повітряному проміжку капсули відбувається зіткнення утворених в процесі вибуху заряду потоків вибухових газів, в результаті чого подовжується час активної дії вибуху на середовище пластів, що спричиняє появу в спектрі імпульсного навантаження більш низьких частот, ніж при підриванні суцільного циліндричного заряду. Оскільки, при проходженні імпульсного навантаження по масиву породи пласта низькі частоти затухають повільніше, ніж високі [108], то це створює в дальній зоні вибуху більш високий рівень енергії порівняно з вибухами без повітряного проміжку. Таким чином, застосування капсул з повітряним проміжком змінює механізм передачі енергії вибуху середовищу. А саме, підвищення рівня переданої вибухової енергії в дальню зону сприяє подальшому розвитку в цій зоні як існуючих до вибуху, так і породжених вибухом тріщин.

Досягнення технічного результату від застосування способу обумовлюється завдяки розширенню області тріщинуватості у привибійній зоні пласта, що підвищує ефективність його вибухової обробки.

Спосіб вибухової обробки продуктивного пласта, що включає розкриття продуктивного пласта свердловиною і підрив у рідині в свердловині заряду вибухової речовини відрізняється тим, що вибухове навантаження генерується таким, щоб забезпечити створення в процесі вибухового навантаження продуктивного пласта переважно зсувних напружень, пов'язаних із розповсюдженням по масиву поперечних хвиль [109].

В процесі вибухового навантаження по масиву гірської породи розповсюджуються як повздовжні, так і поперечні хвилі. Руйнування гірської породи пов'язують, зазвичай, із досягненням в процесі імпульсного навантаження критичних значень стискуючих

напружень, що виникають в процесі розповсюдження по масиву повздожніх хвиль.

Відомо [104], що границя руйнування гірських порід на зсув у 8...12 разів менша, ніж границя руйнування на стиснення.

В основу корисної моделі поставлена задача створення в процесі вибухового навантаження продуктивного пласта переважно зсувних напружень, пов'язаних із розповсюдженням по масиву поперечних хвиль. В цьому випадку частотна характеристика  $M(\bar{\omega})$  вибухового навантаження

$$M(\bar{\omega}) = \sqrt{\frac{1 + \bar{\omega}^2}{a_3 \bar{\omega}^4 - b_3 \bar{\omega}^3 + c_3 \bar{\omega}^2 + d_3}}, \quad (3.2)$$

знає найменшого спотворення при виконанні умови

$$-0,5 < k_\tau < 0, \quad (3.3)$$

де  $k_\tau$  – коефіцієнт поперечних деформацій, що характеризує прояв дії поперечної хвилі;  $a_3 = 1 + k_\tau^2$ ;  $b_3 = 2(1 + k_\tau)(1 - 2k_\tau)$ ;  $c_3 = (1 - 3k_\tau)(1 - k_\tau)$ ;  $d_3 = 5(1 - k_\tau)^2$  [110].

Безрозмірна кругова частота  $\bar{\omega}$  визначається із виразу

$$\bar{\omega} = \omega r / v_p,$$

де  $r$  – радіальна координата;  $v_p$  – швидкість розповсюдження повздожніх хвиль у продуктивному пласті.

Здійснення винаходу досягається наступним чином. В свердловину з рідиною на геофізичному кабелі опускають заряд вибухової речовини, що складається із двох однакових частин, з'єднаних між собою відрізком детонуючого шнура. Після розміщення заряду у свердловині в області залягання продуктивного пласта підривають заряд і здійснюють вибухову обробку пласта. Режим підривання частин заряду здійснюють так, що в процесі імпульсного навантаження на породу продуктивного пласта в області пружних коливань масиву, тобто на відстанях  $r \geq 20r_3$  (де  $r_3$  – радіус заряду) виконується умова (3.3). Цього можливо досягнути, коли підривання другої частини заряду відносно першої здійснюється зі сповільненням  $\Delta t$  в часі, що складає

$$\Delta t = 0,425(a\sqrt{Q+br}),$$

де  $a, b$  – експериментальні коефіцієнти (визначаються в лабораторних умовах) [107];  $Q$  – маса кожної частини заряду [111]. Зазначене сповільнення у часі підривання другої частини заряду відносно першої реалізується шляхом передачі детонації від першої частини заряду до другої через відрізок детонуючого шнура певної довжини. Для найбільш поширених у нафтогазовидобувній промисловості видобувних свердловин з діаметром експлуатаційної колони 146 мм при використанні в процесі вибухової обробки піщаних продуктивних пластів широко застосовуваних зарядів діаметром 43 мм, вибухової речовини гексогену і двох частин заряду масою 3,0 кг кожна, час сповільнення підривання другої частини заряду відносно першої складає  $2,18 \cdot 10^{-4}$  с, що реалізується відрізком детонуючого шнура марки ДШУ довжиною 1,42 м. В процесі такого підривання частин заряду, умова (3.3) виконується із моменту приходу імпульсу від другого заряду і зберігається протягом всього часу його дії [107]. При цьому, частотна характеристика  $M(\bar{\omega})$ , що визначається формулою (3.2), зазнає найменшого спотворення і, як наслідок, вибухове навантаження на продуктивний пласт буде поширюватись по масиву з меншим затуханням.

Досягнення технічного результату від застосування винаходу обумовлюється завдяки розширенню області штучної тріщинуватості, створеної в процесі вибухового навантаження у продуктивному пласті, що підвищує ефективність вибухової обробки продуктивного пласта.

Спосіб вибухової обробки продуктивного пласта, що включає розкриття продуктивного пласта свердловиною і підривання у рідині в свердловині заряду вибухової речовини відрізняється тим, що вибухове навантаження генерується таким, щоб забезпечити в процесі вибухової обробки пласта відповідність діаграми деформування породи продуктивного пласта діаграмі його вибухового навантаження. При такій вибуховій дії відбувається найбільш ефективна передача енергії вибухового навантаження оброблюваному масиву пласта.

Здійснення способу досягається наступним чином. В лабораторних умовах з використанням зразків породи продуктивного пласта і стандартних методик по визначенню фізико-механічних

характеристик гірських порід визначають щільність породи пласта  $\rho$ , коефіцієнт Пуассона породи пласта  $\nu$  і швидкість звуку в породі пласта  $V$ . В подальшому розраховують акустичну жорсткість породи пласта  $\rho V$  і модуль об'ємного стискування породи пласта  $K$  згідно виразу

$$K = \frac{\rho V^2(1 + \nu)}{3(1 - \nu)}.$$

Знаючи акустичну жорсткість і модуль об'ємного стискування породи пласта, згідно відомих даних [104] вибирають відповідні параметри вибухового розкладу вибухової речовини в процесі вибухового навантаження породи продуктивного пласта (початковий тиск вибуху, швидкість детонації), при яких відбувається ефективна передача енергії вибухового навантаження оброблюваному масиву пласта. Так, для найбільш поширеного типу породи нафтогазоносних пластів, а саме, пісковика, для якого  $\rho = 2\,660 \text{ кг/м}^3$ ,  $V = 3\,318 \text{ м/с}$ ,  $\nu = 0,33$ ,  $\rho V = 8,8 \cdot 10^6 \text{ кг/м}^3 \cdot \text{м/с}$ ,  $K = 1,9 \cdot 10^{10} \text{ Па}$ , згідно даних [104], для забезпечення в процесі вибухової обробки такого пісковика відповідності діаграми деформування діаграмі його імпульсного навантаження потрібно, щоб в процесі підривання заряду параметри вибухового розкладу вибухової речовини були наступні: початковий тиск вибуху  $8,5 \cdot 10^9 \text{ Па}$ , швидкість детонації –  $4\,000 \text{ м/с}$ , відповідно.

Згідно методики розрахунку необхідної маси заряду для вибухової обробки гірського масиву [104] розраховують необхідну масу заряду для вибухової обробки продуктивного пласта з потрібним радіусом обробки. В подальшому, в свердловину на геофізичному кабелі опускають розрахований заряд вибухової речовини, розміщують заряд в інтервалі продуктивного пласта і здійснюють підривання заряду. В процесі підривання заряду відбувається ефективна передача енергії вибухового навантаження оброблюваному масиву продуктивного пласта, в результаті чого у віддалені точки масиву передається більше енергії, що супроводжується підвищенням напружень у віддалених точках масиву.

Досягнення технічного результату від застосування способу обумовлюється завдяки розширенню області штучної тріщинуватості, створеної в масиві в процесі вибухового навантаження, в результаті чого підвищується ефективність вибухової обробки масиву.

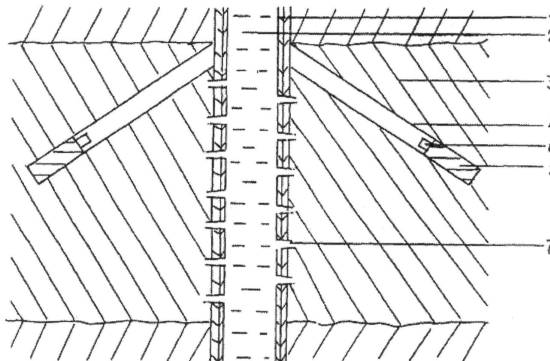
Спосіб вибухової обробки продуктивного пласта, що включає перфорацію основної колони вертикальної свердловини в інтервалі залягання продуктивного пласта відрізняється тим, що перед перфорацією основної колони вертикальної свердловини продуктивний пласт в інтервалі від верхньої межі продуктивного пласта до його серединної площини додатково розкривають похиленими свердловинами, в кожній із яких розташовують заряд вибухової речовини і підривач сповільненої дії і заряди вибухової речовини в похилених свердловинах підривають одночасно.

Основою способу є створення в процесі одночасного підривання зарядів вибухової речовини в похилених свердловинах додаткової штучної тріщинуватості. При такій вибуховій дії відбувається зростання ефективного радіусу  $r_{ef}$  свердловини, що призводить до підвищення дебіту видобувної свердловини у відповідності з виразом [107]:

$$\frac{q}{q_0} = \frac{\ln(r_k/r_{ce})}{\ln(r_k/r_{ef})}, \quad (3.4)$$

де  $q_0$  і  $q$  – дебіти свердловини до і після її вибухової обробки;  $r_k$  – радіус впливу свердловини;  $r_{ce}$  – радіус свердловини.

Спосіб проілюстрований рис. 3.11.



**Рис. 3.11. Схема розташування зарядів із підривачем сповільненої дії в похилених свердловинах:**

- 1 – вертикальна свердловина; 2 – рідина; 3 – продуктивний пласт; 4 – похилена свердловина; 5 – заряд вибухової речовини; 6 – підривач сповільненої дії; 7 – перфораційний отвір



Здійснення способу досягається наступним чином. Попередньо, перед перфорацією основної колони вертикальної свердловини  $1$  продуктивний пласт  $3$  в інтервалі від верхньої межі продуктивного пласта до його серединної площини додатково розкривають похиленими свердловинами  $4$ , в кожній із яких розташовують заряд вибухової речовини  $5$  і підривач  $6$  із часовим механізмом, що працює із сповільненням підривання заряду. Сповільнення підривання заряду вибирають із урахуванням часу, необхідного для підготовки до проведення перфорації основної колони вертикальної свердловини  $1$  часу, потрібного для виконання перфораційних робіт.

Для вибухової обробки найбільш поширених продуктивних пластів потужністю до 10,0 м застосовуються переважно заряди вибухової речовини масою до 6,0 кг.

В подальшому, з допомогою підривачів сповільненої дії здійснюють одночасне підривання зарядів, розташованих в похилених свердловинах. Після підривання зарядів в похилених свердловинах здійснюють перфорацію основної колони свердловини. В результаті ефективний радіус  $r_{ef}$  свердловини збільшується до значення  $r_{ef} = a + b$ , де  $a$  – глибина каналів в породі, утворених в результаті перфораційних робіт;  $b$  – глибина вибухової обробки масиву в процесі підривання заряду в похилених свердловинах.

При використанні сучасних перфораторів  $a = 0,8$  м.

Згідно експериментальним дослідженням для найбільш поширеної породи продуктивних пластів (пісковика) величина  $b$  визначається за виразом  $b = 26r_3$ , де  $r_3$  – радіус заряду [112].

При застосуванні заряду із вибухової речовини гексогену щільністю  $\rho = 1\,700$  кг/м<sup>3</sup> і масою 6,0 кг радіус заряду  $r_3 = 0,095$  м,  $b = 2,47$  м,  $r_{ef} = 0,8 + 2,47 = 3,27$  м.

В практиці експлуатації видобувних свердловин величина  $r_k$  здебільшого становить 500 м. Із виразу (3.4) знаходимо, що дебіт  $q$  видобувної свердловини після проведення запропонованої вибухової обробки пласта прогнозовано підвищується до рівня

$$q = \frac{\ln(500/0,095)}{\ln(500/3,27)} q_0 = 1,7q_0.$$

Досягнення технічного результату від застосування способу обумовлюється завдяки розширенню області штучної тріщинуватості, в результаті чого зростає ефективний радіус свердловини.

## Розділ 4

### ВИБУХОВІ ПРИСТРОЇ ПРИ ПРОВЕДЕННІ РОБІТ З ТОРПЕДУВАННЯ СВЕРДЛОВИН

#### 4.1. Вибухові пристрої для інтенсифікації видобутку вуглеводнів

Дія на продуктивний пласт торпедами, спорядженими бризантними вибуховими речовинами (ВР), використовувалась багато десятиріч тому. Фізичною основою використання таких зарядів була здатність підземного вибуху руйнувати породи з утворенням системи мікротріщин, які можуть стати новими гідродинамічними каналами для руху газоподібних і рідких вуглеводнів.

Грунтуючись на залежності розмірів зони руйнування порід від величини зарядів, одержання максимального технологічного ефекту пов'язувалось із збільшенням маси вибухової речовини в торпедах, що розташовувались у свердловині. Проте, такий шлях чітко вираженого ефекту не показав, через наявність таких причин:

- як відомо, приплив вуглеводню до свердловини пов'язаний логарифмічною залежністю з величиною її ефективного радіусу. При торпедуванні свердловин зарядами бризантних ВР ефективний радіус свердловини приблизно співпадає з розмірами зони дробіння, яка швидко зменшується із збільшенням гірського тиску. Для найбільш характерних глибин нафтових і газових свердловин України (2–4 км і більше) прогнозовані розміри зони дробіння складають 5–7 радіусів заряду і можливе збільшення продуктивності свердловини не перевищує 20–25 %;

- збільшення маси заряду призводить до передробіння та переущільнення мінеральної речовини в стінках свердловини (до 2–3 радіусів заряду), що в значній мірі зменшує ефект вибуху;

- ефективність торпедування різко зменшується із збільшенням в'язкості вуглеводнів. Цьому сприяють поверхневі явища на їх контакт з породою. Досвід показує, що коли газові свердловини в результаті торпедування здатні збільшити свій дебіт в 2 та більше разів, дебіт нафтових збільшується всього на 20–25 %;

- із збільшенням маси заряду зростають навантаження на обсадні та технологічні колони. Це потребує проведення додаткових заходів на свердловинах (улаштування роз'єднуючих мостів з їх наступним розбурюванням і т. ін.).

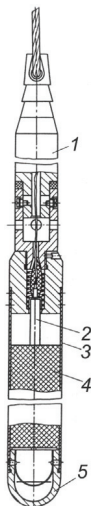
В кінцевому підсумку ефект торпедування не завжди в змозі компенсувати додаткові витрати на проведення робіт. Приймаючи до уваги, що роботи по торпедуванню свердловин носять періодичний характер, доцільність їх проведення потребує спеціального обґрунтування.

У багатьох роботах, присвячених бурінню і експлуатації свердловин, наприклад [113], торпедування розглядається як стала практика дії на пласт, коли він складений твердими породами, а свердловина виявилася низькодебітною. Рекомендується широкий набір ВР – від амонітів до нітроглицерину та різні конструкції корпусів торпед від оцинкованих гільз до гумових мішків. Вага рекомендованих зарядів від 5 до 50 кг і більше, хоча в деяких роботах максимальний заряд обмежують величиною 20 кг.

#### *Шашкові торпеди типу ТШТ і ТШ84*

Торпеди типу ТШТ і ТШ84 мають негерметичний тонкостінний алюмінієвий корпус, в якому розміщені заряд із циліндричних шашок ВР, що контактує із рідиною, і герметичний вибуховий патрон. Для ініціювання вибуху заряду в торпедах ТШТ використовують патрони типу ПГ, в торпеді ТШ84 – підрильник ВТШ [114].

Конструкція торпеди ТШТ 65/70 приведена на рис. 4.1.



**Рис. 4.1. Торпеда ТШТ 65/70 [114]:**

1 – вантаж; 2 – вибуховий патрон; 3 – корпус; 4 – заряд ВР; 5 – наконечник

Технічні характеристики торпед типу ТШТ і ТШ84 приведені в табл. 4.1.

**Таблиця 4.1. Технічні характеристики торпед типу ТШТ і ТШ84 [114]**

Показник	ТШТ 20/22	ТШТ 25/28	ТШТ 35/40	ТШТ 43/48	ТШТ 50/55	ТШТ 65/70	ТШ84
Зовнішній діаметр, мм	22,5	28,5	42	50	57	72	90
Мінімальний зовнішній діаметр (умовний) труби, в яку може бути опущена торпеда, мм:							
бурильної	60	73	89	102	114	127	140
насосно-компресорної	48	48	60	73	89	102	114
Замок бурильних труб, через який може бути опущена торпеда:							
типу ЗН	ЗН-95	ЗН-108	ЗН-140	ЗН-140	ЗН-172	ЗН-197	–
типу ЗШ	ЗШ-108	ЗШ-108	ЗШ-108	ЗШ-108	ЗШ-146	ЗШ-146	ЗШ-178
Діаметр заряду, мм	20	25	35	43	50	65	84
Довжина заряду, мм	510	700	700	700	700	500	600
Маса заряду, кг	0,255	0,55	1,08	1,620	2,20	2,65	4,91
Довжина вантажу, мм	1065	1065	1000	1000	800	800	950
Маса вантажу, кг	2,6	2,6	10,5	10,5	12,2	12,2	16
Довжина корпусу, мм	725	875	908	908	938	742	980
Маса корпусу, кг	0,268	1,000	1,311	1,706	2,061	3,274	2,000
Середня щільність торпеди, г/см <sup>3</sup>	5,13	4,76	5,18	4,63	4,34	4,10	2,76
Довжина торпеди, мм	1780	1930	1870	1870	1703	1502	2030
Маса торпеди, кг	3,123	4,15	12,891	13,826	16,461	18,124	22,91

У випадку спорядження торпеди типу ТШТ вибуховим патроном і зарядом відповідної термостійкості, торпеда може бути застосована при гідростатичному тиску до 150 МПа і температурі до 230 °С. Максимальні температури використання торпед типу ТШТ в залежності від вибухової речовини, з якої виготовлені заряди, приведені в табл. 4.2.

**Таблиця 4.2. Термостійкість (в °С) зарядів торпед типу ТШТ з різним складом вибухової речовини при 6-годинній витримці [114]**

Торпеда	Термостійкість вибухової речовини, °С			
	низька	середня	вище середньої	висока
ТШТ20/22	120	160	200	230
ТШТ20/28	120	160	200	230
ТШТ35/40	100	150	180	230
ТШТ43/48	100	150	180	230
ТШТ50/55	100	150	180	230
ТШТ65/70	100	130	160	220

Торпеду ТШ84 застосовують при температурі до 100 °С. Підривник ВТШ витримує максимальний гідростатичний тиск до 50 МПа [114].

При проведенні торпедувань одна із умов – таке руйнування колони, при якому в ній створюється лише роздуття з системою тріщин, виривання шматків труби не спостерігається, а в цементному кільці і пласті виникають порівняно невеликі тріщини. На характер руйнування обсадної колони великий вплив має характер затрубного середовища. У табл. 4.3 для гідростатичного тиску 20 МПа приведені дані про дію вибуху залежно від властивостей матеріалу, що заповнює затрубний простір і величини заряду з гексогену (щільністю 1,6 г/см<sup>3</sup>), яка задається відношенням діаметру заряду  $d_3$  до діаметру труби  $D_{тр}$  [115].

**Таблиця 4.3. Дані для вибору заряду при розкритті пласта торпедуванням [115]**

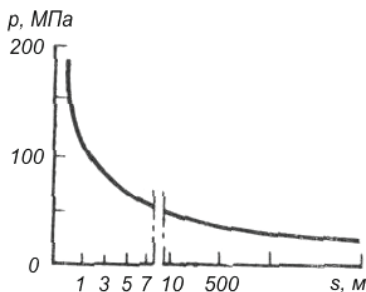
Характеристика затрубного середовища	$d_3 / D_{тр}$	Результат вибуху
Вода	>0,08	Вириє шматків труби
Цемент + порода	0,2	Роздуття і перші тріщини в трубі та цементі
Цемент + порода	0,3	Збільшення роздуття, зростання кількості і розмірів тріщин в трубі та породі
Цемент + порода	>0,4	Вириє шматків металу зі стінки труби і розвиток тріщин в цементі та породі

Оскільки цементне кільце при торпедуваннях значно ушкоджується, то проведення їх доцільно лише в умовах, коли ушкодження сильно не ускладнюватимуть подальшу експлуатацію свердловини, і такі роботи повинні виконуватися як один з останніх засобів виклику припливу зі свердловини. В умовах, коли немає ближніх підшовних вод і побоювань відносно якості цементного кільця, відношення  $d_3 / D_{тр}$  можна брати рівним 0,3–0,35 [115].

Слід мати на увазі, якщо довжина зарядів торпеди складає шість діаметрів труби або свердловини, то з подальшим збільшенням довжини максимальна дія вибуху в радіальному напрямі на об'єкти не посилюється, а лише зростає ділянка максимальної дії заряду. При виборі заряду для одиночної торпеди рекомендують виходити з того, що його енергія не повинна перевищувати енергію заряду гексогену масою 5 кг (з енергією 5·5530 кДж). Сумарна енергія заряду з іншою вибуховою речовиною не повинна перевищувати вказаної величини. Для тротилу такою масою буде 7 кг (7·4180 кДж). Практика показала,

що в цьому випадку небажаних ушкоджень колони за рахунок розповсюдження ударних хвиль за межами заряду не спостерігається [115].

Підставою для побоювань є графік, приведений на рис. 4.2. На ньому зображені виміри максимального тиску на різних відстанях  $s$  від джерела вибуху, які виконані крешерними давачами в хвилі, що поширюється в процесі вибуху п'ятикілограмового заряду вибухової речовини (за енергією рівного нітрогліцерину) в рідині, що заповнює стовбур свердловини, обсадженої восьмидюймовими трубами. На ділянці 1–10 м від заряду тиск знижується з 200 до 50 МПа. В подальшому падіння тиску складає 0,2 МПа на 10 м стовбура. Маючи пологий фронт, протяжну фазу стискання і повільне падіння максимального тиску, хвиля, зустрічаючи на своєму шляху ослаблені місця в колоні, здатна створити в них ушкодження і на значній віддалі від місця вибуху.



**Рис. 4.2.** Максимальний тиск в хвилі, що розповсюджується по рідині в свердловині при вибуху в ній заряду вибухової речовини масою 5 кг в залежності від відстані  $s$  до джерела вибуху [115]

Дані рис. 4.2 приведені для розкриття пласта при гідростатичному тиску 15–20 МПа. Оскільки робота вибуху з глибиною падає, то при великому гідростатичному тиску заряд можна дещо збільшити [115].

Приведемо вибухові пристрої для інтенсифікації видобутку вуглеводнів.

Принципово нову технологію інтенсифікації видобутку рідких та газоподібних копалин з використанням енергії вибуху викладено в роботі [116]. Фізичною основою технології є здатність гірських порід

до дилатансійного розущільнення під впливом об'ємних просторових навантажень високої нерівномірності, що спричиняє інтенсивне збільшення пористості (а відповідно, і фільтраційної проникності) порід. Експериментальними дослідженнями встановлено, що за рахунок дилатансійного розущільнення фільтраційна проникність порід-колекторів нафти і газу може збільшитись у декілька (в окремих випадках – в десятки) разів. При цьому важливо встановити оптимальні умови розвитку дилатансії, які для кожного типу порід визначаються окремо. Просторове навантаження привибійних зон продуктивних пластів генерується вибухом секційної торпеди, а регулювання його інтенсивності та нерівномірності відбувається за рахунок взаємодії вибухових хвиль від окремих частин заряду.

Сумарний заряд торпеди може складатися з двох (або декількох) зарядів. Кількість зарядів визначається умовою створення в масиві максимальної протяжності в часі напружено-деформованого стану високої нерівномірності. Необхідна величина  $\Delta t$  сповільнення підриву зарядів один відносно одного в режимі короткосповільненого вибуху створюється спеціальними пристроями, але частіше всього, відрізками детонуючого шнура відповідної довжини.

Переваги розробки [116] над відомими методами впливу на ПЗП такі:

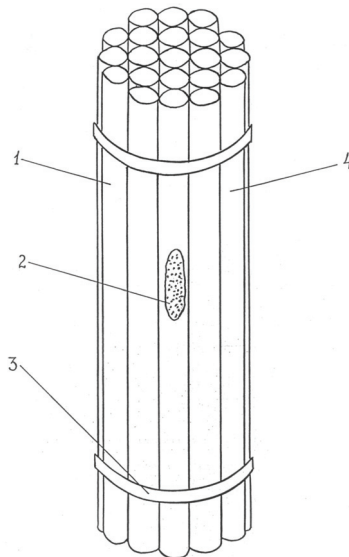
- простота і швидкість проведення операцій;
- можливість виконання робіт в породах з різними колекторськими властивостями;
- створення значних за розмірами зон підвищеної проникності;
- суттєве (в кілька разів) збільшення продуктивності свердловин;
- тривалість позитивного ефекту;
- можливість забезпечення захисту колон від уражаючої дії вибуху;
- економічність робіт.

Спосіб спорядження торпеди для інтенсифікації видобутку нафти та газу із підземних формацій, що включає розміщення в корпусі зарядів вибухової речовини, які детонаційно зв'язані один з одним мірними відрізками детонуючого шнура, встановлення на верхньому заряді засобу ініціювання і кріплення на корпусі кабельної головки і наконечника відрізняється тим, що корпус торпеди формують із мірних перфорованих секцій, в які попередньо встановлюють заряди вибухової речовини із розпірними елементами і детонуючим шнуром,

при цьому секції корпусу жорстко з'єднують між собою стяжними елементами і кожний заряд торпеди попередньо формують у вигляді набору трубчатих елементів, які заповнені вибуховою речовиною і жорстко скріплені між собою [117].

Нові властивості винаходу заключаються в тому, що при спорядженні зарядів торпеди (за рахунок формування їх наборів) досягаються необхідні вибухові імпульси, які є оптимальними для розушільнення і наведення тріщинуватості в породі конкретного продуктивного пласта, а запропонованим спорядженням торпеди в цілому (за рахунок формування корпусу із перфорованих секцій із зарядами) досягається оптимальне розушільнення і наведення тріщинуватості по висоті продуктивного інтервалу. При цьому знижується кількість спускно-підйомних операцій при обробці продуктивних інтервалів потужністю більше 3,0 м.

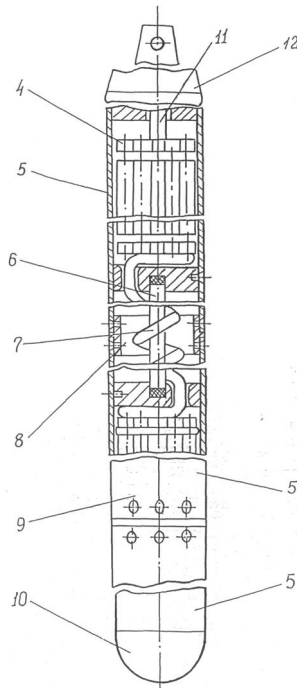
Схеми спорядження заряду і торпеди представлені на рис. 4.1 і 4.2.



**Рис. 4.1. Схема спорядження заряду:**

1 – металева трубка; 2 – вибухова речовина; 3 – стяжка; 4 – заряд-набір трубчатих елементів





**Рис. 4.2. Схема спорядження торпеди:**

4 – заряд-набір; 5 – перфорована секція; 6 – розпірний елемент з основою; 7 – детонуючий шнур; 8 – стяжний елемент; 9 – корпус; 10 – наконечник; 11 – засіб ініціювання; 12 – кабельна головка

Здійснення винаходу досягається наступним чином.

Попередньо провадять спорядження металічних трубок 1 вибуховою речовиною 2. При цьому, наприклад, в алюмінієву трубку  $\varnothing$  12 мм із товщиною стінки  $\delta = 1,5$  мм насипають вибухову речовину, наприклад, гексоген, або тротило-гексогенову суміш і т. п. і багаторазовим протягом трубки через фільтри доводять ВР до оптимальної густини. Із трубок 1 з вибуховою речовиною 2 формують набір, який жорстко закріплюють стяжками 3, утворюючи заряд 4. Знаючи властивості породи продуктивного пласта, що торпедується, заряд 4 можна набирати із трубок з різними вибуховими речовинами, що в сукупності забезпечує необхідний вибуховий імпульс, який буде оптимальним для наведення тріщинуватості і пористості в конкретній

породі, тобто запропоноване спорядження заряду дозволяє виконати регулювання вибухового імпульсу заряду 4. Потім в перфорованій секції (для прискорення опускання торпеди в район продуктивного інтервалу) встановлюють заряди 4 із розпірними елементами 6 і мірними відрізками детонуючого шнура 7. Основи розпірних елементів 6 фіксують і секції 5 жорстко з'єднують між собою стяжними елементами 8, утворюючи корпус 9 торпеди необхідної довжини для вибухової обробки конкретного продуктивного інтервалу видобувних свердловин. Після цього на корпусі 9 закріплюють наконечник 10, а на верхній заряд 4 встановлюють засіб ініціювання 11, який закривають кабельною головою 12, закріплюючи останню на корпусі 9 і утворюючи торпеду, що готова до спуску у видобувну свердловину.

Слід відмітити, що запропонований спосіб спорядження торпеди дозволяє організувати високоефективне серійне виробництво торпед ультракороткосповільненої дії, із кінцевою їх збіркою відповідно до конкретних продуктивних інтервалів оброблюваних вибухом видобувних свердловин, що різко знижує трудозатрати як на спорядження торпеди, так і на її використання.

Торпеда для ударно-депресійної обробки пласта, що містить відрізки детонуючого шнура відрізняється тим, що між відрізками детонуючого шнура розміщують герметичні капсули із матеріалу, що руйнується.

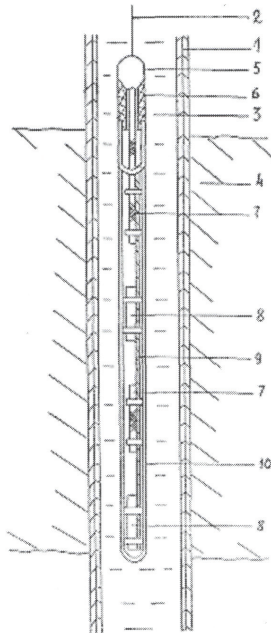
Винахід направлений на створення торпеди для ударно-депресійної обробки пласта, де поряд з ударною обробкою пласта відбувається і депресійний вплив на пласт.

Для досягнення технічного результату від застосування винаходу торпеду формують у вигляді набору відрізків детонуючого шнура, між якими розміщують герметичні капсули із матеріалу, що руйнується (рис. 4.3).

Торпеда для ударно-депресійної обробки пласта складається із корпусу 10, головки 5, відрізків детонуючого шнура 7 та герметичних капсул 8, які прикріплені до тросу 9. Тиск газу в капсулах рівний атмосферному.

Здійснення винаходу досягається наступним чином. В свердловину 1 на геофізичному кабелі 2 опускають в рідину 3 торпеду для ударно-депресійної обробки пласта 4. Після розміщення торпеди у рідині в свердловині в інтервалі оброблюваного пласта з допомогою

ініціюючого пристрою 6 підривають верхній відрізок детонуючого шнура. Випромінювані в результаті підривання верхнього відрізка детонуючого шнура хвилі провадять з одного боку ударну обробку пласта, а з другого боку, розповсюджуючись по рідині, провадять руйнування герметичних капсул і здійснюють через рідину передачу детонації наступному вниз відрізку детонуючого шнура.



**Рис. 4.3. Схема розташування торпеди для ударно-депресійної обробки пласта у свердловині:**

1 – свердловина; 2 – геофізичний кабель; 3 – рідина; 4 – пласт; 5 – головка; 6 – ініціючий пристрій; 7 – відрізки детонуючого шнура; 8 – герметичні капсули; 9 – трос; 10 – корпус

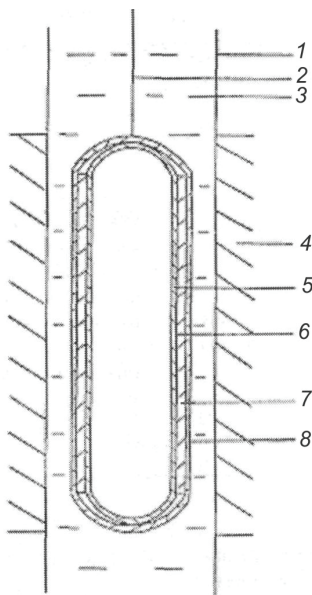
При руйнуванні герметичної капсули відбувається депресійний вплив на пласт за рахунок різкого миттєвого перепаду між пластовим і вибійним тисками, що спричинює інтенсивну фільтрацію рідини з пласта в свердловину із одночасною декольматацією каналів фільтрації в породі пласта. В подальшому, в результаті підривання другого відрізка детонуючого шнура, ударно-депресійна дія на пласт повторюється, і описаний процес ударно-депресійної дії закінчується на підриванні останнього відрізка детонуючого шнура і руйнуванні

останньої герметичної капсули, внаслідок чого вся область продуктивного пласта по товщині зазнає ударно-депресійного впливу.

Досягнення технічного результату від застосування винаходу обумовлюється завдяки як ударній дії на пласт, в результаті чого підвищується проникність породи у привибійній області пласта за рахунок наведення в ній додаткових каналів фільтрації, так і депресійного впливу на пласт, що супроводжується очищенням каналів фільтрації від колюматуючих речовин, що в цілому сприяє підвищенню дебіту оброблюваних свердловин.

Пристрій для вибухової обробки пласта, який містить циліндричний корпус, в якому розташована циліндрична герметична капсула відрізняється тим, що зовнішня бічна поверхня капсули покрита шаром вибухової речовини (рис. 4.4).

Винахід направлений на створення пристрою для вибухової обробки пласта, де дія вибухових хвиль на пласт є домінуючою, порівняно з депресійним впливом на пласт.



**Рис. 4.4.** Схема розташування пристрою для вибухової обробки пласта у свердловині:

- 1 – свердловина; 2 – геофізичний кабель; 3 – рідина; 4 – пласт; 5 – герметична капсула;
- 6 – зовнішня бічна поверхня капсули; 7 – шар ВР; 8 – циліндричний корпус

Пристрій для вибухової обробки пласта складається із циліндричного алюмінієвого корпусу 8, в якому розміщується циліндрична герметична капсула 5, зовнішня бічна поверхня 6 якої покрита шаром вибухової речовини 7. Тиск газу в капсулі рівний атмосферному.

Товщина шару вибухової речовини визначається із виразу [118]

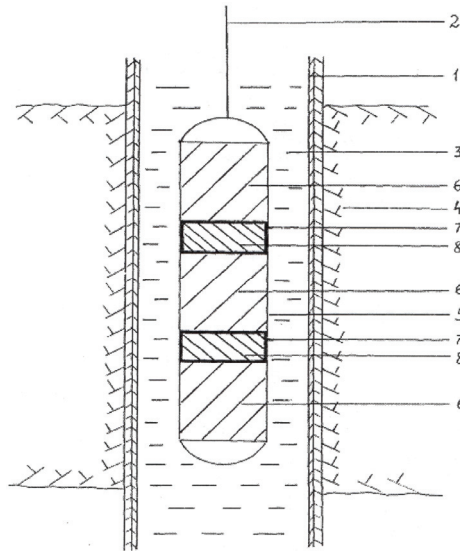
$$\delta = M / (2\pi h r_{cp} \rho),$$

де  $M$  – необхідна маса вибухової речовини;  $h$  – висота циліндричної капсули,  $r_{cp} = (R + r)/2$  – середній радіус циліндричного шару вибухової речовини;  $R$  і  $r$  – зовнішній і внутрішній радіуси шару вибухової речовини;  $\rho$  – густина вибухової речовини.

Здійснення винаходу досягається наступним чином. В свердловину 1 на геофізичному кабелі 2 опускають в рідину 3 пристрій для вибухової обробки пласта 4. Після розміщення пристрою у рідині в свердловині в інтервалі оброблюваного пласта підривають заряд. При цьому підривання шару вибухової речовини здійснюють із забезпеченням симетрії вибухових хвиль, що в подальшому процесі розповсюдження хвиль призводить до їх зіткнення на осі циліндричної капсули. В результаті зіткнення амплітуда результуючих хвиль подвоюється і в подальшому такі хвилі розповсюджуються в напрямі від осі циліндричної капсули до пласта. Досягнуте підвищення амплітуди забезпечує більш потужну вибухову дію на пласт, що супроводжується наведенням в породі пласта додаткової штучної тріщинуватості, що сприяє підвищенню продуктивності оброблюваних свердловин.

Досягнення технічного результату від застосування пристрою обумовлюється завдяки забезпеченню при підриванні шару вибухової речовини симетрії вибухових хвиль, що дозволяє здійснити більш потужний вибуховий вплив на продуктивний пласт з додатковим підвищенням проникності породи пласта в привибійній зоні.

Торпеда для вибухової обробки пласта, що містить заряд вибухової речовини відрізняється тим, що заряд складається із декількох частин, між якими розміщуються капсули із речовинами, які легко розкладаються з виділенням газоподібних продуктів в процесі вибуху заряду (рис. 4.5) [119].



**Рис. 4.5. Схема розташування торпеди у свердловині:**

1 – свердловина; 2 – геофізичний кабель; 3 – рідина; 4 – пласт; 5 – корпус; 6 – частини заряду; 7 – капсули; 8 – вуглекислий амоній

Винахід направлений на створення торпеди для вибухової обробки пласта із забезпеченням керування часом поршневої дії продуктів вибуху і дисипативними втратами енергії вибуху у ближній зоні від осередку вибуху.

Торпеда для вибухової обробки пласта складається із алюмінієвого корпусу 5, в якому міститься заряд вибухової речовини, що складається із декількох частин 6, між якими розміщені капсули 7 із речовинами 8, які легко розкладаються з виділенням газоподібних продуктів в процесі вибуху заряду. В якості речовини, яка легко розкладається з виділенням газоподібних продуктів в процесі вибуху заряду може бути, наприклад, вуглекислий амоній. Довжина капсул і маса речовин, які легко розкладаються з виділенням газоподібних продуктів в процесі вибуху, вибираються такими, щоб забезпечити подовження часу і посилення поршневої дії газоподібних продуктів вибуху при руйнуванні породи в ближній області від осередку вибуху. Для найбільш поширених у нафтогазовидобувній промисловості видобувних свердловин з діаметром експлуатаційної

колони в зоні продуктивних пластів 146 мм при використанні заряду, що складається із трьох частин довжиною 1,0 м кожна, довжина кожної із двох капсул, складає 0,25 м.

Здійснення винаходу досягається наступним чином. В свердловину 1 на геофізичному кабелі 2 опускають у рідину 3 торпеду для вибухової обробки пласта 4. Після розміщення торпеди у свердловині в інтервалі оброблюваного пласта підривають заряд і здійснюють вибухову обробку пласта. Речовина в капсулах в процесі вибуху заряду під дією температури розкладається з виділенням газоподібних продуктів, які разом із газоподібними продуктами детонації вибухової речовини приймають додаткову участь в розклинюючій дії на породу пласта, проникаючи в природні і утворювані в процесі вибуху тріщини. При цьому, частина тепла, що виділяється в процесі вибуху, витрачається на розкладання вуглекислого амонію, в результаті температура продуктів детонації знижується, що супроводжується зменшенням дисипативних втрат енергії вибуху за рахунок зменшення теплообміну продуктів детонації із навколишнім середовищем. Крім того, утворення при розкладанні вуглекислого амонію додаткових газоподібних продуктів збільшує час дії продуктів детонації на навколишнє середовище і поршнева дія вибуху підвищується, в результаті подрібнення порід у привибійній зоні і ефективність вибухового впливу на пласт зростає.

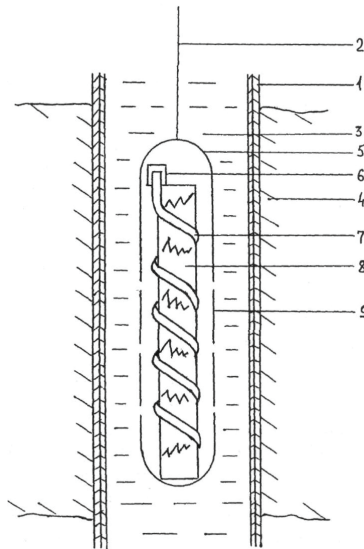
Досягнення технічного результату від застосування винаходу забезпечується завдяки підвищенню проникності породи пласта в ближній області від осередку вибуху, що сприяє зростанню дебіту видобувних свердловин.

Торпеда для вибухової обробки пласта, що містить заряд у вигляді відрізка детонуючого шнура відрізняється тим, що відрізок детонуючого шнура має лінійно-гвинтову форму (рис. 4.6) [119].

Винахід направлений на створення торпеди для вибухової обробки пласта із забезпеченням врахування фізико-механічних і структурних особливостей породи продуктивного пласта.

Торпеда для вибухової обробки пласта 4 складається із негерметичного тонкостінного алюмінієвого корпусу 9, в якому розміщується циліндричний стрижень 8, на якому шляхом намотування детонуючого шнура 7 з певним кроком між витками формується заряд, що має лінійно-гвинтову форму. Стрижень виготовляють з матеріалу, який в процесі вибуху заряду згоряє

(наприклад, дерево). Діаметр циліндричного стрижня вибирається із врахуванням фізико-механічних властивостей породи продуктивного пласта і забезпеченням необхідної питомої витрати вибухової речовини для отримання потрібної якості дробіння і проникності породи у привибійній області продуктивного пласта [120].



**Рис. 4.6. Схема розташування вибухового пристрою у свердловині:**

1 – свердловина; 2 – геофізичний кабель; 3 – рідина; 4 – пласт; 5 – головка; 6 – ініціюючий пристрій; 7 – детонуючий шнур; 8 – стрижень; 9 – корпус

Детонуючий шнур може бути широко застосовуваних марок ДШ-В, або ДШУ-33М, причому ДШУ-33М, у якого лінійна густина серцевини вибухової речовини більша, ніж у ДШ-В, використовують для вибухової обробки більш міцних порід, для яких потрібно застосовувати заряди з більш високою питомою витратою вибухової речовини, ніж при дробінні менш міцних порід. Величина кроку лінійно-гвинтової форми заряду вибирається із врахуванням досягнення потрібної величини питомої витрати вибухової речовини, при цьому, чим величина кроку менша, тим більша величина питомої витрати. Крім того, зміна величини кроку дозволяє врахувати анізотропно-структурні особливості породи пласта шляхом орієнтації додаткових радіальних тріщин, що утворюються в результаті появи



напружень розтягування при вибуху заряду лінійно-гвинтової форми, в напрямі більшої осі анізотропії породи, тобто в напрямі найбільш легкого розколу породи пласта під дією навантажень.

Здійснення винаходу досягається наступним чином. В свердловину 1 на геофізичному кабелі 2 опускають у рідину 3 торпеду для вибухової обробки пласта 4. Після розміщення торпеди у свердловині в інтервалі оброблюваного пласта підривають заряд і здійснюють вибухову обробку пласта. Застосування заряду лінійно-гвинтової форми дає можливість шляхом зміни орієнтації вектора напружень при вибуху керувати розвитком тріщин в потрібному напрямі розколу породи пласта, що дозволяє зменшити середній діаметр куска в зоні дробіння породи.

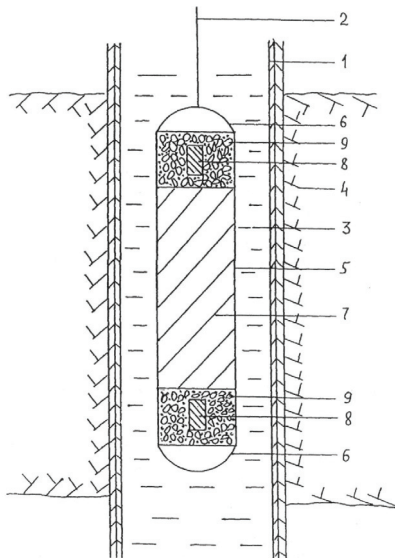
Досягнення технічного результату від застосування пристрою забезпечується завдяки утворенню в породі додаткових радіальних тріщин, що сприяє підвищенню дебіту видобувних свердловин.

Пристрій для вибухової обробки пласта, що містить основний заряд вибухової речовини з циліндричним корпусом і кришками відрізняється тим, що кришки, як забійки основного заряду, містять зернистий матеріал, в якому розміщують допоміжні заряди, які підривають одночасно із основним зарядом для посилення вибухового впливу на продуктивний пласт (рис. 4.7) [119].

Винахід направлений на створення пристрою для вибухової обробки пласта із забезпеченням посилення вибухового впливу на продуктивний пласт.

Пристрій для вибухової обробки пласта складається з негерметичного тонкостінного алюмінієвого корпусу 5 з кришками 6, в якому міститься заряд вибухової речовини 7. Кришки 6 в якості забійки основного заряду містять зернистий матеріал, в якому розміщують допоміжні заряди, які підривають одночасно із основним зарядом для посилення вибухового впливу на продуктивний пласт. Розрахунок товщини забійки проводять за відомими методиками. Так, для найбільш поширених у нафтогазовидобувній промисловості видобувних свердловин з діаметром експлуатаційної колони в зоні продуктивних пластів 146 мм при використанні основного заряду з масою 6,0 кг і довжиною 3,2 м товщина забійки зернистого матеріалу із суміші 60 % щебеню фракції 30–40 мм із піском менша за довжину основного заряду в 5 разів і складає 0,64 м, а маса кожного

допоміжного заряду менша за масу основного заряду в 10 разів і складає 0,06 кг.



**Рис. 4.7. Схема розташування вибухового пристрою у свердловині:**

- 1 – свердловина; 2 – геофізичний кабель; 3 – рідина; 4 – пласт; 5 – корпус пристрою;  
6 – кришки; 7 – основний заряд; 8 – допоміжні заряди; 9 – зернистий матеріал

Здійснення винаходу досягається наступним чином. У свердловину 1 на геофізичному кабелі 2 опускають у рідину 3 пристрій для вибухової обробки пласта 4.

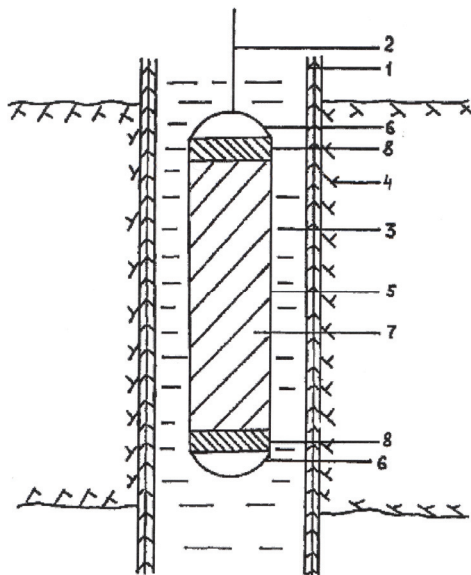
Після розміщення вибухового пристрою у свердловині в інтервалі оброблюваного пласта підривають одночасно основний і допоміжні заряди і здійснюють вибухову обробку пласта. Розміщення і підривання допоміжних зарядів всередині забійки із зернистого матеріалу обумовлює виникнення сил бокового розпору і підвищення опору зсуву зернистого матеріалу забійки, що супроводжується, порівняно із забійкою у вигляді рідини, більш повним запиранням продуктів детонації вибуху, в результаті чого зростає ефективність вибухового впливу на пласт.

Досягнення технічного результату від застосування пристрою забезпечується завдяки більш повному запиранню продуктів вибуху і подовженню часу імпульсної дії на продуктивний пласт в процесі

підривання вибухового пристрою, що супроводжується збільшенням радіусу вибухової обробки пласта.

Пристрій для вибухової обробки продуктивних пластів, який містить заряд вибухової речовини з циліндричним корпусом і кришками відрізняється тим, що кришки, які містять екран, виготовлений із матеріалів з невисокою акустичною жорсткістю (рис. 4.8).

Винахід направлений на підвищення ефективності вибухової обробки пластів за рахунок взаємодії вибухових хвиль, що генеруються в процесі підривання зарядів вибухової речовини з екранами, виготовленими із матеріалів з невисокою акустичною жорсткістю.



**Рис. 4.8. Схема розташування пристрою для вибухової обробки продуктивних пластів у свердловині:**

- 1 – свердловина; 2 – геофізичний кабель; 3 – рідина; 4 – продуктивний пласт; 5 – корпус пристрою; 6 – кришки; 7 – заряд вибухової речовини; 8 – екрани

Пристрій для вибухової обробки продуктивних пластів складається із циліндричного тонкостінного алюмінієвого корпусу 5,

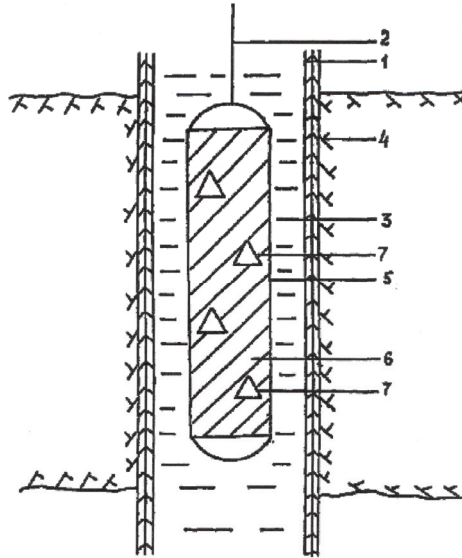
в якому розміщується заряд вибухової речовини 7, і кришок 6. В кришках розмішують екрани, виготовлені із матеріалів з невисокою акустичною жорсткістю (акустична жорсткість – це добуток  $\rho \cdot C_p$  де  $\rho$  і  $C_p$  – щільність матеріалу і швидкість розповсюдження в ньому поздовжніх хвиль). При цьому, акустична жорсткість матеріалів екрану повинна бути значно меншою акустичної жорсткості матеріалу вибухової речовини і складати 0,2–0,4 її величини.

Здійснення винаходу досягається наступним чином. В свердловину 1 на геофізичному кабелі 2 опускають у рідину 3 пристрій для вибухової обробки пласта 4. Після розміщення пристрою у рідині в свердловині в інтервалі оброблюваного пласта проводять підривання заряду і здійснюють вибухову обробку пласта. Породжена вибухом заряду хвиля стискання зіштовхується з екраном. Оскільки акустична жорсткість матеріалу екрану значно менша акустичної жорсткості матеріалу вибухової речовини, то в результаті взаємодії хвилі стискання з екраном утворюється відображена хвиля розрідження, яка, накладаючись на хвилю стискання, призводить до зниження амплітуди вибухового імпульсу, що передається в породу білясвердловинної області. Зниження амплітуди вибухового навантаження супроводжується зменшенням подрібнюючої дії вибуху на контактні породи із зарядом [108], а відтак, зменшенням зони подрібнення породи у білясвердловинній області і зниженням втрат енергії вибуху в цій зоні, що дає можливість підвищити радіус вибухової обробки пласта і її ефективність.

Пристрій для вибухової обробки продуктивних пластів, який містить корпус і заряд вибухової речовини відрізняється тим, що в заряд вибухової речовини вміщені конусоподібні екрани (рис. 4.9).

Винахід направлений на підвищення ефективності вибухової обробки пластів за рахунок багаторазової імпульсної дії на породу продуктивного пласта.

Пристрій для вибухової обробки продуктивних пластів складається із циліндричного тонкостінного алюмінієвого корпусу 5, в якому розміщується заряд вибухової речовини 6. В заряд вибухової речовини вміщені конусоподібні екрани 7. Кількість екранів визначається в залежності від довжини заряду вибухової речовини і складає 2–3 екрани на один погонний метр заряду. Екрани розташовують рівномірно по довжині заряду.



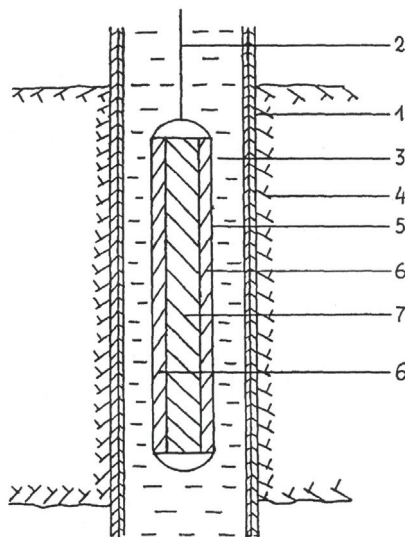
**Рис. 4.9. Схема розташування пристрою для вибухової обробки продуктивних пластів у свердловині:**

1 – свердловина; 2 – геофізичний кабель; 3 – рідина; 4 – продуктивний пласт; 5 – корпус пристрою; 6 – заряд вибухової речовини; 7 – конусоподібні екрани

Здійснення винаходу досягається наступним чином. В свердловину 1 на геофізичному кабелі 2 опускають в рідину 3 пристрій для вибухової обробки пласта 4. Після розміщення пристрою у рідині в свердловині в інтервалі оброблюваного пласта проводять підривання заряду і здійснюють вибухову обробку пласта. Породжена вибухом заряду вибухова хвиля зіштовхується з екранами, розміщеними вздовж заряду вибухової речовини. В результаті взаємодії падаючої вибухової хвилі з екранами утворюються відображені хвилі, які, накладаючись на падаючу вибухову хвилю, створюють багаторазову імпульсну дію на породу продуктивного пласта. Завдяки багаторазовій імпульсній дії попередньо напружений масив гірської породи у білясвердловинній області руйнується значно легше. Так, із збільшенням кількості навантажень на породу до чотирьох разів характеристика опору руйнуванню порід (модуль Юнга) зменшується в 3–4 рази [107]. Таким чином, чим більша кратність навантаження, тим більший ефект руйнування, що сприяє підвищенню радіусу вибухової обробки продуктивних пластів.

Торпеда для вибухової обробки пласта, яка містить циліндричний корпус, заряд вибухової речовини і наконечник відрізняється тим, що заряд вибухової речовини складається із двох частин з осьовим розташуванням двох різних вибухових речовин, причому в зовнішню частину заряду розміщують вибухову речовину з високими бризантністю і швидкістю детонації, а в центральній частині заряду розміщують вибухову речовину з меншими бризантністю і швидкістю детонації та з великою здатністю до газоутворення (рис. 4.10) [121].

Винахід направлений на створення торпеди для вибухової обробки пласта із забезпеченням керування тривалістю часу поршневої дії продуктів детонації.



**Рис. 4.10.** Схема розташування торпеди у свердловині:

1 – свердловина; 2 – геофізичний кабель; 3 – рідина; 4 – пласт; 5 – циліндричний алюмінієвий корпус; 6 – зовнішня частина заряду; 7 – внутрішня частина заряду

Торпеда для вибухової обробки пласта складається із циліндричного алюмінієвого корпусу 5, в якому міститься заряд, що складається із двох частин 6 і 7 із осьовим розташуванням двох різних вибухових речовин. В зовнішню частину заряду 6 розміщують вибухову речовину з високими бризантністю і швидкістю детонації (наприклад, гексоген, октоген), а в центральній частині заряду розміщують вибухову речовину з меншими бризантністю і швидкістю

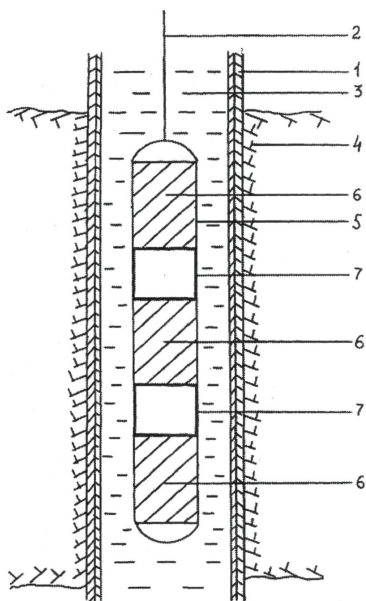
детонації і з великою здатністю до газоутворення (наприклад, ігданіт). Маса вибухових речовин зовнішньої та внутрішньої частин заряду вибираються такими, щоб забезпечити подовження часу і посилення поршневої дії продуктів вибуху при руйнуванні породи в ближній області від осередку вибуху. При використанні заряду, що складається із двох частин із осьовим розташуванням двох різних вибухових речовин, потрібно задовольняти умову  $m_z/m_{вн} \approx 0,4$ , де  $m_z$  і  $m_{вн}$  – маси зовнішньої та внутрішньої частин заряду, відповідно.

Здійснення винаходу досягається наступним чином. В свердловину 1 на геофізичному кабелі 2 опускають у рідину 3 торпеду для вибухової обробки пласта 4. Після розміщення торпеди у свердловині в інтервалі оброблюваного пласта підривають заряд, причому спочатку проводять ініціювання зовнішньої частини заряду із вибуховою речовиною, що має високі бризантність і швидкість детонації. Вибухова речовина з меншими бризантністю і швидкістю детонації і великою здатністю до газоутворення, що розташована в центральній частині заряду, детонує із сповільненням по відношенню до зовнішньої частини заряду, в результаті чого підвищується тривалість вибухової дії на пласт. Крім того, в результаті підриву центральної частини заряду, утворена при цьому велика кількість газоподібних продуктів детонації проникає як в існуючі до вибуху тріщини, так і в утворені тріщини в породі пласта в процесі підриву зовнішньої частини заряду із високими бризантністю і швидкістю детонації. Таким чином, газоподібні продукти вибуху більш довгочасно і з більшою поверхнею тріщин взаємодіють із породою, що супроводжується більш повною віддачею їх енергії гірській породі, в результаті поршнева дія вибуху зростає і ефективність вибухового впливу на пласт підвищується [122].

Досягнення технічного результату від застосування винаходу забезпечується завдяки розширенню області штучної тріщинуватості в привибійній зоні пласта, що підвищує ефективність вибухової обробки пласта.

Торпеда для вибухової обробки пласта, в якій заряд вибухової речовини складається із декількох частин відрізняється тим, що між частинами заряду розташовані заповнені повітрям герметичні капсули із матеріалу, що руйнується (рис. 4.11).

Винахід направлений на підвищення ефективності вибухової обробки масиву в привибійній зоні пласта за рахунок збільшення тривалості вибухового навантаження.



**Рис. 4.11. Схема розташування торпеди у свердловині:**

1 – свердловина; 2 – геофізичний кабель; 3 – рідина; 4 – пласт; 5 – корпус; 6 – частини заряду; 7 – заповнені повітрям герметичні капсули

Торпеда для вибухової обробки пласта складається із алюмінієвого корпусу 5, в якому розміщені декілька частин заряду вибухової речовини 6, між якими розташовані заповнені повітрям герметичні капсули 7 із матеріалу, що руйнується.

Довжина заповнених повітрям герметичних капсул вибирається такою, щоб забезпечити подовження часу вибухового навантаження на породу продуктивного пласта, в результаті чого доля енергії, що йде на подрібнення породи в ближній від осередка вибуху зоні зменшується і створюються умови для передачі в більш віддалену зону значно вищого рівня вибухової енергії, ніж при звичайних вибухах. Для найбільш поширених у нафтогазовидобувній промисловості свердловин з діаметром експлуатаційної колони в зоні



продуктивних пластів 146 мм, довжина капсули  $L_k$  повинна задовільняти відношення  $L_k/L \approx 0,3$ , де  $L$  – сумарна довжина двох суміжних частин заряду, між якими розташована капсула.

Здійснення винаходу досягається наступним чином. В свердловину 1 на геофізичному кабелі 2 опускають в рідину 3 торпеду для вибухової обробки пласта 4. Після розміщення торпеди у свердловині в інтервалі оброблюваного пласта підривають заряди і здійснюють вибухову обробку пласта.

В процесі вибуху в повітряних проміжках відбувається зіткнення потоків вибухових газів від суміжних частин зарядів. В результаті подовжується час активної дії вибуху на середовище пласта, що створює в дальній зоні вибуху більш високий рівень енергії порівняно з вибухами без повітряного проміжку. Таким чином, застосування повітряного проміжку змінює механізм передачі енергії вибуху середовищу. А саме, підвищення рівня переданої масиву вибухової енергії сприяє подальшому розвитку як існуючих до вибуху, так і породжених вибухом тріщин і призводить до розширення області тріщинуватості в привибійній зоні продуктивного пласта.

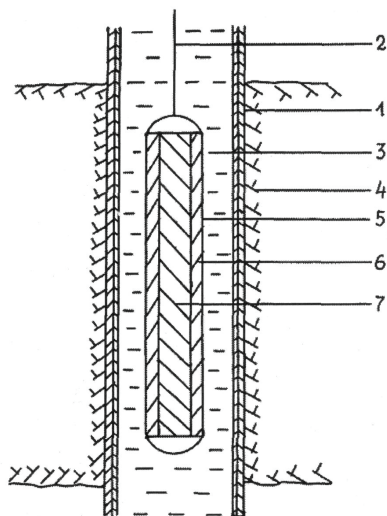
Досягнення технічного результату від застосування пристрою забезпечується завдяки збільшенню тривалості вибухового навантаження на масив в привибійній зоні пласта за рахунок подовження часу активної дії вибуху на середовище пласта в процесі зіткнення в повітряному проміжку потоків вибухових газів від суміжних частин зарядів.

Торпеда для вибухової обробки пласта, яка містить циліндричний корпус, заряд вибухової речовини і наконечник відрізняється тим, що в центральній частині заряду розміщують заповнену повітрям герметичну циліндричну капсулу (рис. 4.12).

Винахід направлений на створення торпеди для вибухової обробки пласта із забезпеченням керування часом поршневої дії продуктів вибуху на породу пласта в білясвердловинній області.

Торпеда для вибухової обробки пласта складається із циліндричного корпусу 5, в якому розміщений заряд вибухової речовини 6, в центральній частині заряду розташована заповнена повітрям герметична циліндрична капсула 7. Довжина заповненої повітрям герметичної капсули вибирається рівною довжині заряду. Об'єм капсули вибирається таким, щоб забезпечити подовження часу вибухового навантаження на породу продуктивного пласта, в

результаті чого доля енергії, що йде на подрібнення породи в ближній від осередка вибуху зоні, зменшується і створюються умови для передачі в більш віддалену зону значно вищого рівня вибухової енергії, ніж при вибухах циліндричних зарядів без повітряного проміжку. Для найбільш поширених у нафтогазовидобувній промисловості видобувних свердловин із діаметром експлуатаційної колони в зоні продуктивних пластів 146 мм при використанні заряду діаметром 0,043 м і довжиною 3,0 м об'єм циліндричної капсули, яка розміщується в центральній частині заряду, становить  $0,013 \text{ м}^3$ .



**Рис. 4.12. Схема розташування торпеди у свердловині:**

1 – свердловина; 2 – геофізичний кабель; 3 – рідина; 4 – пласт; 5 – корпус торпеди;  
6 – заряд; 7 – заповнена повітрям герметична капсула

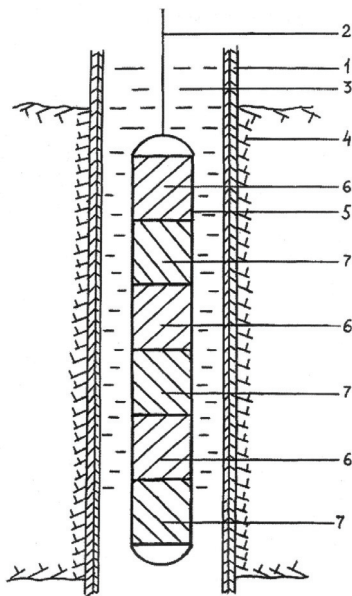
Здійснення винаходу досягається наступним чином.

В свердловину 1 на геофізичному кабелі 2 опускають у рідину 3 торпеду для вибухової обробки пласта 4. Після розміщення торпеди у свердловині в інтервалі оброблюваного пласта підривають заряд і здійснюють вибухову обробку пласта. В повітряному проміжку капсули відбувається зіткнення утворених в процесі вибуху заряду потоків вибухових газів, в результаті чого (як і при застосуванні вищеприведеного вибухового пристрою) подовжується час активної дії вибуху на середовище пласта, що створює в дальній зоні вибуху

більш високий рівень енергії порівняно з вибухами без повітряного проміжка. Таким чином, застосування капсул з повітряним проміжком змінює механізм передачі енергії вибуху середовищу. А саме, підвищення рівня переданої масиву вибухової енергії призводить до розширення області тріщинуватості у привибійній зоні продуктивного пласта, що підвищує ефективність вибухової обробки пласта.

Торпеда для вибухової обробки пласта, яка містить циліндричний корпус, заряд вибухової речовини і наконечник відрізняється тим, що заряд складається із кількох пар вибухових речовин з різною швидкістю детонації (рис. 4.13).

Винахід направлений на підвищення ефективності вибухової обробки масиву за рахунок багаторазового навантаження породи у привибійній зоні пласта.



**Рис. 4.13. Схема розташування торпеди у свердловині:**

- 1 – свердловина; 2 – геофізичний кабель; 3 – рідина; 4 – пласт; 5 – корпус торпеди;  
6 – вибухова речовина з високою швидкістю детонації; 7 – вибухова речовина з  
пониженою швидкістю детонації

Торпеда для вибухової обробки пласта складається із алюмінієвого корпусу 5, в якому розміщений заряд, що містить кілька пар вибухових речовин з різною швидкістю детонації.

Кількість пар залежить від величини потужності пласта.

Для пісковиків, що є найбільш поширеною породою продуктивних пластів, в якості пар вибухових речовин з різною швидкістю детонації можуть бути застосовані, наприклад, гексоген ( $D = 8\,600$  м/с;  $\rho = 1\,700$  кг/м<sup>3</sup>) і флегматизований гексоген ( $D = 5\,500$  м/с;  $\rho = 1\,000$  кг/м<sup>3</sup>, де  $D$  і  $\rho$  – швидкість детонації і щільність вибухових речовин, відповідно.

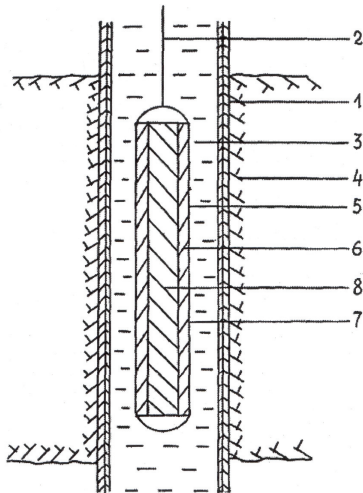
Здійснення винаходу досягається наступним чином.

В свердловину 1 на геофізичному кабелі 2 опускають у рідину 3 торпеду для вибухової обробки пласта 4. Після розміщення торпеди у свердловині в інтервалі оброблюваного пласта підривають заряд і здійснюють вибухову обробку пласта. В процесі вибуху пар зарядів відбувається багаторазове імпульсне навантаження породи пласта у привибійній зоні. Кожне наступне навантаження від вибуху пари зарядів діє на попередньо-напружену породу, яка приводиться в такий стан в процесі вибуху попередньої пари зарядів. Оскільки попередньо-напружений масив породи під дією повторного імпульсного навантаження такої ж інтенсивності, як і попереднє, руйнується значно легше, ніж вільний від напружень масив, то величина зони штучної тріщинуватості в процесі вибуху заряду, що складається із пар вибухових речовин з різною швидкістю детонації, зростає. Це сприяє підвищенню ефективності вибухової обробки пластів.

Досягнення технічного результату від застосування винаходу забезпечується завдяки багаторазовому імпульсному навантаженню породи пласта, що сприяє розширенню зони штучної тріщинуватості в привибійній зоні пласта.

Торпеда для вибухової обробки пласта, яка містить циліндричний корпус, заряд вибухової речовини і наконечник відрізняється тим, що в центральній частині заряду вибухової речовини розміщена циліндрична капсула із речовинами, які здатні легко розкладатися з виділенням газоподібних продуктів в процесі вибуху заряду (рис. 4.14).

Винахід направлений на створення торпеди для вибухової обробки пласта із забезпеченням керування часом поршневої дії продуктів вибуху і дисипативними втратами енергії вибуху у ближній зоні від осередка вибуху.



**Рис. 4.14. Схема розташування торпеди у свердловині:**

1 – свердловина; 2 – геофізичний кабель; 3 – рідина; 4 – пласт; 5 – корпус торпеди;  
6 – заряд вибухової речовини; 7 – капсула; 8 – вуглекислий амоній

Торпеда для вибухової обробки пласта складається із циліндричного корпусу 5, в якому міститься заряд вибухової речовини 6, в центральній частині заряду розміщена капсула 7 із речовинами 8, які легко розкладаються з виділенням газоподібних продуктів в процесі вибуху заряду. В якості речовини, яка легко розкладається з виділенням газоподібних продуктів в процесі вибуху заряду, може бути, як зазначалось раніше, вуглекислий амоній. Довжина капсули приймається рівною довжині заряду. Об'єм циліндричної капсули із речовинами, які легко розкладаються з виділенням газоподібних продуктів в процесі вибуху, вибирається таким, щоб забезпечити подовження часу і посилення поршневої дії газоподібних продуктів вибуху при руйнуванні породи в ближній області від осередку вибуху. Для найбільш поширених у нафтогазовидобувній промисловості видобувних свердловин із

діаметром експлуатаційної колони в зоні продуктивних пластів 146 мм при використанні заряду діаметром 0,043 м і довжиною 3,0 м об'єм циліндричної капсули, яка розміщується в центральній частині заряду, становить 0,017 м<sup>3</sup>.

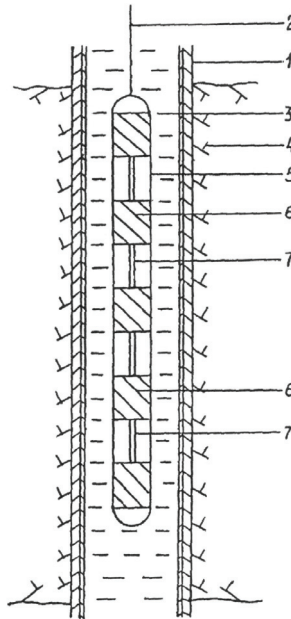
Здійснення винаходу досягається наступним чином.

В свердловину 1 на геофізичному кабелі 2 опускають у рідину 3 торпеду для вибухової обробки пласта 4. Після розміщення торпеди у свердловині в інтервалі оброблюваного пласта підривають заряд і здійснюють вибухову обробку пласта. Речовина в капсулі в процесі вибуху заряду під дією температури розкладається з виділенням додаткових газоподібних продуктів, які приймають участь в утворенні тріщин в породі пласта. При цьому, в процесі вибуху частина теплоти витрачається на розкладання вуглекислого амонію, в результаті температура продуктів детонації знижується, що супроводжується зменшенням дисипативних втрат енергії вибуху за рахунок зменшення теплообміну продуктів детонації із навколишнім середовищем. Крім того, додаткові газоподібні продукти підвищують поршневу дію вибуху і ефективність вибухового впливу на пласт зростає.

Торпеда для вибухової обробки продуктивного пласта, яка містить циліндричний корпус, заряд вибухової речовини і наконечник відрізняється тим, що заряд складений із кількох однакових частин і кожна наступна частина заряду виконана з можливістю підривання відносно попередньої частини після закінчення імпульсного навантаження на породу продуктивного пласта в процесі підривання попередньої частини заряду (рис. 4.15) [123].

Винахід направлений на підвищення ефективності обробки привибійної зони продуктивного пласта за рахунок використання енергії вибуху заряду, що складається із кількох однакових частин.

Торпеда для вибухової обробки пласта складається із циліндричного корпусу 5, в якому розміщений заряд вибухової речовини, що складається із однакових частин 6, з'єднаних між собою відрізками детонуючого шнура 7. Кількість частин заряду залежить від величини потужності пласта. Для найбільш поширених продуктивних пластів потужністю 6,0–8,0 м кількість частин заряду – 5 частин, довжина кожної із них – 0,6 м.



**Рис. 4.15. Схема розташування торпеди у свердловині:**

1 – свердловина; 2 – геофізичний кабель; 3 – рідина; 4 – продуктивний пласт; 5 – корпус пристрою; 6 – частини заряду вибухової речовини, 7 – відрізки детонуючого шнура

Здійснення винаходу досягається наступним чином. В свердловину 1 на геофізичному кабелі 2 опускають у рідину 3 торпеду для вибухової обробки пласта 4. Після розміщення торпеди у свердловині в інтервалі оброблюваного пласта підривають заряд і здійснюють вибухову обробку пласта. Режим підривання здійснюють так, що кожна наступна частина заряду підривається відносно попередньої частини після закінчення процесу її імпульсного навантаження, що реалізується передачею детонації від однієї частини заряду до наступної з допомогою відрізків детонуючого шнура певної однакової довжини. Довжина відрізків детонуючого шнура повинна бути такою, щоб час передачі детонації від однієї частини заряду до іншої був рівним часу існування імпульсу від підривання попередньої частини заряду. Для найбільш застосовуваних торпед діаметром 45 мм при використанні в якості вибухової речовини гексогену і частин заряду довжиною 0,6 м, час

існування імпульсу при підриванні кожної частини заряду складає  $10^{-4}$  с, а довжина відрізків детонуючого шнура – 0,65 м.

В результаті періодичного повторення однакових імпульсних навантажень на продуктивний пласт в процесі підривання частин заряду максимум переданої масиву енергії буде формуватися на частоті повторення імпульсу і тим виразніше, чим більша кратність повторення імпульсу [108]. При такому режимі навантаження у віддалені точки масиву передається більше енергії, ніж при використанні звичайного суцільного заряду.

Досягнення технічного результату від застосування винаходу забезпечується завдяки розширенню породженої вибухом області штучної тріщинуватості, при цьому підвищується ефективність вибухової обробки продуктивних пластів.

Торпеда для вибухової обробки пласта, яка містить циліндричний корпус, заряд вибухової речовини і наконечник відрізняється тим, що заряд складається із кількох частин, між якими розташовують капсули, заповнені інертним матеріалом (рис. 4.16).

Винахід направлений на підвищення ефективності вибухової обробки масиву у привибійній зоні пластів за рахунок вибіркової вибухової дії на середовище продуктивних пластів в умовах складної структури родовища.

Торпеда для вибухової обробки пласта складається із циліндричного корпусу 5, в якому розміщені кілька частин заряду вибухової речовини 6, між якими розташовані капсули 7, заповнені інертним матеріалом 8.

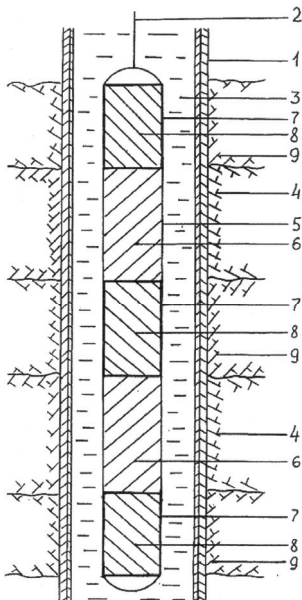
Довжина капсул, заповнених інертним матеріалом, вибирається рівною потужності пластів супутніх порід 9.

Здійснення винаходу досягається наступним чином. В свердловину 1 на геофізичному кабелі 2 опускають у рідину 3 торпеду для вибухової обробки пласта 4. Торпеду розташовують таким чином, щоб капсули з інертним матеріалом розміщувались навпроти пластів супутніх порід, а частини заряду розміщувались навпроти продуктивних пластів.

Після розміщення торпеди у свердловині підривають заряд і здійснюють вибухову обробку продуктивних пластів. В процесі вибуху середовище у привибійній зоні продуктивних пластів під дією вибухових хвиль приводиться в напружений стан з наведенням в породи привибійних зон продуктивних пластів, поряд з існуючими до



вибуху тріщинами, додаткових тріщин, породжених вибуховим навантаженням.



**Рис. 4.16.** Схема розташування торпеди у свердловині:

- 1 – свердловина; 2 – геофізичний кабель; 3 – рідина; 4 – пласт; 5 – корпус торпеди;  
6 – частини заряду; 7 – капсули; 8 – інертний матеріал; 9 – супутні породи

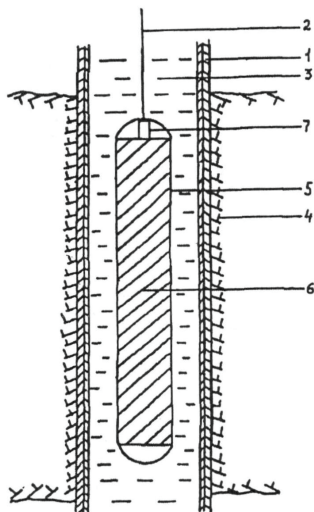
Розширенню області тріщиноутворення в породі привибійної зони пластів сприяє також і те, що інертний матеріал, частково стискуючись під дією вибухових хвиль, заупорює газоподібні продукти детонації в інтервалах розташування продуктивних пластів. В результаті більш повно використовується руйнуюча дія газоподібних продуктів вибуху в умовах складної структури родовища.

Досягнення технічного результату від застосування винаходу забезпечується завдяки посиленню вибухового впливу на продуктивні пласти в умовах складної структури родовища, що сприяє підвищенню вибухової обробки пластів.

Торпеда для вибухової обробки пласта, що має негерметичний тонкостінний алюмінієвий корпус, в якому розміщений заряд із

циліндричних шашок флегматизованої вибухової речовини і вибуховий патрон відрізняється тим, що в корпусі торпеди розміщений суцільний заряд нефлегматизованої вибухової речовини (рис. 4.17).

Винахід направлений на створення торпеди для вибухової обробки пласта із забезпеченням керування тривалістю дії вибухового імпульсу на породу продуктивного пласта.



**Рис. 4.17. Схема розташування торпеди у свердловині:**

- 1 – свердловина; 2 – геофізичний кабель; 3 – рідина; 4 – продуктивний пласт;  
5 – негерметичний тонкостінний алюмінієвий корпус; 6 – суцільний заряд нефлегматизованої вибухової речовини; 7 – герметичний вибуховий патрон

Торпеда для вибухової обробки пласта містить негерметичний тонкостінний алюмінієвий корпус 5, в якому розташовані суцільний заряд нефлегматизованої вибухової речовини 6 (наприклад, гексоген, октоген) і герметичний вибуховий патрон 7. Щільність нефлегматизованої вибухової речовини вибирають такою, щоб забезпечити найбільш повну передачу енергії вибухового навантаження на породу продуктивного пласта, для чого потрібно узгодження параметрів вибухового імпульсу із параметрами, що характеризують породу продуктивного пласта. Узгодження параметрів вибухового імпульсу і оброблюваної породи досягається при виконанні умови (3.1) [104].

Перевагою торпеди, в корпусі якої розміщений суцільний заряд нефлегматизованої вибухової речовини над штатною торпедою, в корпусі якої розміщений заряд, складений із шашок флегматизованої вибухової речовини в тому, що при застосуванні першої торпеди є можливість вибирати ту чи іншу щільність нефлегматизованої вибухової речовини (наприклад, для гексогену від  $1\ 100\ \text{кг/м}^3$  до  $1\ 600\ \text{кг/м}^3$ ) для узгодження із параметрами породи продуктивного пласта. Для другої торпеди, де використовуються шашки флегматизованої вибухової речовини, можливості узгодження параметрів імпульсного навантаження і породи продуктивного пласта не має, оскільки шашки флегматизованої вибухової речовини мають лише стандартну щільність  $1\ 700\ \text{кг/м}^3$  [124, 125].

Здійснення винаходу досягається наступним чином. Попередньо визначають потрібну щільність нефлегматизованої вибухової речовини згідно приведеної умови (3.1). В подальшому у свердловину 1 на геофізичному кабелі 2 опускають у рідину 3 торпеду, в корпусі 5 якої розміщений суцільний заряд нефлегматизованої вибухової речовини 6 із розрахованою щільністю і вибуховий патрон 7, для вибухової обробки продуктивного пласта 4. Після розміщення торпеди у свердловині в інтервалі оброблюваного пласта підривають заряд і здійснюють вибухову обробку пласта.

Спосіб формування торпеди для вибухової обробки продуктивних пластів відрізняється тим, що негерметичний тонкостінний алюмінієвий корпус повністю заповнюють нефлегматизованою вибуховою речовиною з насипною щільністю і зовнішню поверхню негерметичного тонкостінного алюмінієвого корпусу рівномірно обтискають.

Винахід направлений на формування торпеди для вибухової обробки продуктивного пласта, застосування якої дає можливість керувати тривалістю дії вибухового імпульсу на породу продуктивного пласта.

В основу винаходу поставлена задача формування такої торпеди, в процесі підривання якої забезпечується врахування фізико-механічних властивостей породи оброблюваного пласта, а саме, щільності породи пласта та швидкості розповсюдження повздовжньої хвилі в породі пласта. Максимальна передача енергії вибухового навантаження масиву гірської породи відбувається при виконанні умови (3.1).

Таким чином, формуючи торпеду з відповідними величинами  $\rho_{BP}$  і  $D$  маємо можливість задовольнити умову (3.1), тим самим забезпечивши максимальну передачу енергії вибухового навантаження оброблюваному масиву гірської породи в привибійній зоні продуктивного пласта.

Здійснення винаходу досягається наступним чином. Спочатку тонкостінний алюмінієвий корпус із заглушкою на одному кінці повністю заповнюють нефлегматизованою вибуховою речовиною з насипною щільністю і на другий кінець корпусу також встановлюють заглушку. В подальшому, повністю заповнений нефлегматизованою вибуховою речовиною з насипною щільністю, корпус торпеди рівномірно обтискають по всій довжині, що супроводжується підвищенням щільності заряду, який розміщений в корпусі торпеди. Причому, різній величині сили обтискування відповідають різні величини щільності суцільного заряду в корпусі торпеди, що дає можливість задовольняти умову (3.1) при вибуховій обробці продуктивних пластів з різними щільністю  $\rho_n$  та швидкістю  $V_n$  розповсюдження повздовжньої хвилі в породі продуктивного пласта.

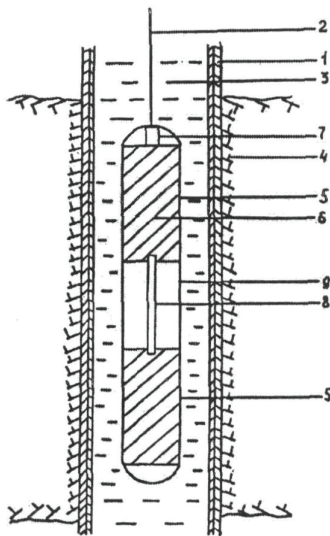
Досягнення технічного результату від застосування винаходу забезпечується завдяки узгодженню параметрів імпульсного навантаження із параметрами породи оброблюваного пласта, в результаті чого область штучної тріщинуватості в привибійній зоні пласта зростає, що підвищує ефективність вибухової обробки пласта.

Секційна торпеда для вибухової обробки пласта, що складається із з'єднаних між собою секцій відрізняється тим, що в корпусах секцій розміщені суцільні заряди нефлегматизованої вибухової речовини (рис. 4.18) [126].

Винахід направлений на створення секційної торпеди для вибухової обробки пласта із забезпеченням узгодження параметрів вибухового імпульсу з параметрами, що характеризують породу оброблюваного пласта.

Секційна торпеда для вибухової обробки пласта складається із секцій, з'єднаних між собою з'єднувальними трубками 9, в яких розміщені відрізки детонуючого шнура для передачі детонації від одного заряду до наступного. В негерметичних тонкостінних алюмінієвих корпусах 5 секцій розміщені суцільні заряди нефлегматизованої вибухової речовини 6 (наприклад, гексоген,

октоген) і в першій секції розміщений герметичний вибуховий патрон 7. Щільність нефлегматизованої вибухової речовини вибирають такою, щоб забезпечити найбільш повну передачу енергії вибухового навантаження на породу продуктивного пласта, для чого потрібно (як вже відмічалось) узгодження параметрів вибухового імпульсу із параметрами, що характеризують породу продуктивного пласта, тобто необхідне виконання умови (3.1).



**Рис. 4.18.** Схема розташування секційної торпеди у свердловині:

- 1 – свердловина; 2 – геофізичний кабель; 3 – рідина; 4 – продуктивний пласт;
- 5 – негерметичний тонкостінний алюмінієвий корпус; 6 – суцільний заряд нефлегматизованої вибухової речовини; 7 – герметичний вибуховий патрон;
- 8 – детонуючий шнур; 9 – з'єднувальна трубка

Перевага секційної торпеди, в корпусах якої розміщені суцільні заряди нефлегматизованої вибухової речовини над секційною торпедою, в корпусах якої розміщені заряди, складені із шашок флегматизованої вибухової речовини, в можливості вибору тієї, чи іншої щільності нефлегматизованої вибухової речовини для узгодження параметрів вибухового імпульсу із параметрами породи продуктивного пласта. Крім того, використання першої торпеди дозволяє створювати за рахунок детонуючого шнура певної довжини в привибійній зоні продуктивного пласта в процесі підривання торпеди необхідний вид нерівномірно-напруженого стану, що як

відомо [107], супроводжується збільшенням радіусу вибухової обробки пласта.

Здійснення винаходу досягається наступним чином. Попередньо визначають потрібну щільність нефлегматизованої вибухової речовини згідно приведеної умови (3.1). В подальшому у свердловину  $l$  на геофізичному кабелі  $2$  опускають у рідину  $3$  секційну торпеду, в корпусах  $5$  секцій якої розміщені суцільні заряди нефлегматизованої вибухової речовини  $6$  із розрахованою щільністю, і розташований в першій секції вибуховий патрон  $7$ , для вибухової обробки продуктивного пласта  $4$ . Після розміщення секційної торпеди у свердловині в інтервалі оброблюваного пласта з використанням вибухового патрону  $7$  і детонуючого шнура  $8$ , підривають заряди і здійснюють вибухову обробку пласта.

Спосіб формування секційної торпеди для вибухової обробки продуктивних пластів відрізняється тим, що корпуси секцій заповнюють нефлегматизованою вибуховою речовиною з насипною щільністю і зовнішню поверхню корпусів секцій рівномірно обтискають [127].

В основу винаходу поставлена задача формування такої секційної торпеди, в процесі підривання якої забезпечується як врахування фізико-механічних властивостей породи оброблюваного пласта, так і створення нерівномірного динамічного навантаження на породу. Формуючи секційну торпеду з відповідними величинами  $\rho_{BP}$  і  $D$ , маємо можливість задовольнити умову (3.1), тим самим забезпечивши максимальну передачу енергії вибухового навантаження оброблюваному масиву гірської породи в привибійній зоні продуктивного пласта.

Крім того, вибором режиму підривання одної секції відносно іншої (що забезпечується підриванням відрізків детонуючого шнура певної довжини) можливо створювати в процесі підривання такої секційної торпеди необхідний вид напружено-деформованого стану масиву.

Здійснення винаходу досягається наступним чином. Спочатку тонкостінні алюмінієві корпуси із заглушками на одному кінці повністю заповнюють нефлегматизованою вибуховою речовиною з насипною щільністю і на других кінцях корпусів також встановлюють заглушки. В подальшому, кожний повністю заповнений нефлегматизованою вибуховою речовиною з насипною щільністю

корпус рівномірно обтискають по всій поверхні, що супроводжується підвищенням щільності заряду, який розміщений в корпусі. Причому, різній величині сили обтискання відповідають різні величини щільності суцільного заряду в корпусі, що дає можливість задовольняти умову (3.1) при вибуховій обробці продуктивних пластів з різними щільністю  $\rho$  та швидкістю  $V_p$  розповсюдження повздожньої хвилі в породі продуктивного пласта.

Секційну торпеду для вибухової обробки продуктивних пластів формують із секцій, в корпусах яких розміщені суцільні заряди нефлегматизованої вибухової речовини із розрахованою згідно виразу (3.1) щільністю, в першій секції розміщують герметичний вибуховий патрон, секції з'єднують між собою з'єднувальними трубками, в яких розміщені відрізки детонуючого шнура для передачі детонації від одного заряду до наступного.

Здійснення винаходу забезпечується використанням вибухових речовин і засобів підривання, широко застосовуваних при проведенні вибухових робіт у свердловинах.

#### *Розрахунок зарядів в секційних торпедах*

Із врахуванням величини радіусу забруднення ПЗП призначається необхідна глибина вибухової обробки масиву  $h_n$ .

За результатами лабораторних досліджень кернів порід (взятих із зони, де буде виконуватись вибухова обробка свердловини) визначаються амплітудно-частотні характеристики імпульсної дії для забезпечення нерівномірності напруженого стану середовища в білясвердловинній області пласта.

Амплітуди головних напружень, що виникають в породному масиві під час вибуху заряду, розраховуються згідно виразу [112]

$$\sigma_i = k \left( \frac{r}{r_3} \right)^{-\mu}, \quad (i=1, 2, 3)$$

де  $k$  і  $\mu$  – експериментальні коефіцієнти;  $r_3$  – радіус заряду;  $r$  – відстань від осередку вибуху.

Коефіцієнти  $k$  і  $\mu$  для радіальних напружень  $\sigma_1 = \sigma_r$ , визначаються за формулами [112]

$$k = 1,259 \cdot 10^{10} \exp(-0,079n);$$

$$\begin{aligned}\mu &= 1,62+0,0345n; \\ k &= 6,31 \cdot 10^8 \exp[(\sigma_0/(0,6 \cdot 10^7+0,26\sigma_0)]; \\ \mu &= (3,1 \cdot 10^7+0,79 \sigma_0)/(10^7+0,577\sigma_0),\end{aligned}$$

де  $n$  – пористість;  $\sigma_0$  – міцність породи при одноосному стисканні.

Амплітуди напружень  $\sigma_3$  розраховуються із застосуванням методів механіки суцільних середовищ з урахуванням геометрії зарядів.

Межа розповсюдження тріщин розриву  $r_p$ , що визначає зовнішню межу макроруйнувань в масиві, встановлюється за формулою [128]

$$r_p = r_3 \sqrt[3]{\frac{3P_0 - P_r + \sigma_p}{\sigma_p + P_r}},$$

де  $P_0 = (\rho_{ВР} D^2) / 8$  – початковий тиск продуктів детонації;  $\rho_{ВР}$  – щільність вибухової речовини;  $D$  – швидкість детонації вибухової речовини;  $P_r$  – гірський тиск в зоні вибухової обробки свердловини;  $\sigma_p$  – міцність гірської породи на розрив.

Розміри зони розуцільнення породи при її нерівномірному імпульсному навантаженні в пружній області визначаються згідно виразу [129]

$$L = h_n - r_p = \frac{2}{3} \nu_p t_r,$$

де  $\nu_p$  – швидкість поздовжніх хвиль в масиві;  $t_r$  – час дії вибухової хвилі на віддалі  $r$  від осередку вибуху [107]

$$t_r = a_+ \sqrt[3]{Q} + b_+ r,$$

де  $Q$  – маса заряду;  $a_+$  і  $b_+$  – експериментальні коефіцієнти.

Значення  $a_+$  і  $b_+$  з урахуванням експериментальних даних про характеристики пружності і міцності деяких типів гірських порід приведені в роботі [107].

Загальна маса заряду в торпеді визначається за формулою [130]:



$$Q = \left[ \frac{3(h_n - r_p) - 2v_p b_+ h_n}{2a V_p} \right]^3.$$

Аналіз зміни показника  $\zeta = \sigma_3 / \sigma_1$  нерівномірності навантаження середовища при вибуху двох зарядів при різних величинах уповільнення вибуху  $\Delta t$  між зарядами показує, що найкращими з позицій створення в масиві тривалого стану високої нерівномірності навантаження є схеми, при яких  $\Delta t = t_n$  і  $\Delta t = t_0$  (де  $t_n$  – час наростання найбільшого головного напруження  $\sigma_1$  від вибуху першого заряду до максимального значення;  $t_0$  – час існування додатних значень найменшого головного напруження  $\sigma_3$  від вибуху другого заряду) [107].

Необхідний час уповільнення  $\Delta t$  вибуху частин заряду в торпеді реалізується спецпристроєм, або відрізком детонуючого шнура. Заряд поміщається в спеціальну оболонку (корпус торпеди) для запобігання руйнуванню торпеди при опусканні її в розрахунковий інтервал обробки.

Міжзарядний проміжок служить для розміщення відрізка ДШ і по конструкції є циліндром, в якому розміщений стрижень (наприклад, дерев'яний), на поверхні якого намотаний детонуючий шнур завдовжки  $l_{ш}$ . Крок витків  $h_B$  визначається з умови запобігання прямій передачі детонації по свердловинній рідині. Для цього необхідно, щоб час проходження ударної хвилі в рідині на відстань  $h_B$  зі швидкістю  $v_y$  (близькою до 5 000 м/с) перевищував час проходження детонаційної хвилі по витку ДШ довжиною  $l_B$  (зі швидкістю детонації  $D$  рівною 6 500 м/с).

Отже

$$l_B < h_B \frac{D}{v_y}.$$

Для циліндричної гвинтової лінії, що описує виток спіралі

$$\sin \alpha = \frac{\pi h_B}{2 l_B}; \quad \operatorname{tg} \alpha = \frac{h_B}{d_c},$$

де  $\alpha$  – кут витка спіралі;  $d_c$  – діаметр циліндричної поверхні стрижня для намотування ДШ.

Отже, для запобігання прямій передачі детонації від однієї частини заряду до наступної повинна виконуватись умова

$$h_B > d_c \operatorname{tg} \arcsin \left( \frac{\pi \nu_y}{2 D} \right).$$

З урахуванням діаметра детонуючого шнура  $d_{ш}$  мінімальна величина кроку витків рівна [131]

$$h_B = (d_c + 2d_{ш}) \operatorname{tg} \arcsin \left( \frac{\pi \nu_y}{2 D} \right).$$

Кількість витків  $N_B$  відрізка  $l_{ш}$  визначається згідно виразу

$$N_B = l_{ш} / l_B.$$

Довжина міжзарядного проміжку  $L$  рівна

$$L = N_B h_B = l_{ш} h_B / l_B.$$

Підривання торпеди здійснюється електричним способом. Кількість торпед  $N$  визначається потужністю (висотою) зони обробки  $h_{3,0}$  і радіусом дії однієї торпеди  $R_m$

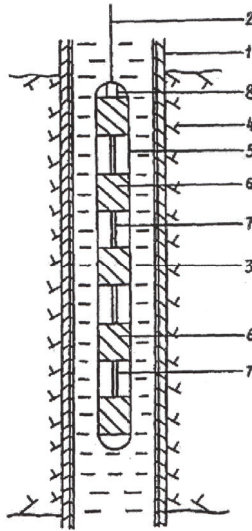
$$N = \frac{h_{3,0}}{2R_m}.$$

У заданий інтервал обробки торпеда опускається на геофізичному кабелі за допомогою спускопідйомних механізмів.

Торпеда для вибухової обробки продуктивних пластів, що має негерметичний тонкостінний алюмінієвий корпус відрізняється тим, що в корпусі торпеди розміщують заряд вибухової речовини, що складений із кількох однакових частин і підривання зверху вниз частин заряду одних відносно наступних здійснюється за допомогою однакових відрізків детонуючого шнура (рис. 4.19) [132].

Винахід направлений на підвищення ефективності вибухової обробки масиву у привибійній зоні продуктивного пласта.

Для досягнення технічного результату від застосування винаходу в негерметичному тонкостінному алюмінієвому корпусі розміщують заряд вибухової речовини складений із кількох однакових частин, між якими розташовані однакові відрізки детонуючого шнура.



**Рис. 4.19. Схема розташування торпеди у свердловині:**

1 – свердловина; 2 – геофізичний кабель; 3 – рідина; 4 – продуктивний пласт;  
5 – корпус торпеди; 6 – однакові частини заряду; 7 – однакові відрізки детонуючого шнура; 8 – вибуховий патрон

В процесі підривання заряду створюється така вибухова дія на геофізичне середовище продуктивного пласта, коли забезпечується повторення однакових імпульсних навантажень, що походять із однієї і тієї ж свердловини. При такому підриванні однакових частин заряду максимум переданої масиву енергії буде формуватися на частоті повторення імпульсного навантаження, що забезпечує більш ефективну передачу енергії масиву і інтенсивність навантажень у віддалених точках [133].

Торпеда для вибухової обробки пласта містить негерметичний тонкостінний алюмінієвий корпус 5, в якому розташовані заряд вибухової речовини (наприклад, гексоген, октоген), складений із кількох однакових частин 6, однакові відрізки детонуючого шнура 7 і герметичний вибуховий патрон 8. Кількість частин заряду залежить від потужності продуктивного пласта. Для найбільш поширеної потужності продуктивних пластів 6,0–7,0 м кількість однакових частин заряду складає 5 частин, довжина кожної із яких 0,7 м, довжина однакових відрізків детонуючого шнура – 0,5 м, кількість однакових відрізків детонуючого шнура – 4.

Здійснення винаходу досягається наступним чином. В свердловину 1 з рідиною 3 на геофізичному кабелі 2 опускають торпеду, що містить заряд вибухової речовини, що складається із кількох однакових частин 6, з'єднаних між собою однаковими відрізками детонуючого шнура 7. Після розміщення заряду у свердловині в інтервалі продуктивного пласта 4 здійснюють підривання однакових частин заряду зверху вниз таким чином, щоб створити періодичне повторення однакових імпульсних навантажень на продуктивний пласт в процесі підривання однакових частин заряду і однакових відрізків детонуючого шнура. Формування максимуму переданої масиву енергії відбувається на частоті повторення імпульсу тим виразніше, чим більша кратність повторення імпульсного навантаження. При такому імпульсному навантаженні у віддалені точки масиву передається більше енергії, що супроводжується підвищенням напружень у віддалених точках масиву.

Досягнення технічного результату від застосування винаходу обумовлюється завдяки розширенню області штучної тріщинуватості, створеної в процесі вибухового навантаження, в результаті чого підвищується ефективність вибухової обробки масиву.

Торпеда для вибухової обробки продуктивного пласта, що містить корпус, заряд вибухової речовини і герметичний вибуховий патрон відрізняється тим, що вибухову речовину вибирають такою, щоб в процесі підривання заряду забезпечити відповідність діаграми деформування породи продуктивного пласта діаграмі його вибухового навантаження.

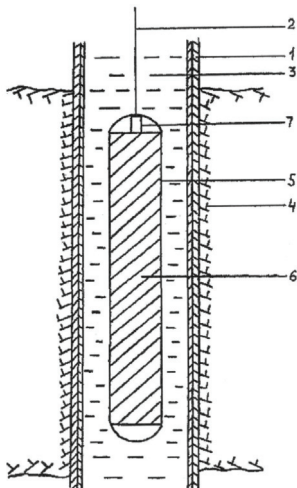
Винахід направлений на підвищення ефективності вибухової обробки пластів за рахунок забезпечення в процесі вибухової обробки пласта відповідності діаграми деформування породи продуктивного пласта діаграмі його вибухового навантаження.

В лабораторних умовах з використанням зразків породи продуктивного пласта і відомих методик по визначенню фізико-механічних характеристик гірських порід визначають щільність  $\rho$  і коефіцієнт Пуассона породи пласта  $\nu$ , а також швидкість звуку в породі пласта  $V$ . Розраховують акустичну жорсткість  $\rho V$  і модуль об'ємного стискування породи пласта  $K$  згідно виразу

$$K = \frac{\rho V^2 (1 + \nu)}{3(1 - \nu)}.$$

Знаючи акустичну жорсткість і модуль об'ємного стискування породи пласта, згідно відомих даних [104] вибирають відповідні параметри вибухового розкладу вибухової речовини (початковий тиск вибуху, швидкість детонації) в процесі вибухового навантаження породи продуктивного пласта, при яких відбувається ефективна передача енергії вибухового навантаження оброблюваному масиву пласта. Так, для найбільш поширеного типу породи нафтогазоносних пластів – пісковика (з параметрами  $\rho = 2\,660\text{ кг/м}^3$ ,  $V = 3\,318\text{ м/с}$ ,  $\nu = 0,33$ ,  $\rho V = 8,8 \cdot 10^6\text{ кг/м}^3 \cdot \text{м/с}$ ,  $K = 1,9 \cdot 10^{10}\text{ Па}$ ) згідно даних [104] для забезпечення в процесі вибухової обробки відповідності діаграми деформування діаграмі імпульсного навантаження потрібно, щоб в процесі підривання заряду торпеди параметри вибухового розкладу вибухової речовини були наступні: початковий тиск вибуху  $8,5 \cdot 10^9\text{ Па}$ , швидкість детонації –  $4\,000\text{ м/с}$ , відповідно.

Торпеда для вибухової обробки пласта вміщує негерметичний тонкостінний алюмінієвий корпус 5, в якому розташовані заряд вибухової речовини 6, що має узгоджені параметри розкладу вибухової речовини, і герметичний вибуховий патрон 7 (рис. 4.20).



**Рис. 4.20. Схема розташування торпеди у свердловині:**

- 1 – свердловина; 2 – геофізичний кабель; 3 – рідина; 4 – продуктивний пласт;  
5 – корпус торпеди; 6 – вибухова речовина з узгодженими параметрами розкладу  
вибухової речовини; 7 – герметичний вибуховий патрон

Здійснення винаходу досягається наступним чином. В свердловину 1 з рідиною 3 на геофізичному кабелі 2 опускають торпеду, що містить заряд з вибраною вибуховою речовиною. Після розміщення заряду у свердловині в інтервалі продуктивного пласта 4 здійснюють підривання заряду торпеди. В процесі підривання заряду торпеди відбувається ефективна передача енергії вибухового навантаження оброблюваному масиву продуктивного пласта, в результаті чого у віддалені точки масиву передається більше енергії, що супроводжується підвищенням напружень у віддалених точках масиву.

Досягнення технічного результату від застосування винаходу обумовлюється завдяки розширенню області штучної тріщинуватості, створеної в масиві в процесі вибухового навантаження, в результаті чого підвищується ефективність вибухової обробки масиву.

#### **4.2. Вибухові пристрої із захистом колон свердловин від імпульсних навантажень**

Значні навантаження при вибуху можуть призвести до аварійного стану обсадних колон. Для недопущення таких ситуацій необхідне застосування локалізаторів дії вибуху, що понижують максимальний тиск у вибуховій хвилі до безпечного значення. Основними вимогами до засобів захисту є: ефективність гасіння вибухових хвиль, безвідмовність та безаварійність в роботі, простота виготовлення і використання.

На даний час застосовують ряд способів гасіння вибухових хвиль. Один з них – установка над зарядом цементних мостів та вибухових пакерів, що є трудомістким та займає значний час (декілька діб). Крім того, після проведення вибухових робіт необхідно виконати роботи з розбурювання мостів і пакерів, при цьому досить часто виникає забруднення робочого інтервалу. До 50 разів здатні понизити тиск у вибуховій хвилі локалізатори у вигляді знімних перешкод, дія яких обумовлена гасінням ударних хвиль в просторі з вакуумом і гальмуванням гідропотоку при дроселюванні рідини через отвори в корпусі локалізатора. Однак, наявність жорсткого корпусу у таких локалізаторів не виключає можливості заклинювання апарату, а також удару по башмаку колони. Відмічених недоліків не мають апарати захисту з вакуумними балонами. Конструктивно апарати представляють собою піщано-цементні циліндри, в яких розташовані

вакуумні балони. Наявність вакуумних балонів сприяє реалізації двох механізмів гасіння хвиль. Перший пов'язаний зі зменшенням акустичної жорсткості середовища та зменшенням енергії у хвилі, що проходить по ній; другий заснований на тому, що під дією ударної хвилі вакуумні балони захоплюються, відбувається турбулізація потоку та збільшення місцевого опору гідропотоку. Застосування локалізаторів з вакуумними балонами дає зниження амплітуди тиску до 10 разів. Слід відмітити деяку складність виготовлення таких локалізаторів і технології їх установки, а також засмічення свердловини в процесі експлуатації [134].

*Визначення граничних тисків в основній колоні і допустимої маси заряду [128]*

Допустима маса заряду в процесі торпедування, що забезпечує виконання умов стійкості і герметичності основної колоні свердловини, визначається можливим руйнуванням її в найбільш небезпечному перерізі і знаходиться наступним чином.

Згідно кавернограм встановлюється фактичний діаметр стовбура свердловини.

Прогнозна товщина цементного каменю  $h$  (на різних глибинах) визначається за виразом:

$$h = \frac{d_c - d_m}{2},$$

де  $d_c$  і  $d_m$  діаметр свердловини і зовнішній діаметр обсадної труби, відповідно.

По визначених величинах  $h$  на різних глибинах вибирається один (або кілька перерізів) свердловини, в яких товщина цементного каменю мінімальна і (з урахуванням затухання вибухової хвилі по стовбуру свердловини) можливе його руйнування.

Допустимий тиск  $P_0$  обсадної труби на цементний камінь (при виконанні умови недопустимості його руйнування) визначається за формулою

$$P_0 = \frac{k\sigma_{p.k}(b_k^2 - a_k^2) + P_c b_k^2}{b_k^2 - a_k^2},$$

де  $\sigma_{p.k}$  – межа міцності цементного каменю на розрив

( $\sigma_{p,k} = 0,1 \sigma_{o,k}$ );  $\sigma_{o,k}$  – межа міцності цементного каменю при одноосному стисканні;  $b_k$  і  $a_k$  – зовнішній і внутрішній радіуси цементного каменю;  $k$  – коефіцієнт динамічності навантаження (може бути прийнятий рівним 2);  $P_z$  – горизонтальна складова гірського тиску на глибині небезпечного перерізу

$$P_z = \frac{\nu}{1-\nu} \gamma H,$$

де  $\nu$  – коефіцієнт Пуассона гірської породи у небезпечному перерізі свердловини;  $H$  – відстань від гирла до небезпечного перерізу свердловини;  $\gamma$  – середня питома вага породи по розрізу свердловини:

$$\gamma = \frac{\sum \gamma_i m_i}{\sum m_i},$$

де  $\gamma_i$  і  $m_i$  – питома вага і товщина вищерозташованих пластів гірських порід, відповідно.

Радіальне переміщення  $u$  внутрішньої поверхні цементного каменю при тиску  $P_o$  дорівнює:

$$u = \frac{1-\nu_k}{E_k} \frac{a_k^2 P_a - b_k^2 P_b}{b_k^2 - a_k^2} a_k + \frac{1+\nu_k}{E_k} \frac{a_k b_k^2 (P_a - P_b)}{b_k^2 - a_k^2},$$

де  $P_a$  і  $P_b$  – внутрішній і зовнішній тиски на цементний камінь (приймаємо  $P_a = P_o$ ;  $P_b = P_z$ );  $\nu_k$  і  $E_k$  – коефіцієнт Пуассона і модуль Юнга цементного каменю, відповідно.

Граничний тиск  $P_{zp}$  в основній колоні розраховується із умови, що радіальні переміщення внутрішньої стінки цементного каменю і зовнішньої стінки обсадної труби викликають напруження в цементному камені, що досягають свого граничного значення

$$u = \frac{1-\nu_m}{E_m} \frac{a_m^2 P_{zp} - b_m^2 P_o}{b_m^2 - a_m^2} b_m + \frac{1+\nu_m}{E_m} \frac{b_m a_m^2 (P_{zp} - P_o)}{b_m^2 - a_m^2},$$

де  $\nu_m$  і  $E_m$  – коефіцієнт Пуассона і модуль Юнга матеріалу обсадної труби;  $b_m$  і  $a_m$  – зовнішній і внутрішній радіуси обсадної труби.

Згідно даних [135] визначається максимальний тиск  $P_m$  в обсадній трубі, при якому вона переходить в текучий стан.



Виконується порівняння величин максимально допустимого тиску в обсадній трубі  $P_m$  із граничним тиском в обсадній трубі  $P_{zp}$ , що забезпечує цілісність цементного каменю. У випадку  $P_m > P_{zp}$  виконуються умови збереження цілісності цементного каменю і обсадної труби. Якщо  $P_m < P_{zp}$ , то величина  $P_{zp}$  обмежується значенням  $P_m$ .

Припускаючи, що для зарядів, маси яких відрізняються не більше ніж на порядок, виконується принцип геометричної подібності хвильових процесів, приймаємо, що в області значень  $120 < r/r_3 < \infty$  величина тиску  $P$  у вибуховій хвилі в перерізі свердловини на віддалі  $r$  від осередку вибуху визначається за формулою

$$P = k(r/r_3)^{-\alpha},$$

де  $k = 891 \cdot 10^5$  Па;  $\alpha = 0,13$  згідно даних [136].

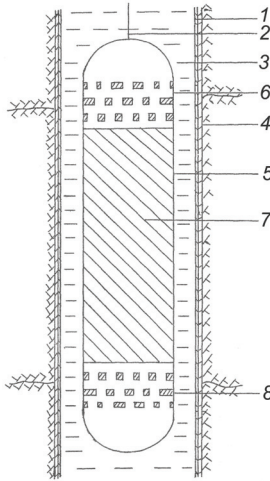
Виконується порівняння тиску  $P$  у вибуховій хвилі на рівні небезпечно перерізу основної колони при вибуху заряду вибухової величини потрібної маси  $Q$  з величиною граничного тиску у трубі в цьому перерізі. При  $P < P_{zp}$  допустима маса заряду приймається рівною потрібній масі  $Q$  і вибух виконується без застосування засобів гасіння вибухових хвиль. Якщо  $P > P_{zp}$ , то проводиться вибір відповідних гасіїв вибухових хвиль, застосування яких забезпечує зниження амплітуди вибухової хвилі в небезпечному перерізі основної колони до значення не більшого, ніж  $P_{zp}$ . При цьому допустима маса заряду приймається рівною потрібній масі  $Q$  і вибух виконується із застосуванням вибраних гасіїв вибухових хвиль.

Приведемо вибухові пристрої із гасінням вибухових хвиль вздовж стовбура свердловини.

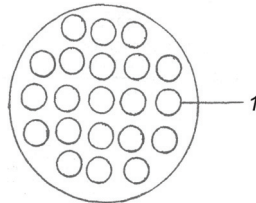
Пристрій для вибухової обробки пласта, який містить заряд вибухової речовини з циліндричним корпусом і кришками (рис. 4.21) відрізняється тим, що кришки містять перфоровані екрани (рис. 4.22), які використовуються як засіб гасіння вибухових хвиль.

Винахід направлений на створення пристрою для вибухової обробки пласта із забезпеченням локалізації дії вибуху вздовж стовбура свердловини.

Здійснення винаходу досягається наступним чином. В свердловину 1 на геофізичному кабелі 2 опускають у рідину 3 пристрій для вибухової обробки пласта 4.



**Рис. 4.21. Схема розташування вибухового пристрою у свердловині:**  
 1 – свердловина; 2 – геофізичний кабель; 3 – рідина; 4 – пласт; 5 – корпус пристрою;  
 6 – кришка; 7 – заряд вибухової речовини; 8 – перфорований екран



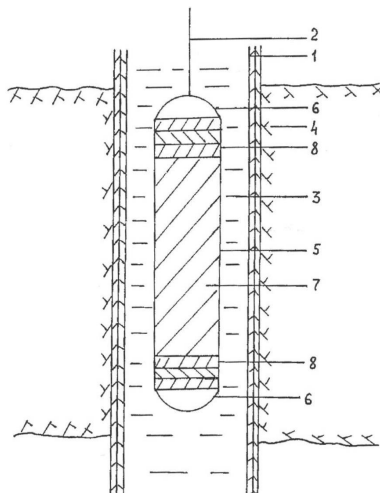
**Рис. 4.22. Зображення перфорованого екрану в плані:**  
 1 – перфорований отвір

Пристрій складається з негерметичного тонкостінного алюмінієвого корпусу 5 з кришками 6, в якому міститься заряд вибухової речовини 7. Кришки 6 містять перфоровані екрани 8. Кількість екранів і кількість перфорованих отворів в екранах визначається як результат чисельного та фізичного моделювання розповсюдження нестаціонарних ударних хвиль по перфорованих екранах із виконанням умови зниження амплітуди вибухових хвиль, що розповсюджуються вздовж стовбура свердловини, до рівня, при якому зберігається герметичність основної колони. При цьому враховують, що максимальне гасіння нестаціонарної ударної хвилі при розповсюдженні її через перфорований екран досягається тоді,

коли відношення сумарної площі отворів в екрані до площі екрану складає величину 0,85.

Після розміщення пристрою у рідині в свердловині в інтервалі оброблюваного пласта підривають заряд і здійснюють вибухову обробку пласта. Вибухові хвилі, що розповсюджуються вздовж стовбура свердловини, взаємодіючи з перфорованими екранами, гасять свою амплітуду, в результаті чого відбувається локалізація дії вибуху. Розрахована кількість перфорованих екранів і кількість отворів в них забезпечує зниження амплітуди вибухових хвиль до рівня, при якому зберігається герметичність основної колони.

Пристрій для вибухової обробки пласта, який містить заряд вибухової речовини з циліндричним корпусом і кришками (рис. 4.23) відрізняється тим, що кришки містять екрани, величина густини матеріалу яких змінюється від одного екрана до наступного і такі екрани використовуються як засіб гасіння вибухових хвиль.



**Рис. 4.23. Схема розташування вибухового пристрою у свердловині:**  
1 – свердловина; 2 – геофізичний кабель; 3 – рідина; 4 – пласт; 5 – корпус пристрою;  
6 – кришки; 7 – заряд вибухової речовини; 8 – екрани

Винахід направлений на створення пристрою для вибухової обробки пласта із забезпеченням локалізації дії вибуху вздовж стовбура свердловини.

Пристрій для вибухової обробки пласта складається із циліндричного тонкостінного алюмінієвого корпусу 5, в якому розміщується заряд вибухової речовини 7 і кришок 6, в яких розміщують екрани 8 для гасіння вибухових хвиль вздовж стовбура свердловини. Кількість екранів визначається як результат чисельного моделювання розповсюдження нестационарних ударних хвиль по екранах, щільність матеріалу яких змінюється від одного екрану до іншого із забезпеченням виконання умови зниження амплітуди вибухової хвилі, що проходить по екранах, до рівня, при якому зберігається цілісність основної колони. Щільність матеріалу кожного із екранів  $\rho_i$ , визначаємо із виразу [137]

$$P_i = C_i^2 \rho_i \frac{\Theta_i - 1}{2 - \Theta_i}, \quad (4.1)$$

де  $P_i$  – тиск на виході  $i$ -того екрану;  $C_i$  – швидкість звуку у матеріалі  $i$ -того екрану;  $\Theta_i = V_{oi}/V_i$  – зменшення об'єму  $i$ -того екрану при проходженні через нього вибухової хвилі;  $V_{oi}$  і  $V_i$  – початковий об'єм екрану і його об'єм після проходження по ньому вибухової хвилі.

Спочатку задають загальну товщину всього набору екранів. Визначають за відомими формулами величину початкового тиску  $P_o$  в осередку вибуху і величину допустимого тиску  $P_{дон}$  в колоні свердловини, при якому колона ще не руйнується. Задають закон затухання амплітуди вибухової хвилі при проходженні її по екранах (наприклад – 20 % зниження амплітуди вибухової хвилі на кожному із встановлених екранів) із забезпеченням зниження амплітуди вибухової хвилі від значення  $P_o$  до значення  $P_{дон}$ . В подальшому розрахунок величини щільності матеріалу кожного із екранів проводять згідно виразу (4.1), виконуючи умову зниження амплітуди вибухової хвилі від початкового значення  $P_o$  до допустимого тиску  $P_{дон}$  в основній колоні.

Для прикладу, при загальній товщині всього набору екранів, рівній 0,2 м і 20-ти процентному зниженні амплітуди вибухової хвилі, на кожному із екранів кількість встановлюваних екранів – 5.

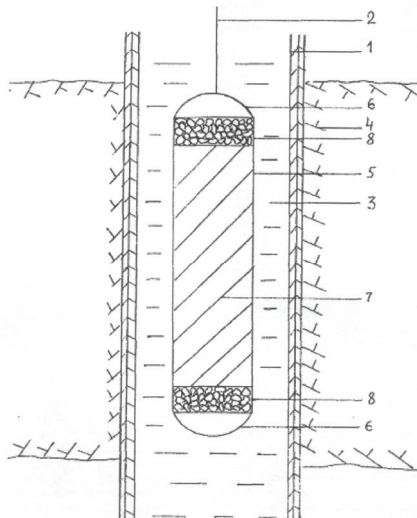
Здійснення винаходу досягається наступним чином. В свердловину 1 на геофізичному кабелі 2 опускають в рідину 3 пристрій для вибухової обробки пласта 4. Після розміщення пристрою у рідині в свердловині в інтервалі оброблюваного пласта підривають заряд і здійснюють вибухову обробку пласта. Вибухова

хвиля, породжена вибухом заряду, проходячи через екрани, гасить свою амплітуду до безпечного для основної колони рівня, в результаті чого зберігається цілісність основної колони.

Досягнення технічного результату від застосування пристрою забезпечується завдяки локалізації дії вибуху вздовж стовбура свердловини за рахунок використання кришок, які містять екрани, величина щільності матеріалу яких змінюється від одного екрану до наступного, що дозволяє забезпечити цілісність основної колони при вибуховій обробці пласта.

Пристрій для вибухової обробки пласта, який містить заряд вибухової речовини з циліндричним корпусом і кришками відрізняється тим, що кришки містять екрани із зернистого матеріалу для використання їх у якості засобів гасіння вибухових хвиль вздовж стовбура свердловини (рис. 4.24).

Винахід направлений на створення пристрою для обробки пласта із забезпеченням гасіння амплітуди вибухових хвиль вздовж стовбура свердловини до величини, безпечної для основної колони.



**Рис. 4.24. Схема розташування вибухового пристрою у свердловині:**

1 – свердловина; 2 – геофізичний кабель; 3 – рідина; 4 – пласт; 5 – корпус пристрою;  
6 – кришки; 7 – заряд вибухової речовини; 8 – екрани

Пристрій для вибухової обробки пласта складається із циліндричного тонкостінного алюмінієвого корпусу 5, в якому розміщується заряд вибухової речовини 7, і кришок 6, в яких розміщують екрани із зернистого матеріалу 8 для гасіння вибухових хвиль вздовж стовбура свердловини. В якості зернистого матеріалу може виступати щебінь із діаметром зерен не більшим, ніж довжина вибухової хвилі, що проходить по зернистому матеріалу вздовж стовбура свердловини. При необхідності в кришках 6 розміщують кілька екранів 8.

Здійснення винаходу досягається наступним чином.

В свердловину 1 на геофізичному кабелі 2 опускають в рідину 3 пристрій для вибухової обробки пласта 4. Після розміщення пристрою у рідині в свердловині в інтервалі оброблюваного пласта підривають заряд і здійснюють вибухову обробку пласта. Породжена вибухом заряду вибухова хвиля, розповсюджуючись вздовж стовбура свердловини, проходить через екрани і за рахунок сил тертя, що виникають в зернистому матеріалі під дією бокового розпору, знижує свою амплітуду до безпечного для основної колони свердловини рівня.

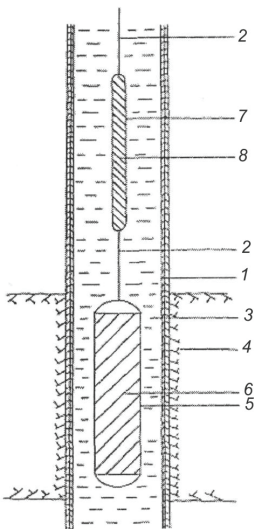
Досягнення технічного результату від застосування пристрою забезпечується завдяки локалізації дії вибуху вздовж стовбура свердловини за рахунок застосування кришок, що містять екрани із зернистого матеріалу, що дозволяє забезпечити цілісність основної колони свердловини при вибуховій обробці продуктивного пласта.

Спосіб обробки свердловин, що включає розкриття продуктивного пласта свердловиною, підривання у рідині в свердловині в межах продуктивного пласта заряду вибухової речовини відрізняється тим, що над зарядом вибухової речовини коаксіально відносно осі свердловини розміщують циліндричний екран, корпус якого повністю заповнений легкостискальним матеріалом (рис. 4.25).

Винахід направлений на створення необхідних умов для забезпечення гасіння амплітуди вибухових хвиль вздовж стовбура свердловини до величини, безпечної для основної колони.

Відомо, що при підриванні заряду вибухової речовини, як на осі труби, так і на її стінках формується складна система хвиль, що є результатом взаємодії прямої ударної хвилі з внутрішнім середовищем труби. Внаслідок циліндричної симетрії труби

відбувається кільцева взаємодія головної та бокової ударних хвиль, хвиль які відбилися від стінок труби та прямої ударної хвилі. Сходження цих хвиль та їх фокусування в приосьовій області свердловини створює зони локального підвищення тиску [138], які, в свою чергу, розвантажуючись, створюють вторинну хвилю, що має на фронті хвилі тиски значно вищі, ніж на фронті прямої ударної хвилі.



**Рис. 4.25. Схема розташування заряду і екрану у свердловині:**

1 – свердловина; 2 – геофізичний кабель; 3 – рідина; 4 – пласт; 5 – корпус заряду; 6 – заряд вибухової речовини; 7 – корпус екрану; 8 – легкостискальний матеріал

Сукупність відмітних ознак при взаємодії з відомими забезпечили виявлення нових технічних властивостей винаходу. Ці властивості полягають в тому, що коаксіальне розміщення відносно осі свердловини над зарядом вибухової речовини циліндричного екрану, виготовленого із легкостискального матеріалу, дозволяє за рахунок дисипації енергії вибухових хвиль, що проходять по легкостискальному матеріалу екрану, гасити амплітуду як спрямованих вздовж стовбура свердловини прямих хвиль, так і, що суттєво, амплітуду сфокусованих в приосьовій області хвиль з локальним підвищенням тиску.

В якості легкостискального матеріалу може бути використаний пісок, керамзит, пориста кераміка та інші матеріали із подібними діаграмами деформування. Діаметр циліндричного екрану приймають не більшим діаметра застосовуваних зарядів, а довжину екрану вибирають із урахуванням гарантованого збереження цілісності основної колони. У разі необхідності, можливе застосування декількох екранів, які розташовані один над одним коаксіально до осі свердловини.

Здійснення винаходу досягається наступним чином. У свердловину 1 на геофізичному кабелі 2 для вибухової обробки пласта 4 опускають в рідину 3 заряд вибухової речовини 6 і розміщений над зарядом коаксіально відносно осі свердловини циліндричний екран 8 із легкостискального матеріалу.

Після розміщення заряду вибухової речовини в межах оброблюваного пласта підривають заряд. Вибухові хвилі, породжені в результаті підривання заряду, з однієї сторони, проникаючи в пласт, здійснюють вибухову обробку пласта. З другої сторони, вони розповсюджуються по рідині в свердловині і, маючи високі амплітудні значення на фронті хвилі (до  $10^{10}$  Па), створюють ситуацію, при якій можливе руйнування цілісності основної колони свердловини.

Проходячи через екран, виготовлений із легкостискального матеріалу, як сфокусовані в приосьовій області хвилі з локальним підвищенням тиску на фронті хвилі, так і хвилі, спрямовані вздовж стовбура свердловини, за рахунок дисипації енергії при їх проходженні через легкостискальний матеріал, гасять свої амплітуди до безпечного для основної колони рівня, в результаті чого зберігається цілісність основної колони.



## Розділ 5

### КОМПЛЕКСНА ОБРОБКА НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Ефективність обробок нафтогазових пластів останнім часом пов'язують із застосуванням комплексних технологій, при застосуванні яких поєднується дія на привибійну зону кількох взаємно посилюючих факторів підвищення дебітів видобувних свердловин (імпульсна і тепла дія, поверхнево-активні речовини, різного виду розчинники і т. ін.).

Приведемо опис винаходів стосовно комплексної обробки привибійних зон продуктивних пластів.

Спосіб інтенсифікації видобутку рідких і газоподібних вуглеводнів із підземних формацій відрізняється тим, що в свердловині на рівні підшови продуктивного пласта – вверх розміщують порожністі герметичні контейнери, а на рівні стелі пласта – вниз, над контейнерами, розміщують заряди, потім підривають їх з попереднім нерівномірним навантаженням середовища продуктивного пласта і наступними багаторазовими гідравлічними ударами в продуктивному інтервалі свердловини (рис. 5.1) [101].

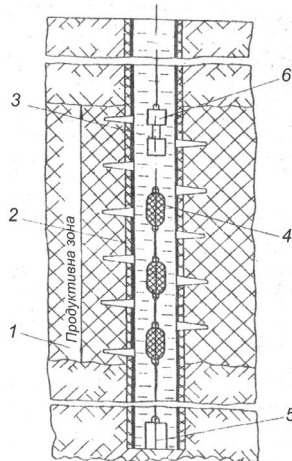


Рис. 5.1. Схема розташування зарядів ВР і контейнерів у видобувній свердловині:  
1 – продуктивна зона; 2 – видобувна свердловина; 3 – рідини; 4 – порожністі герметичні контейнери; 5 – вантаж; 6 – заряди вибухової речовини

Гідравлічний удар досягається тим, що під дією випромінюваних зарядами вибухових хвиль певної амплітуди і продуктів детонації вибухових речовин корпус контейнера руйнується на осколки і рідина, яка є в свердловині, під дією гідродинамічного тиску миттєво заповнює пустотний об'єм контейнерів. При цьому тиск гідравлічного удару значно перевищує пластовий тиск. При послідовному навантаженні геофізичного середовища продуктивного пласта вибуховими хвилями та імпульсами гідродарних хвиль тиску в білясвердловинній області пласта досягається розущільнення і розрив його з утворенням значної кількості залишкових тріщин.

Попередньо проводять підготовчі роботи, що заключаються в обстеженні видобувної свердловини і реєстрації її основних даних.

Із застосуванням відомих методик встановлюють характеристики порід продуктивних пластів, виконують розрахунки зарядів і величин сповільнень між підривами кожного з них з урахуванням: забезпечення цілісності колони свердловини; створення попереднього нерівномірного навантаження геофізичного середовища продуктивного пласта; забезпечення послідовності руйнування контейнерів і т. ін. Розраховують параметри порожнистих герметичних контейнерів з урахуванням забезпечення: цілісності контейнерів при гідростатичному тиску, що діє на глибині їх розміщення; амплітуди вибухових хвиль для руйнування контейнерів; необхідної амплітуди і інтервалу послідовності імпульсів гідродинамічних хвиль тиску при захопленні пухирів, що виникають в рідині в процесі руйнування контейнерів.

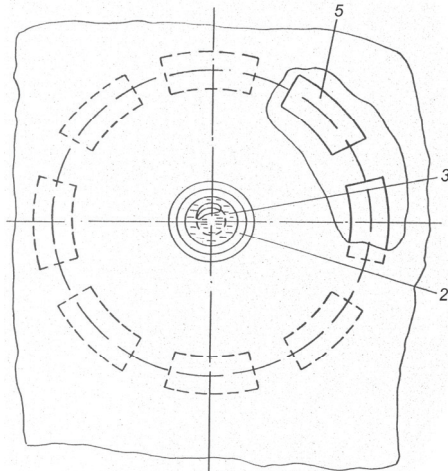
В подальшому формують заряди із детонаційним зв'язком між ними і приступають до реалізації способу.

Спосіб реалізують таким чином.

В продуктивній зоні 1 видобувної свердловини 2, яка заповнена рідиною 3, наприклад, водяним розчином хлористого кальцію із густиною  $1,3 \text{ г/см}^3$ , на рівні підшви пласта – вверх розміщують порожнисті герметичні контейнери 4 і вантаж 5. На рівні стелі пласта – вниз, над контейнерами 4, розміщують заряди 6, які сформовані, наприклад, із тротило-гексогенових шашок. Потім підривають заряди 6, наприклад, з мікросекундним сповільненням підривання між ними, що забезпечується мірними відрізками детонуючого шнура. Випромінювані зарядами 6 хвилі і продукти детонації вибухової речовини, попередньо провадять нерівномірне навантаження геофізичного середовища продуктивного пласта і, потім, за рахунок

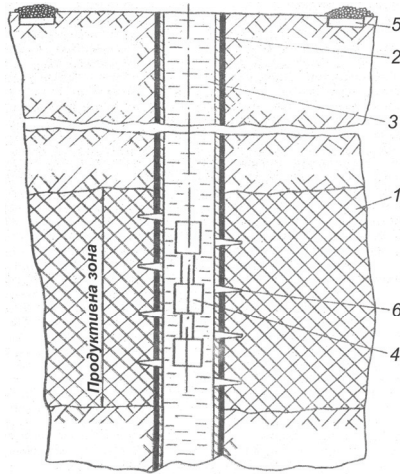
послідовного миттєвого руйнування контейнерів і схлопування пухирів в рідині під дією гідродинамічного тиску відбуваються послідовні багаторазові гідравлічні удари в продуктивному інтервалі свердловини. При цьому тиск гідравлічного удару значно перевищує пластовий тиск на глибині продуктивного інтервалу. Послідовне нерівномірне навантаження геофізичного середовища продуктивного пласта імпульсами вибухових і гідроударних хвиль провадить розущільнення і розрив пласта із утворенням значної кількості залишкових тріщин, що сприяє підвищенню дебіту видобувних свердловин.

Спосіб інтенсифікації видобутку нафти та газу відрізняється тим, що над продуктивним пластом розміщують, коаксіально до свердловини, додаткові поверхневі заряди вибухової речовини (рис. 5.2), які підривають з утворенням направленого в сторону пласта першого плоского хвильового поля, після чого підривають заряди у рідині в свердловині (рис. 5.3) з утворенням направленого в сторону пласта другого хвильового поля, причому в суперпозиції відносно першого [101].



**Рис. 5.2. Схема розташування додаткових зарядів вибухової речовини відносно видобувної свердловини (в плані):**

2 – видобувна свердловина; 3 – рідина; 5 – додаткові поверхневі заряди вибухової речовини



**Рис. 5.3. Схема розташування зарядів вибухової речовини відносно видобувної свердловини:**

1 – продуктивна зона; 2 – видобувна свердловина; 3 – рідина; 4 – заряди ультракороткосповільненого підриву; 5 – додаткові поверхневі заряди вибухової речовини; 6 – додаткова перфорація

В основу винаходу поставлена задача інтенсифікації видобутку нафти і газу зі свердловин з різним конструктивним виконанням обсадних колон в їх продуктивному інтервалі шляхом вибухової дії на продуктивний пласт при збереженні цілісності обсадної колони. При цьому геофізичне середовище пласта на різних ієрархічних структурних рівнях за рахунок суперпозиції плоского хвильового поля, випромінюваного при підриві додаткових поверхневих зарядів, з хвильовим полем, випромінюваним при вибуху зарядів у рідині в свердловині, приводиться в нерівноважний напружено-деформований стан з наведенням додаткових флюїдних каналів різних розмірів і на значну відстань від свердловини, що забезпечує підвищення її дебіту.

Попередньо проводять підготовчі роботи, що заключаються в обстеженні видобувної свердловини і реєстрації її основних даних. Після цього, використовуючи відомі методики, встановлюють динамічні характеристики флюїдомістних порід і виконують розрахунки зарядів і величин сповільнень між підривами кожного з них з урахуванням забезпечення цілісності обсадної колони і суперпозиції хвильових полів, випромінюваних додатковими поверхневими зарядами і зарядами ультракороткосповільненого

підриву. Потім формують заряди ультракороткосповільненого підриву з детонаційним зв'язком між ними і після цього приступають до реалізації способу.

Спосіб інтенсифікації видобутку нафти та газу реалізують таким чином. В продуктивній зоні 1 видобувної свердловини 2, яка заповнена рідиною 3, наприклад, водяним розчином хлористого кальцію густиною  $1,3 \text{ г/см}^3$ , розміщують заряди 4 ультракороткосповільненого підриву, наприклад, із октогену.

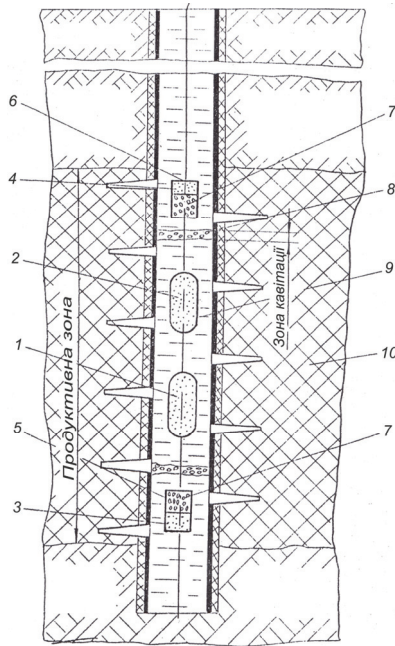
В подальшому на денній поверхні розміщують додаткові поверхневі заряди 5 вибухової речовини, наприклад, із амоніту 6 ЖВ. Заряди 5 розміщують по периметру, здійснюють їх забійку, після чого монтують вибухову сітку і підривають заряди 5 з утворенням направленого в сторону пласта першого плоского хвильового поля. Через розрахунковий період часу підривають заряди 4 у рідині 3 в свердловині 2 з утворенням другого хвильового поля, причому в суперпозиції відносно першого. Взаємодія двох хвильових полів приводить геофізичне середовище продуктивного пласта, на значних відстанях від свердловини, в нерівноважний напружено-деформований стан, з утворенням значної тріщинуватості і пористості на різних ієрархічних структурних рівнях середовища.

Потім, враховуючи значні геомеханічні зміни в білясвердловинній області пласта, в продуктивній зоні 1 свердловини 2, з використанням широко відомих в даній області промисловості методів і засобів проводять додаткову перфорацію обсадної колони. Після цього свердловину, широко відомим в даній області промисловості методом, вводять в робочий режим.

Спосіб підвищення продуктивності видобувних та поглинаючих свердловин відрізняється тим, що в інтервалі продуктивного чи поглинаючого пласта, знизу і зверху основних зарядів, розміщують балони, які попередньо наповнюють розклинюючим матеріалом і розміщують в них додаткові заряди (рис. 5.4), що забезпечує динамічну подачу у флюїдні канали продуктивного чи поглинаючого пласта розклинюючого матеріалу, причому додаткові заряди підривають із сповільненням після основних [139].

В основу винаходу поставлена задача підвищення продуктивності видобувних та поглинаючих свердловин при вибуховій обробці продуктивних чи поглинаючих пластів шляхом закріплення флюїдних каналів продуктивного чи поглинаючого пласта розклинюючим

матеріалом і наведення додаткових тріщин в пласті від динамічної дії, що сприяє зростанню продуктивності свердловин.



**Рис. 5.4. Схема розташування зарядів вибухових речовин і балонів у видобувній свердловині:**

1 і 2 – основні заряди вибухової речовини; 3 і 4 – додаткові заряди вибухової речовини; 5 і 6 – балони; 7 – розклинюючий матеріал; 8 – свердловина; 9 – рідина у свердловині; 10 – продуктивний пласт

При вибуху додаткових зарядів, розміщених в балонах, розклинюючий матеріал металюною дією цих зарядів направлено подається в зону вибуху основних зарядів, де під дією пульсуючого газового пухиря, який виникає при вибуху основних зарядів, імпульсно подається через перфораційні отвори в експлуатаційній колоні у флюїдні канали продуктивного чи поглинаючого пласта, розклинюючи їх і утворюючи нові тріщини від динамічної дії. Нові додаткові технічні властивості винаходу заключаються ще і в ефективному захисті основної колоні від дії сильних ударних хвиль основних зарядів. Гасіння сильних ударних хвиль основних зарядів відбувається за рахунок того, що сповільненим підриванням

додаткових зарядів відносно основних, забезпечують направлену взаємодію ударних хвиль основних і додаткових зарядів у рідині в свердловині з утворенням в ній зони кавітації, розташованої між цими зарядами. Послаблена ударна хвиля основних зарядів гаситься в газових пухирях, що утворюються при підриві додаткових зарядів. При цьому розклинюючий матеріал, що направлено подається в зону дії основних зарядів обумовлює турбулізацію гідропотоку, слідуючого за ударними хвилями основних зарядів, і сприяє інтенсивному його гасінню вздовж стовбура свердловини.

Попередньо проводять підготовчі роботи, які заключаються в обстеженні видобувної чи поглинаючої свердловини і реєстрації основних характеристик, що необхідні для розрахункових робіт. Потім, використовуючи відомі методики, встановлюють характеристики порід продуктивного інтервалу і проводять розрахунки основних і додаткових зарядів вибухових речовин, а також величин сповільнень між підривами кожного з них з урахуванням забезпечення цілісності колон, взаємодії хвильових процесів в зоні продуктивного пласта і у рідині в свердловині з досягненням утворення зони кавітації між основними і додатковими зарядами і забезпечення динамічної подачі розклинюючого матеріалу у флюїдні канали продуктивного чи поглинаючого пласта.

Спосіб реалізують таким чином.

Попередньо формують основні 1 і 2 і додаткові 3 і 4 заряди. Для цього використовують, наприклад, гексогенові чи октогенові шашки. Заряди 1 і 2 розмішують в корпусах, наприклад, із алюмінію. Заряди 3 і 4 встановлюють в металічні, наприклад, із алюмінію, балони 5 і 6, які мають дно і кришки. При цьому, в балон 5 спочатку встановлюють на дно заряд 3, а потім заповнюють його розклинюючим матеріалом 7, наприклад, чавунним або сталевим дробом діаметром 1,5–2,0 мм. Балон 6 спочатку заповнюють розклинюючим матеріалом 7, а потім на нього встановлюють заряд 4. Потім основні 1 і 2 та додаткові заряди 3 і 4 з'єднують детонаційним зв'язком, наприклад, детонуючим шнуром із забезпеченням розрахункового сповільнення підриву за рахунок довжини шнура.

Видобувну, чи поглинаючу свердловину 8 заповнюють рідиною 9, наприклад, водяним розчином хлористого кальцію густиною  $1,3 \text{ г/см}^3$ . В інтервалі продуктивного, чи поглинаючого пласта 10 видобувної чи поглинаючої свердловини 8 у рідині 9 встановлюють основні заряди 1 і 2 і балони 5 і 6. При цьому під зарядом 1

розміщений балон 5, а над зарядом 2 – балон 6. В подальшому здійснюють ультракороткосповільнений підрив зарядів 1 і 2, вибухові хвилі яких в породі продуктивного чи поглинаючого пласта створюють розушільнення його структури і наведення додаткових тріщин. Потім здійснюється сповільнений підрив додаткових зарядів 3 і 4 відносно основних зарядів 1 і 2. При цьому розклинюючий матеріал 7 направлено подається в зону вибуху основних зарядів 1 і 2, де під дією пульсуючих газових пухирів, що виникають при вибуху зарядів 1 і 2, імпульсно подається у флюїдні канали пласта 10, розклинюючи їх і утворюючи додаткові тріщини за рахунок динамічної дії на породу пласта 10.

Крім того, при вибуху додаткових зарядів 3 і 4 забезпечується зустрічна, направлена по осі свердловини 8, взаємодія ударних хвиль основних 1 і 2 і додаткових 3 і 4 зарядів у рідині 9 в свердловині 8 з утворенням зони кавітації, розміщеної між цими зарядами. В результаті ударна хвиля основних зарядів 1 і 2 послаблюється, взаємодіючи з газовими пухирями, утвореними дією додаткових зарядів 3 і 4. При цьому розклинюючий матеріал 7, що направлено подається в зону дії основних зарядів 1 і 2, обумовлює турбулізацію, слідує за ударними хвилями основних зарядів 1 і 2 гідропотоку, і сприяє інтенсивному гасінню ударних навантажень, що діють на основну колону свердловини.

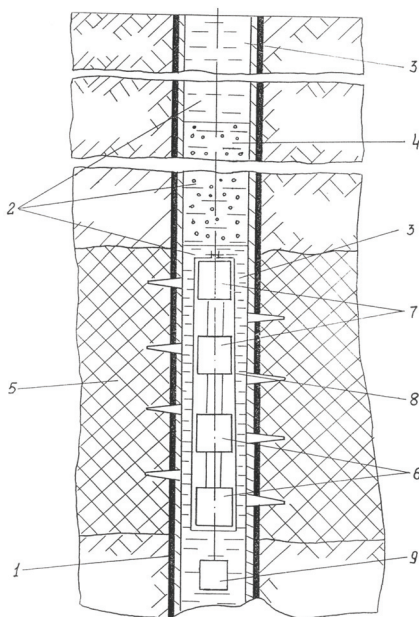
Спосіб інтенсифікації видобутку рідких і газоподібних вуглеводнів зі свердловин, що включає розкриття продуктивного пласта свердловиною, заливку в свердловину вуглеводневозапірного стовпа рідини, розміщення на рівні продуктивного пласта зарядів вибухових речовин і послідовний підрив зарядів з нерівноважним розушільненням пласта відрізняється тим, що стовп запірної рідини по висоті формують у вигляді комбінованої колонки, інтервали якої, що чергуються, утворюють із рідин з різними хіміко-фізичними властивостями. При цьому нижній інтервал колонки утворюють із технічної води, над ним інтервал із кислотної рідини, над яким інтервал із технічної води, потім у свердловині, симетрично середини висоти продуктивного пласта, розміщують заряди, ініціюють їх, після чого під тиском необхідний об'єм рідин інтервалів колонки закачують в продуктивний пласт.

Нижній інтервал комбінованої колонки утворюють висотою, не нижчою верхньої межі продуктивного пласта, заряди вибухових



речовин попередньо розміщують в герметичний антикорозійний корпус, як кислотну рідину використовують кислоту в неактивній формі у вигляді дисперсних частинок в інертній рідині (рис. 5.5) [140].

В основу винаходу поставлена задача інтенсифікації видобутку рідких та газоподібних вуглеводнів із свердловин шляхом вибухово-реагентної дії на геофізичне середовище продуктивного пласта із забезпеченням цілісності обсадної колони свердловини і приведенням середовища в білясвердловинній області вибуховими хвилями в нерівноважний розущільнений стан із наведенням додаткових флюїдних каналів і збільшенням області проникнення кислоти в пласт, що супроводжується зростанням дебіту видобувних свердловин.



**Рис. 5.5. Схема розташування інтервалів комбінованої колонки запірного стовбура рідини та зарядів вибухових речовин у видобувній свердловині:**

- 1 – видобувна свердловина; 2 – вуглеводневозапірний стовп рідини – комбінована колонка; 3 – інтервал запірного стовпа із води; 4 – інтервал запірного стовпа із кислотної рідини; 5 – продуктивний пласт; 6 – заряди з більш високими детонаційними характеристиками; 7 – заряди з більш низькими детонаційними характеристиками; 8 – герметичний антикорозійний корпус; 9 – вантаж

Попередньо провадять підготовчі роботи, що заключаються в обстеженні видобувної свердловини і реєстрації її основних даних. Після цього, використовуючи відомі методики, встановлюють динамічні характеристики флюїдомістких порід і провадять розрахунки зарядів і величин сповільнень між підривами кожного з них з урахуванням цілісності колони і взаємодії хвильових полів в зоні продуктивного пласта. Розраховують об'єми рідин кожного інтервалу запірного стовпа комбінованої колонки. Потім формують заряди з детонаційним зв'язком між ними і приступають до реалізації способу.

Спосіб інтенсифікації видобутку рідких і газоподібних вуглеводнів зі свердловин реалізують наступним чином.

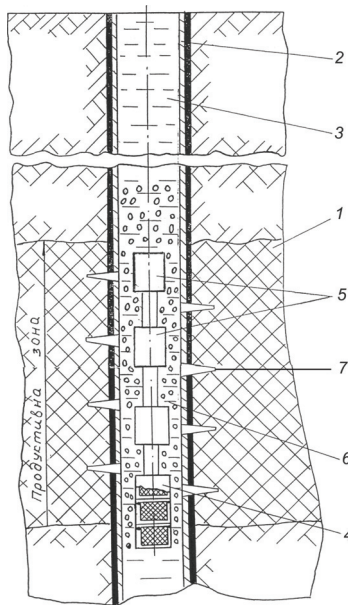
У свердловині 1, яка заповнена рідинами колонки 2, на рівні продуктивного пласта 5, симетрично середини його висоти, розташовують заряди 6 і 7 з різними детонаційними характеристиками, які розміщують в герметичний антикорозійний корпус 8 із вантажем 9. При цьому, від рівня нижньої межі пласта – вгору розміщують заряди 6 з більш високими детонаційними характеристиками, наприклад, із октогену, а вище, заряди 7 з більш низькими детонаційними характеристиками, наприклад, із тротилу. Потім підривають заряди 7, наприклад, з мілісекундним сповільненням між ними, використовуючи широко відомі в даній області засоби підриву. Породжені зарядами хвилі утворюють в пласті хвильове поле, під дією якого білясвердловинна область продуктивного пласта переходить в напружений стан. В подальшому підривають заряди 6, наприклад, з мікросекундним сповільненням між ними, використовуючи засоби ініціювання, наприклад, мірні відрізки детонуючого шнура. Породжені зарядами 6 хвилі перетворюються в попередньо напруженому масиві в квазіпоздовжні і квазіпоперечні хвилі, утворюючи в пласті вторинні хвильові поля, які при взаємодії з первинним провадять значне нерівноважне розушільнення білясвердловинної області продуктивного пласта 5 з поворотом, зміщенням елементів геофізичного середовища, із наведенням в ній великої кількості додаткових флюїдних каналів.

Спосіб інтенсифікації видобутку газоподібних та рідких вуглеводнів, що включає послідовний підрив у рідині в свердловині на рівні продуктивного інтервалу зарядів вибухової речовини відрізняється тим, що у рідині в свердловині розміщують генератор

газу, вище якого розташовують заряди вибухової речовини, потім, дією генератора газу навколо зарядів створюють зону газованої рідини, після чого підривають заряди (рис. 5.6) [139].

В основу винаходу покладена задача інтенсифікації видобутку газоподібних та рідких вуглеводнів шляхом такого нерівномірного імпульсного навантаження геофізичного середовища продуктивного пласта, що супроводжується зростанням об'єму розуцільнення білясвердловинної зони шляхом керування амплітудно-часовими параметрами хвиль, породжених вибухом зарядів вибухової речовини в газованій рідині (зокрема, зменшення їх амплітуди і зростання часу дії), що сприяє підвищенню дебіту свердловин.

Дією генератора газу керують ступенем насичення пухирями газу рідини навколо зарядів і тим самим змінюють її фізико-механічні властивості і забезпечують регулювання амплітудно-часових параметрів вибухових хвиль, випромінюваних в продуктивний пласт при вибуху зарядів.



**Рис. 5.6. Схема розташування генератора газу і зарядів вибухових речовин у видобувній свердловині:**

- 1 – продуктивна зона; 2 – видобувна свердловина; 3 – рідина; 4 – генератор газу;
- 5 – заряди вибухової речовини; 6 – зона газованої рідини; 7 – канал перфорації

Попередньо проводять підготовчі роботи, що заключаються в обстеженні видобувної свердловини і реєстрації її основних даних. Після цього, використовуючи відомі методики, встановлюють динамічні характеристики вуглеводневоміщуючих порід, визначають необхідні властивості газованої рідини, виконують розрахунки генератора газу, зарядів і величин сповільнень між підривами кожного з них з урахуванням зміни амплітудно-часових параметрів хвиль, породжених вибухом зарядів в зоні газованої рідини, і досягнення необхідного рівня нерівномірного навантаження геофізичного середовища пласта. Далі формують заряди ультракороткосповільненого підриву із детонаційним зв'язком між ними та генератор газу, які об'єднуються в один, або декілька сполучених корпусів і приступають до реалізації способу.

Спосіб реалізують таким чином. Біля нижньої межі в продуктивній зоні 1 видобувної свердловини 2, яка заповнена рідиною 3, наприклад, водяним розчином хлористого кальцію із густиною  $1,3 \text{ г/см}^3$ , розміщують генератор газу 4, який являє собою, наприклад, герметичний корпус, розділений перегородками на секції із вікнами. В секціях розміщена розрахункова кількість карбіду кальцію, що знаходиться в сітчастій оболонці. Кожна секція споряджається мікрочарядами для розгерметизації її вікон. В подальшому вище генератора газу 4 на рівні продуктивного інтервалу 1 розташовують заряди ультракороткосповільненого підриву із вибухової речовини, наприклад, із октогену. Потім дією генератора газу 4 навколо зарядів 5 створюють зону газованої рідини 6. Це досягається тим, що дією мікрочарядів – підривників розгерметизовують необхідну кількість секцій корпусу генератора газу 4 і при взаємодії рідини 3 з карбідом кальцію утворюється газ, пухирці якого піднімаючись вгору, утворюють зону газованої рідини 6. Після створення необхідної висоти зони газованої рідини 6 послідовно підривають заряди 5 в ультракороткосповільненому режимі, що забезпечується мірними відрізками детонуючого шнура. При цьому за рахунок зміни амплітудно-часових параметрів хвиль, породжених вибуховою дією зарядів 5 в газованій рідині, відбувається зростання об'єму розуцільнення білясвердловинної зони.

Окрім цього, при довгочасній дії генератора газу і значному зростанні вгору по свердловині зони газованої рідини ця зона виконує роль області інтенсивного гасіння ударної хвилі, що

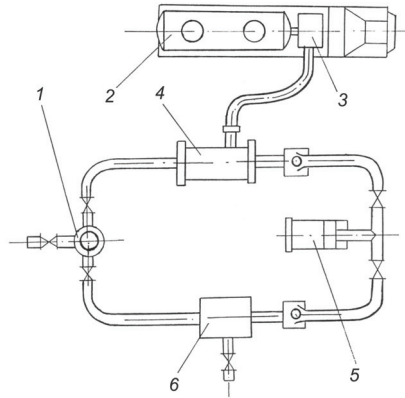
розповсюджується вверх по свердловині, і забезпечує зниження її амплітуди, що підвищує надійність цілісності колон і в ряді випадків не потребує додаткових газів ударної хвилі.

В подальшому свердловину 2, широко відомим в даній області промисловості методом, вводять в робочий режим.

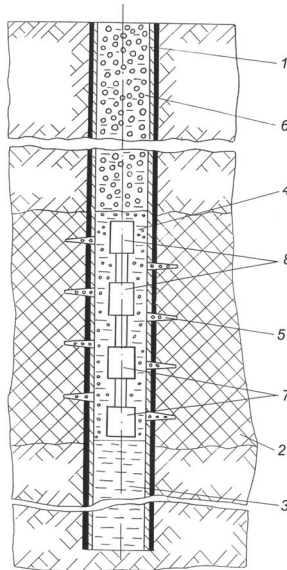
Спосіб інтенсифікації видобутку нафти і газу, що включає розкриття продуктивного пласта свердловиною, послідовний підрив в свердловині зарядів вибухової речовини з нерівноважним розуцільненням продуктивного пласта відрізняється тим, що попередньо аерують окиснювач, після чого білясвердловинну зону геофізичного середовища продуктивного пласта насичують аерованим окиснювачем з утворенням сумішей пластових вуглеводнів і окиснювача, в яких потім вибухом зарядів у свердловині ініціюють екзотермічну реакцію [139].

Попередньо проводять підготовчі роботи, що заключаються в обстеженні видобувної свердловини і реєстрації основних даних (рік пуску в експлуатацію, внутрішній діаметр експлуатаційної колони, ступінь її зносу, стан затрубного цементного каменю, товщина продуктивного пласта і інтервал його залягання, пластовий тиск і температура в продуктивному пласті, існуючий до початку вибухових робіт дебіт і т. ін.). Після цього, використовуючи відомі методики, встановлюють фізико-механічні та динамічні характеристики породи продуктивного пласта, визначають тип окиснювача, його об'єм і необхідну ступінь аерації та необхідну відстань від свердловини, в межах якої окиснювач насичує геофізичне середовище, проводять розрахунки зарядів і величин сповільнень між підривами кожного з них з урахуванням цілісності колони і взаємодії хвильових полів в зоні розуцільнення пласта. Потім проводять обв'язування наземного устаткування (рис. 5.7), використовуючи відомі в даній області техніки і широко застосовувані для пінокислотних обробок продуктивних пластів установки і механізми. В подальшому формують заряди вибухових речовин із детонаційним зв'язком між ними.

Спосіб реалізують наступним чином. У видобувну свердловину 1 до нижньої межі оброблюваного горизонту продуктивного пласта 2 подають рідину 3, наприклад, технічну воду (рис. 5.8).



**Рис. 5.7. Схема обв'язування наземного устаткування:**  
 1 – свердловина; 2 – автоцистерна; 3 – насос; 4 – прилад аерації; 5 – компресор;  
 6 – зволожувач повітря



**Рис. 5.8. Схема розташування зарядів вибухових речовин та окиснювача у видобувній свердловині:**  
 1 – свердловина; 2 – продуктивний пласт; 3 – рідина; 4 – аерований окиснювач;  
 5 – перфораційний отвір; 6 – продавлювальна рідина; 7 – заряди з більш високими  
 детонаційними характеристиками; 8 – заряди з більш низькими детонаційними  
 характеристиками

В подальшому, водяний розчин окиснювача, наприклад, 40 % водяний розчин аміачної селітри, чи 50 % водяний розчин перхлорату амонію, або ж 50 % водяний розчин перхлорату калію і т. ін., із автоцистерни 2 насосом 3 подають в спеціальну установку 4, наприклад, ежекторний змішувач чи аератор, який сполучається із компресором 5 (рис. 5.7). В установці 4 окиснювач аерують повітрям із потрібним ступенем аерації (кількість повітря в м<sup>3</sup> на 1 м<sup>3</sup> розчину окиснювача). Аерований окиснювач, що являє собою рідкий окиснювач з пухирями повітря, розділеними тонкими плівками (прошарками) цього ж окиснювача, під розрахунковим тиском подають у свердловину. Аерованим окиснювачем через перфораційні отвори свердловини насичують білясвердловинну зону геофізичного середовища продуктивного пласта 2 із утворенням енергетичних сумішей вуглеводнів, що знаходяться в каналах і порах пласта, і аерованого окиснювача, здатних до ініціювання в них екзотермічної реакції горіння (чи детонації).

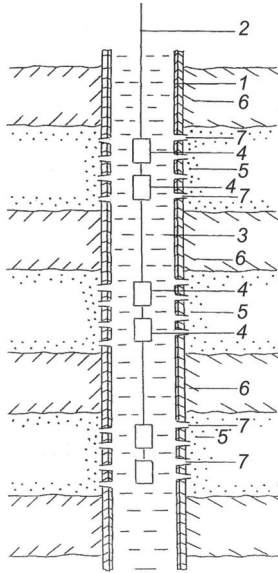
Продавлювання розрахункового об'єму аерованого окиснювача в пласт 2 здійснюють за допомогою продавлювальної речовини, наприклад, зволоженого повітря, що поступає із відомої в даній області техніки технологічної установки – зволожувача повітря 6. При цьому аерований окиснювач у свердловині 1 продавлюють у білясвердловинну область до рівня верхньої межі оброблюваного горизонту продуктивного пласта 2. Потім в зоні свердловини, що заповнена аерованим окиснювачем, розміщують заряди 7 і 8 із різними детонаційними характеристиками. При цьому, від рівня нижньої межі пласта вверх розміщують заряди 7 з більш високими детонаційними характеристиками, наприклад, із октогену, а вище, заряди 8 з більш низькими детонаційними характеристиками, наприклад, із тротилу. В подальшому підривають заряди 8, наприклад, з мілісекундним сповільненням між ними. Порождені зарядами 8 хвилі утворюють в пласті перше хвильове поле, під дією якого білясвердловинна область продуктивного пласта переходить в напружений стан, а в аерованому окиснювачі, що знаходиться в свердловині, ініціюється екзотермічна реакція – горіння. Потім, наприклад, з мікросекундним сповільненням підривають заряди 7. Вибухова хвиля від дії зарядів 7 перетворюється в попередньо напруженому масиві в квазіпоzdовжню і квазіпоперечну хвилі, які ініціюють в енергетичних сумішах, розташованих в пласті, екзотермічні реакції горіння (чи детонації), утворюючи в пласті

вторинне хвильове поле, яке при взаємодії з первинним супроводжується нерівноважним розуцільненням білясвердловинної області продуктивного пласта з поворотом, зміщенням елементів геофізичного середовища (зерен, блоків і т. ін.) і з наведенням в ній значної кількості додаткових флюїдних каналів. При цьому за рахунок екзотермічної реакції енергетичних сумішей, розташованих в пласті, відбувається випал породи навколо просторів в геофізичному середовищі, що забезпечує часову довготривалість стійкості просторів і тим самим часову довготривалість ефекту.

Спосіб обробки свердловин, що включає розкриття продуктивного пласта свердловиною, розміщення на рівні продуктивного пласта в свердловині зарядів вибухових речовин, послідовне підривання зарядів вибухових речовин з нерівноважним розуцільненням продуктивного пласта і подальше нагнітання в продуктивний пласт кислотного розчину відрізняється тим, що перед нагнітанням кислотного розчину здійснюють промивання свердловини. Заряди вибухової речовини розміщують селективно в інтервалах залягання продуктивних пластів, які знаходяться між пластами порід-флюїдоупорів (рис. 5.9) [141].

Селективне вибіркове розміщення зарядів вибухової речовини лише в інтервалах залягання продуктивних пластів, які знаходяться між пластами порід-флюїдоупорів, дозволяє в результаті селективного нерівноважного розуцільнення привибійної зони продуктивних пластів в процесі послідовного підривання зарядів вибухових речовин створювати в породі привибійної зони лише продуктивних пластів значну кількість тріщин, що є, поряд з існуючими до вибуху, додатковими каналами фільтрації флюїдів. Це сприяє тому, що при нагнітанні кислотного розчину він буде проникати переважно в канали фільтрації продуктивних пластів, а не пластів порід-флюїдоупорів. Пояснюється це тим, що при нагнітанні кислотний розчин спрямовується в міця більш легкого проникання, а саме, в пласти продуктивних пластів з більш, порівняно із пластами порід-флюїдоупорів, розуцільненою в процесі підривання зарядів вибухової речовини структурою, чим забезпечується селективна хімічна дія на продуктивні пласти, що сприяє підвищенню ефективності обробки продуктивних пластів.





**Рис. 5.9. Схема розташування зарядів у свердловині:**

1 – свердловина; 2 – геофізичний кабель; 3 – рідина; 4 – заряди вибухових речовин;  
5 – продуктивні пласти; 6 – пласти порід-флюїдоупорів; 7 – канали перфорації

Здійснення винаходу досягається наступним чином. В свердловину 1 на геофізичному кабелі 2 опускають у рідину 3 заряди вибухової речовини 4 для вибухової обробки продуктивних пластів 5. Після селективного розміщення зарядів вибухової речовини в інтервалах залягання лише продуктивних пластів здійснюють послідовне підривання зарядів з нерівноважним розущільненням продуктивних пластів, в результаті чого в породі привибійної зони продуктивних пластів утворюється поряд з існуючими до вибуху, значна кількість нових тріщин, що є додатковими каналами фільтрації флюїдів. В той же час в таких каналах, а також в існуючих до вибуху порах і тріщинах, в результаті підривання зарядів вибухової речовини утворюються також дрібні частинки кольматанту і порід продуктивних пластів, які спроможні закупорювати тріщини і пори, якщо після процесу підривання зарядів вибухової речовини здійснювати нагнітання кислотного розчину в продуктивні пласти. Тому для очищення каналів фільтрації перед нагнітанням кислотного розчину в продуктивні пласти, свердловини промивають відомими методами.

Після промивання свердловини здійснюють нагнітання кислотного розчину, причому внаслідок селективного розуцільнення лише порід продуктивних пластів, нагнітання кислотного розчину відбувається переважно в продуктивні пласти, що забезпечує посилення кислотного впливу на них.

Після закінченню нагнітання кислотного розчину в продуктивні пласти свердловину залишають на реагування кислотного розчину з породою продуктивних пластів. Потім відомими способами вилучають із продуктивних пластів продукти реакції і пускають свердловину в роботу.

Досягнення технічного результату від застосування способу забезпечується за рахунок селективного розуцільнення порід продуктивних пластів, очищення при промиванні свердловини як існуючих в породі продуктивних пластів до вибуху, так і утворених під час дії вибуху пор і каналів фільтрації від дрібних частинок кольматанту і порід продуктивних пластів, а також селективного кислотного впливу на продуктивні пласти, що супроводжуються збільшенням поверхні обробки і глибини проникання кислотного розчину в продуктивні пласти, що в цілому посилює вибухово-кислотний вплив на продуктивні пласти і сприяє підвищенню дебіту видобувних свердловин.

Спосіб вибухової обробки продуктивного пласта відрізняється тим, що перед перфорацією основної колони вертикальної свердловини продуктивний пласт в інтервалі від верхньої межі продуктивного пласта до його серединної площини додатково розкривають похиленими свердловинами, в кожній із яких розташовують заряд вибухової речовини і підривач сповільненої дії (рис. 3.11). Після перфорації основної колони вертикальної свердловини її промивають і освоюють. Після освоєння вертикальної свердловини заряди вибухової речовини в похилених свердловинах підривають одночасно.

Винахід направлений на підвищення ефективності вибухової обробки масиву у привибійній зоні продуктивного пласта.

Очікуваним від застосування винаходу технічним результатом є розширення зони штучної тріщинуватості, створеної в процесі вибухового навантаження на продуктивний пласт.

В основу винаходу поставлена задача створення в процесі перфорації основної колони вертикальної свердловини штучних каналів фільтрації флюїдів, після чого вертикальну свердловину промивають і освоюють, що дає можливість вилучити із пор і тріщин, як існуючих в породі продуктивного пласта, так і породжених в результаті перфораційних робіт, дрібні частинки кольматанту і порід продуктивних пластів, що утворюються під час проведення перфорації. Вилучення таких частинок сприяє очищенню пор і тріщин продуктивного пласта. Крім того, після проведення перфораційних робіт в процесі одночасного підривання зарядів в похилених свердловинах в продуктивному пласті створюється додаткова штучна тріщинуватість, що супроводжується зростанням ефективного радіусу  $r_{ef}$  вертикальної свердловини, що сприяє підвищенням дебіту видобувних свердловин.

Здійснення винаходу досягається наступним чином. Попередньо, перед перфорацією основної колони вертикальної свердловини 1, продуктивний пласт 3 в інтервалі від верхньої межі продуктивного пласта до його серединної площини додатково розкривають похиленими свердловинами 4, в кожній із яких розташовують заряд вибухової речовини 5 і підривач 6 з часовим механізмом, що працює із сповільненням підривання заряду. Сповільнення підривання заряду вибирають з урахуванням часу, необхідного для підготовки та проведення перфорації основної колони вертикальної свердловини і часу, потрібного для виконання робіт по промиванню і освоєнню вертикальної свердловини. Кут нахилу похилених свердловин вибирається з урахуванням того, щоб в процесі виконання перфорації основної колони вертикальної свердловини інтенсивність ударної хвилі, що супроводжує перфорацію, не перевищувала певної межі, при перевищенні якої, ударна хвиля спроможна викликати детонацію зарядів, що розміщені у похилених свердловинах. Безпечні відстані по передачі детонації визначаються за формулами і таблицями, що приведені в Єдиних правилах безпеки при вибухових роботах.

В подальшому здійснюють перфорацію основної колони вертикальної свердловини, після чого її промивають і освоюють, що дає можливість очистити природні і породжені в процесі проведення перфораційних робіт пори і тріщини від дрібних частинок кольматанту і порід продуктивних пластів, що утворюються під час проведення перфорації.

Після проведення перфораційних робіт, промивання і освоєння вертикальної свердловини з допомогою підривачів сповільненої дії здійснюють одночасне підривання зарядів, розташованих в похилених свердловинах. В результаті в продуктивному пласті створюється додаткова штучна тріщинуватість, що супроводжується зростанням ефективного радіусу  $r_{ef}$  вертикальної свердловини.

Досягнення технічного результату від застосування винаходу обумовлюється завдяки розширенню області штучної тріщинуватості, а також проведення промивання вертикальної свердловини після перфорації її основної колони, що супроводжується очищенням каналів фільтрації від дрібних частинок кольтманту і порід продуктивних пластів, що утворились в процесі проведення перфораційних робіт, і в цілому сприяє підвищенню дебіту видобувних свердловин.

Здійснення винаходу забезпечується використанням вибухових речовин і засобів підривання, широко застосовуваних при проведенні вибухових робіт у свердловинах.

Спосіб інтенсифікації видобутку вуглеводневої сировини з нафтогазоконденсатних родовищ, що включає імпульсну дію на продуктивний пласт відрізняється тим, що пласт попередньо обробляється хімічними реагентами, які легко переходять в парогазову фазу під тепловою дією заряду вибухової речовини, що дає можливість розширити зону обробки пласта та збільшити її ефективність.

Перед спуском заряду вибухової речовини у пласт закачується визначений об'єм кислотної чи гідрофобізуючої композиції, яка готується виключно на метанолі.

Запропонований спосіб був випробуваний в лабораторних умовах на установці УДПК-1М. Під час досліджень витримували тиск  $P = 100 \text{ атм} = \text{const}$  та температуру  $T = 95 \text{ }^\circ\text{C} = \text{const}$ , що наближені до пластових умов більшості свердловин Дніпровсько-Донецької западини.

Для досліджень ефективності кислотної обробки використовували взірці керну карбонату, пористість якого складала 6–8 %, проникність 35–65 мД. На верхньому торці керну свердлили отвір глибиною 10 мм та діаметром 4 мм, в якому розміщували заряд порошу малої потужності. До обробки крізь керн пропускали азот, а потім гас і проводили виміри проникності. Кислотна обробка

моделювалася шляхом пропускання водного розчину 15 % оцтової кислоти, об'єм якого рівний третині об'єму керну. В подальшому підривався розміщений в керні малопотужний заряд порошу. Далі знову проводили виміри проникності по азоту та газу. Випробування моделей запропонованого способу проводилося подібним чином, але носієм кислоти слугувала не вода, а метанол. Отримані результати досліджень наведені в табл. 5.1.

**Таблиця 5.1. Результати досліджень способу інтенсифікації видобутку вуглеводневої сировини з нафтогазоконденсатних родовищ шляхом кислотної обробки карбонатного керну**

№ дослідіду	Проникність до обробки, мкм <sup>2</sup>		Проникність після обробки водним розчином кислоти та вибухом, мкм <sup>2</sup>		Проникність після обробки метанольним розчином кислоти та вибухом, мкм <sup>2</sup>	
	Азот	Газ	Азот	Газ	Азот	Газ
1	0,1056	0,0438	0,1173	0,0552	0,2302	0,0987
2	0,1139	0,0652	0,1356	0,0768	0,2510	0,0856
3	0,0958	0,0358	0,1089	0,0612	0,2160	0,1009
4	0,1005	0,0502	0,1102	0,0756	0,2206	0,1025

З результатів лабораторних досліджень (табл. 5.1) видно, що застосування метанолу, що легко переходить в парогазову фазу під час кислотної обробки в поєднанні з вибухом заряду порошу, збільшує проникність карбонатного керну майже в два рази в порівнянні з подібною обробкою на воді.

Для досліджень ефективності гідрофобізації пласта використовувалися взірці пісковика, пористість якого складала 9–12 %, проникність 130–160 мД. На верхньому торці керну свердлили отвір глибиною 10 мм та діаметром 4 мм, в якому розміщували заряд порошу малої потужності. До обробки крізь керн пропускали нафту, а потім пластову воду Акташського нафтового родовища. Керн насичували водним розчином гідрофобізатора ГКЖ, об'єм якого рівний третині об'єму керну. В подальшому підривався розміщений в керні малопотужний заряд порошу. Далі знову проводили виміри проникності по нафті та пластовій воді. Випробування моделі запропонованого способу проводилося подібним чином, але носієм гідрофобізатора слугувала не вода, а метанол.

Результати досліджень обробки гідрофобізатором ГКЖ піщаного керну наведені в табл. 5.2.

**Таблиця 5.2. Результати досліджень способу інтенсифікації видобутку вуглеводневої сировини з нафтогазоконденсатних родовищ шляхом обробки гідрофобізатором ГКЖ піщаного керну**

№ дослід-ду	Проникність до обробки, мкм <sup>2</sup>		Проникність після обробки водним розчином гідрофобізатора ГКЖ та вибухом, мкм <sup>2</sup>		Проникність після обробки запропонованим способом, мкм <sup>2</sup>	
	Нафта	Вода	Нафта	Вода	Нафта	Вода
1	0,0879	0,1301	0,1289	0,0902	0,2168	0,0723
2	0,0902	0,1493	0,1468	0,0967	0,2225	0,0735
3	0,0956	0,1556	0,1555	0,0971	0,2325	0,0759
4	0,0920	0,1596	0,1616	0,0989	0,2389	0,0791

Як видно з табл. 5.2, застосування даного способу для гідрофобізації піщовика призводить до помітного збільшення фільтрації нафти поряд зі зменшенням фільтрації води. Крім того, спостерігалось збільшення тривалості ефекту в часі до трьох раз. Це пояснюється утворенням додаткових тріщин в об'ємі керну та збільшенням площі поверхні, обробленої гідрофобізатором.

Спосіб інтенсифікації видобутку вуглеводневої сировини з нафтогазоконденсатних родовищ реалізується наступним чином.

Свердловину заповнюють промивальною рідиною відповідної густини без твердої фази і укомплектовують необхідною для проведення робіт технікою (насосні агрегати, ємність для приготування хімічного розчину).

Після промивання ПЗП міцелярним розчином ПАР та випробування на приймальність, готують кислотний чи гідрофобізуючий розчин відповідної концентрації. Об'єм кислотного розчину беруть з розрахунку не менше 1 м<sup>3</sup>, а об'єм гідрофобізуючого розчину – не менше 5 м<sup>3</sup> на 1 погонний метр інтервалу перфорації. Закачування хімічного розчину проводиться таким чином, щоб певний його об'єм залишався в стовбурі свердловини в інтервалі перфорації. В подальшому в середину інтервалу перфорації спускають заряд вибухової речовини, закривають свердловину та підривають заряд.

В залежності від глибини свердловини, витримують кислотний розчин в пласті 30–60 хвилин з репресією на пласт. Розчин гідрофобізатора витримують протягом 1–2 діб, після чого свердловину освоюють відомим способом.

Внаслідок застосування даного способу відбувається додаткове утворення тріщин як в зоні, насиченій розчином, так і далеко за її

межами за рахунок переходу розчину у парогазову фазу та різкого розширення тріщин вглиб пласта.

*Технологічні особливості виконання робіт із використанням торпед*

Глибина встановлення торпеди перед проведенням вибухових робіт визначається представником організації-замовника.

Перед початком виконання робіт по торпедуванню свердловини необхідно встановити на свердловині механізми, за допомогою яких проводять спуско-підйомні операції; провести прив'язку кабелю (тобто узгодити відмітки кабелю з відмітками геологічного розрізу свердловини); витягнути зі свердловини геофізичні прилади та інші пристрої; обладнати зарядну майстерню і район виконання робіт засобами сповіщення і сигналізації; ознайомити виконавця вибухово-прострілювальних робіт зі станом, в якому знаходиться свердловина.

Дзеркало рідини у свердловині повинно бути на віддалі не менше, ніж 50–100 м від гирла свердловини.

Після торпедування виконуються роботи з контролю герметичності свердловини. До і після проведення вибухових робіт виконуються заплановані геофізичні дослідження свердловин: кавернометрія, електро- і радіоактивний каротаж, термометрія та інші. У разі необхідності виконуються також і гідродинамічні дослідження свердловин до і після торпедування.

Після торпедування реєструються систематично параметри, що визначають ефективність роботи свердловини.

Завершення робіт і їх ефективність оформляються актами, в складанні яких приймають участь всі зацікавлені організації.

## Розділ 6

### ПЕРФОРАЦІЯ СВЕРДЛОВИН

Забруднення привибійної зони пласта кольматуючими речовинами призводить до погіршення фільтрації флюїдів, що супроводжується зниженням потенційного дебіту видобувних свердловин. Одним із напрямків по збільшенню дебітів нафтогазовидобувних свердловин є покращення фільтраційних властивостей ПЗП шляхом імпульсної дії.

Прострілювання кумулятивними та кульовими перфораторами, як правило, використовується для створення перфораційних отворів в обсадній колоні і фільтраційних каналів в продуктивному пласті за межами колоні. Глибина отворів може досягати 0,35–0,80 м.

Технічна характеристика кумулятивних та кульових перфораторів досить повно приведена в роботі [142].

Особливості технології розкриття пласта у привибійній зоні свердловини з використанням кульових і кумулятивних перфораторів, а також їх конструктивні особливості, детально викладені в працях «ВНИПІвзривгеофизика» [143, 144] та інших.

Слід відмітити, що обробка продуктивного пласта на незначну глибину не призводить до суттєвої зміни його колекторських властивостей, але з урахуванням робіт, які виконуються в різних країнах по збільшенню глибини фільтраційних каналів, що створюються кумулятивними перфораторами і удосконаленню їх конструкції, цей напрям заслуговує певної уваги.

Методи кульової та кумулятивної перфорації розкривають пласт точково, тому не можуть забезпечити повної реалізації його потенційних можливостей.

Виконати перфораційний канал у вигляді поздовжньої щілини можливо гідропіскоструминним методом. Гідропіскоструминна перфорація (ГПСП) достатньо потужний та технологічно гнучкий процес для вторинного розкриття пластів. Розроблено цілий ряд гідропіскоструминних апаратів, за допомогою яких можна вирізати в колоні і породі різні отвори – щілини, вертикальні і похилі канали, що має велику перспективу при розкритті багаточарових високонеоднорідних пластів [145, 146].

В роботі [145] глибоко розкрита теорія створення каналів гідропіскоструминною перфорацією та методологія проектування



процесів. Дослідження авторів роботи [147] показали, що гідропіскоструминна перфорація забезпечує промислові припливи пластових флюїдів з малопроникних прошарків, де іншими методами вторинного розкриття цього досягнути не вдається.

В роботі [148] розроблена технологія та методика розрахунку процесу газогідропіскоструминної перфорації з використанням газоподібного азоту, що значно покращує параметри процесу – збільшується глибина і об'єм створеного каналу, запобігається порушення цементного кільця за колоною, не утворюються задири на внутрішній стінці експлуатаційної колони. Крім того, добавлення газоподібного агенту до водопіщаної суміші дає можливість проводити вторинне розкриття при рівноважних умовах (тиск на вибої свердловини рівний пластовому) або навіть при депресії на продуктивний пласт.

При застосуванні технології гідропіскоструминної перфорації можливо одночасно (або відразу) після розкриття продуктивних пластів активно діяти на них кислотними та іншими розчинами. Гідропіскоструминний перфоратор опускають в свердловину на насосно-компресорних трубах, фіксують в запланованому інтервалі за допомогою якоря або інших пристроїв. Виконують процес перфорації водопіщаною сумішшю, а після вирізання каналу замість води подається кислотний або інший розчин для дії на ПЗП розкритого пласта [149].

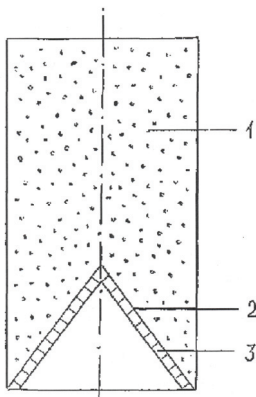
Проте, широкого застосування на практиці ГПСП не знайшла тому, що сам процес вимагає наявності великої кількості наземного обладнання, а головне – протікає тривалий час із циркуляцією робочої рідини, в якій міститься абразив, що прискорює зношення всього обладнання.

Метод гідропіскоструминної перфорації був удосконалений авторами робіт [150, 151], які розробили технологію гідромеханічної щільної перфорації без використання абразиву та наземного обладнання з високим робочим тиском.

Приведемо пристрої для перфорації свердловин, розроблені в ІГФ НАН України.

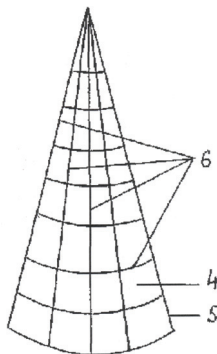
Пристрій для пробивання багат шарових перешкод при перфорації свердловин, що містить циліндричний заряд вибухової речовини з кумулятивною конічною виїмкою (рис. 6.1) відрізняється тим, що облицювання виїмки створене з металевих або композитних

дискретних елементів, скріплених між собою матрицею з полімерних матеріалів (рис. 6.2).



**Рис. 6.1. Схема пристрою з кумулятивною конічною виїмкою:**

1 – вибухова речовина; 2 – кумулятивна конічна виїмка; 3 – облицювання виїмки



**Рис. 6.2. Схема сегмента облицювання:**

4 – дискретний елемент; 5 – комірка; 6 – матриця

Винахід спрямований на створення умов, що забезпечують збільшення швидкості кумулятивного струменя при перфорації свердловин.

Здійснення винаходу досягається наступним чином. Пристрій для перфорації свердловин містить заряд вибухової речовини 1 з кумулятивною конічною виїмкою 2, облицювання якої 3 створене із

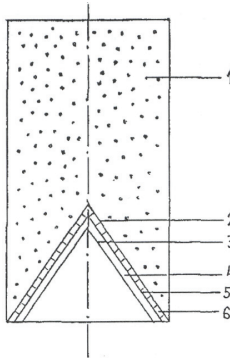
дискретних елементів 4, розташованих в комірках 5, об'єднаних між собою матрицею 6 із полімерних матеріалів. В якості дискретних елементів можуть бути мідь, вольфрам, титан, металокераміка, композити та інші матеріали. Діаметр комірок, в яких розташовуються дискретні елементи, складає від 1,0 до 5,0 мм.

Після розміщення пристрою у свердловині на відповідній глибині здійснюють підрив заряду вибухової речовини 1, що супроводжується, завдяки застосуванню облицювання кумулятивної конічної виїмки у вигляді дискретних елементів, повним нерівноважним переходом внутрішньої енергії продуктів детонації вибухової речовини 1 в кінетичну енергію дискретних елементів облицювання 4. В подальшому, по мірі ударного стискання дискретних елементів облицювання формується кумулятивний струмінь у вигляді набору фрагментів, що летять один за другим зі швидкістю в 1,5–2,0 рази більшою, порівняно з облицюванням із суцільного матеріалу, оскільки при застосуванні дискретних елементів збільшується поверхня їх контакту з продуктами детонації вибухової речовини. Окрім того, пробиті кумулятивним струменем канали в породі не засмічуються хвостовою частиною кумулятивного струменя, оскільки вона випарюється під дією високої температури продуктів детонації.

Технічний результат від застосування пристрою досягається завдяки підвищенню швидкості кумулятивного струменя, в результаті чого зростають діаметр і довжина пробитих в породі каналів, що в цілому підвищує пробивну здатність пристрою з утворенням каналів більшого об'єму, що підвищує ефективність розкриття продуктивних пластів при перфорації свердловин.

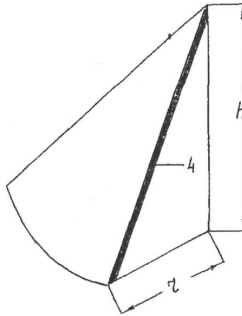
Пристрій для пробивання багат шарових перешкод при перфорації свердловин, що містить циліндричний заряд вибухової речовини з кумулятивною конічною виїмкою (рис. 6.3) відрізняється тим, що облицювання виїмки виконане із двох прошарків: нижнього суцільного із металу (рис. 6.4) та верхнього, який складається із дискретних елементів – металів, або композитів, скріплених між собою матрицею з полімерних матеріалів (рис. 6.5).

Винахід спрямований на створення умов, що забезпечують збільшення швидкості кумулятивного струменя при перфорації свердловин.



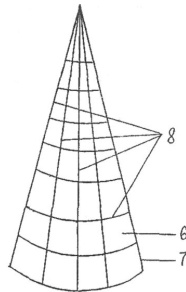
**Рис. 6.3. Схема пристрою з кумулятивною конічною виймкою:**

1 – вибухова речовина; 2 – кумулятивна конічна виймка; 3 – нижній прошарок облицювання виймки; 4 – суцільний метал; 5 – верхній прошарок облицювання виймки; 6 – дискретний елемент



**Рис. 6.4. Схема нижнього прошарку облицювання виймки:**

$h$  – висота нижнього прошарку виймки;  $r$  – радіус нижнього прошарку виймки



**Рис. 6.5. Схема верхнього прошарку облицювання виймки:**

6 – дискретний елемент; 7 – комірки; 8 – матриця

В якості дискретних елементів можуть бути мідь, вольфрам, титан, металокераміка, композити та інші матеріали. Діаметр комірок, в яких розташовуються дискретні елементи, складає від 1,0 до 5,0 мм.

Здійснення винаходу досягається наступним чином. Після розміщення пристрою у свердловині на відповідній глибині здійснюють підрив заряду вибухової речовини 1, що супроводжується, завдяки застосуванню облицювання кумулятивної кінчної виїмки 2 у вигляді двох прошарків, повним нерівноважним переходом внутрішньої енергії продуктів детонації вибухової речовини 1 в кінетичну енергію дискретних елементів облицювання 6 і збільшенням кінетичної енергії облицювання із суцільного металу 4.

В подальшому, по мірі ударного стискання верхнього 5 і нижнього 3 прошарків облицювання кумулятивної виїмки, формується кумулятивний струмінь, що складається з набору фрагментів, утворених із дискретних елементів і суцільного струменя, утвореного з суцільної частини облицювання. Швидкість руху, створеного таким чином кумулятивного струменя, в 2,0–2,5 рази більша, порівняно з використанням облицювання тільки із суцільного матеріалу. Окрім того, пробиті канали в породі не засмічуються залишками кумулятивного струменя, оскільки хвостова частина струменя, утвореного із суцільної частини облицювання, диспергується під дією фрагментів, утворених з дискретних елементів, і як і хвостова частина струменя, утвореного із дискретних елементів, згоряє під дією високої температури продуктів детонації вибухової речовини при підриванні заряду.

#### *Техніка безпеки*

Всі вибухово-прострілювальні роботи на свердловині повинні виконуватись у повній відповідності з вимогами директивних документів та інструкцій [152–154].

## Розділ 7

### ОБРОБКА ФІЛЬТРІВ СВЕРДЛОВИН

#### *Причини забруднення фільтрів та прифільтрової зони продуктивних пластів*

Термін кольматаж (від французького colmatage – закупорювання, засмічення, природна цементация) використовується для пояснення причин зниження фільтраційних характеристик водовміщуючих порід і фільтруючих елементів. У зарубіжній літературі термін «кольматація» застосовується для позначення процесу механічного осадження часток в поровому просторі, а для позначення хімічного осадження різних мінеральних сполук використовується термін інкрустація (від англ. incrustation – утворення кірки, кора, щільний відклад). Ефективність роботи фільтрів видобувних свердловин суттєво залежить від кольматаційно-суфозійних процесів на контактах каркас фільтра – порода, гравійна обсыпка – порода і каркас фільтра – гравійна обсыпка. В ході експлуатації свердловин в більшості випадків спостерігається зниження їх продуктивності, обумовлене відкладом в отворах фільтрів, порах гравійної обсыпки і породах осадів фізико-хімічного та біологічного походження.

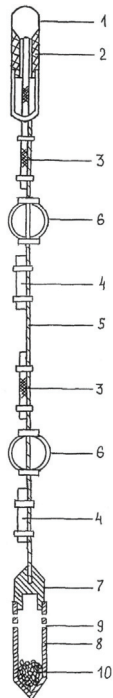
Суть цих процесів необхідно знати як для розробки методів підбору і розрахунку фільтрів, так і для формулювання рекомендацій з підтримки стабільного дебіту свердловин в часі за рахунок застосування комплексу профілактичних заходів і ремонтних робіт.

Прямим наслідком кольматажу є збільшення швидкостей фільтрації, зростання вхідних гідравлічних опорів і зниження припливу флюїдів до свердловини. Процес кольматоутворення протікає на різних етапах експлуатації свердловин, в різних геологічних і гідрогеологічних умовах, а його інтенсивність і характер змінюються в часі та просторі.

Приведемо способи та пристрої для обробки фільтрів свердловин.

Торпеда для обробки фільтрів свердловин, що містить відрізки детонуючого шнура, між якими розташовані герметичні капсули з матеріалу, що руйнується відрізняється тим, що в нижній частині торпеди розміщений циліндр, нижня частина якого заповнена реагентом, що здатний до інтенсивного газовиділення (рис. 7.1) [155].

Винахід направлений на створення торпеди для обробки фільтрів свердловин з обмеженою механічною міцністю, виготовлених з кераміки, пластмаси, або послаблених корозією в процесі довготривалої експлуатації свердловин.



**Рис. 7.1. Схема торпеди для обробки фільтрів свердловин:**

- 1 – головка; 2 – ініціюючий пристрій; 3 – відрізки детонуючого шнура; 4 – герметичні капсули; 5 – трос; 6 – центратори; 7 – натяжний вантаж; 8 – циліндр; 9 – отвори; 10 – реагент

Герметичні капсули 4 і центратори 6 прикріплені до тросу 5. До натяжного вантажу 7 через різьбове з'єднання приєднується циліндр 8 з реагентом 10. Отвори 9 розташовані на бічній поверхні циліндра у верхній його частині.

Здійснення винаходу досягається наступним чином. Перед обробкою свердловини нижню частину циліндра 8 заповнюють реагентом, наприклад, карбідом кальцію і нагвинчують на циліндр

натяжний вантаж 7. Потім у свердловину з рідиною на геофізичному кабелі опускають торпеду для обробки фільтра. Газ, що виділяється в циліндрі під час взаємодії рідини з карбідом кальцію, виходить під тиском рідини через отвори у вигляді бульбашок, які піднімаючись вгору, утворюють завісу. Після розміщення торпеди в інтервалі оброблюваного фільтра за допомогою ініціюючого пристрою здійснюють підривання торпеди, в результаті чого фільтр зазнає ударно-депресійної дії. При цьому небезпека руйнування фільтра знижується, оскільки потужні первинні ударні хвилі, що виникають при підриванні відрізків детонуючого шнура, проходячи через завісу з бульбашок, зазнають подрібнення з утворенням великої кількості більш слабких вторинних ударних хвиль, під дією яких відбувається руйнування осадів, що кольматують отвори фільтра. Депресійний вплив на пласт, що виникає від руйнування герметичних капсул, супроводжується очищенням фільтра від осадів.

Досягнення технічного результату від застосування винаходу обумовлюється завдяки послабленій ударній дії на фільтр, що дозволяє проводити обробку фільтрів з обмеженою міцністю.

Пристрій для депресійної обробки фільтра і прифільтрової зони свердловини, що містить циліндричну капсулу, герметично закриту з торців кришками, які нерухомо з'єднані між собою жорстким стрижнем, і засіб для руйнування капсули відрізняється тим, що капсула знаходиться під вакуумом (рис. 7.2).

Винахід направлений на створення умов для підвищення ефективності депресійної обробки фільтра і прифільтрової зони свердловини.

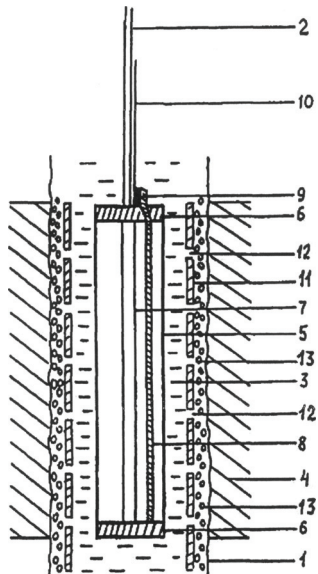
Товщина стінок циліндричної герметичної капсули з вакуумом повинна забезпечувати неможливість руйнування капсули від зовнішнього гідростатичного тиску, що діє на зовнішню поверхню герметичної капсули, при опусканні її в зону залягання продуктивного пласта і розраховується згідно відомих методик [156].

Здійснення винаходу досягається наступним чином. В свердловину 1 на тросі 2 опускають у рідину 3 циліндричну герметичну капсулу 5 з вакуумом. Довжина циліндричної герметичної капсули з вакуумом рівна потужності продуктивного пласта.

Після розміщення циліндричної герметичної капсули з вакуумом в зоні залягання продуктивного пласта за допомогою вибухового патрона здійснюють підривання детонуючого шнура. При цьому



відбувається руйнування камери і утворення порожнини в свердловині в інтервалі залягання продуктивного пласта.



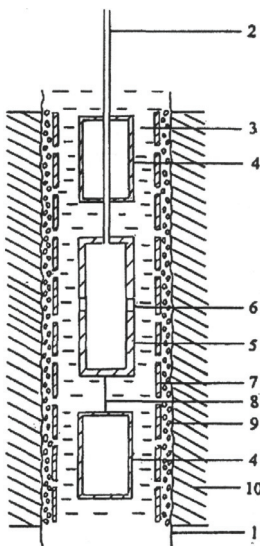
**Рис. 7.2. Пристрій для депресійної обробки фільтра і прифільтрової зони свердловини:**

- 1 – свердловина; 2 – трос; 3 – рідина; 4 – продуктивний пласт; 5 – циліндрична герметична капсула з вакуумом; 6 – кришки; 7 – жорсткий стрижень; 8 – детонуючий шнур; 9 – вибуховий патрон; 10 – електропровід; 11 – фільтр; 12 – отвори; 13 – гравійна обсіпка

В момент руйнування капсули і відкриття доступу рідини в порожнину з вакуумом за рахунок створення миттєвого перепаду між пластовим тиском і тиском на вибої свердловини виникає депресійна дія на фільтр і прифільтрову зону свердловини, що супроводжується інтенсивною фільтрацією рідини з прифільтрової зони і швидким заповненням порожнини в свердловині. Швидкість руху рідини у прифільтровій зоні в початковий момент депресійної дії може досягати 100–300 м/с [157], що є достатнім для відривання частинок кольматанту від поверхні фільтра і фільтруючих каналів і виносу кольматанту в свердловину. При вибуховому руйнуванні стінок герметичної капсули з вакуумом детонуючим шнуром і практично миттєвому доступу рідини з прифільтрової зони в зону порожнини,

що утворилась в результаті руйнування герметичної капсули з вакуумом, амплітуда коливань між пластовим тиском і тиском на вибої свердловини може в кілька разів перевищувати початковий перепад тисків, що значно підсилює ефективність депресійної обробки фільтра і прифільтрової зони свердловини [158].

Спосіб ударно-депресійної обробки фільтра і прифільтрової зони свердловини, що включає створення імпульсами стисненого повітря ударної дії на фільтр і прифільтрову зону свердловини відрізняється тим, що в областях над підшовою і під покрівлю продуктивного пласта розташовані циліндричні герметичні капсули з вакуумом (рис. 7.3), при руйнуванні яких відбувається депресійна обробка фільтра і прифільтрової зони свердловини [159].



**Рис. 7.3. Схема розташування циліндричних капсул з вакуумом та балона високого тиску у свердловині:**

- 1 – свердловина; 2 – шланг високого тиску; 3 – рідина; 4 – циліндричні герметичні капсули з вакуумом; 5 – балон високого тиску; 6 – отвір для вихлопу стиснутого повітря;
- 7 – фільтр; 8 – відрізок тросу; 9 – гравійна обсіпка; 10 – прифільтрова зона

Винахід направлений на створення умов, де поряд з ударною дією відбувається і депресійна обробка фільтра і прифільтрової зони свердловини.

Ударна дія на фільтр і прифільтрову зону свердловини створюється імпульсами при вихлопі стиснутого повітря з балона високого тиску. При вихлопі тиск на фронті ударної хвилі може досягати величини 15,0 МПа [157].

Здійснення винаходу досягається наступним чином. В свердловину 1 опускають у рідину 3 балон високого тиску 5 і циліндричні герметичні капсули 4 з вакуумом. Товщина стінок циліндричних герметичних капсул з вакуумом повинна бути такою, щоб при розташуванні капсул в межах залягання продуктивного пласта забезпечити неможливість руйнування герметичних капсул під дією гідростатичного тиску рідини.

Після розміщення двох циліндричних герметичних капсул з вакуумом і балона високого тиску в межах залягання продуктивного пласта в послідовності – нижня капсула над підошвою продуктивного пласта, балон високого тиску в області середньої частини продуктивного пласта, верхня капсула під покрівлею продуктивного пласта, проводиться нагнітання та стиснення повітря в балоні високого тиску до значень від 2,0 до 15,0 МПа в залежності від типу кольматанта в фільтрі та прифільтровій зоні свердловини.

В подальшому після відкриття отворів для вихлопу стиснуте повітря з великою швидкістю вихлопується у рідину в свердловині, здійснюючи імпульсну обробку фільтра і прифільтрової зони свердловини.

В результаті вихлопу стиснутого повітря, утворена у рідині в свердловині хвиля тиску руйнує циліндричні герметичні капсули із вакуумом. При цьому тиск на вибої свердловини різко спадає і відбувається депресійна обробка фільтра і прифільтрової зони внаслідок утворення інтенсивного гідропотоку з прифільтрової зони в свердловину, швидкість якого може досягати 100–300 м/с, що є достатнім для відривання частинок кольматанту від поверхні фільтра і каналів фільтрації і виносу його в свердловину [157].

Досягнення технічного результату від застосування винаходу забезпечується завдяки створенню в процесі реалізації винаходу як ударної, так і депресійної дії на фільтр та прифільтрову зону свердловини, що в цілому підвищує ефективність очищення фільтра і прифільтрової зони свердловини від кольматанту.

Спосіб хвильової обробки отворів фільтра нафтової свердловини відрізняється тим, що імпульсна дія здійснюється на звукових частотах на пухирці газу, які існують в нафті при пухирцевому режимі її течії [160].

Винахід направлений на створення умов для усунення кольматанту з поверхні отворів фільтра.

Відомо, що пухирцеві режими течії нафти спостерігаються в нафтоносних пластах, коли тиск на вибої свердловини менший за тиск початку виділення газу із нафти [161].

Здійснення винаходу досягається наступним чином. Спочатку проводять вибір відповідного типу генератора для створення хвильової обробки отворів фільтра у звуковому діапазоні частот з частотою до 15,0–20,0 кГц і потужністю (4,0–5,0) кВт [43]. В подальшому опускають генератор в область розташування фільтра нафтової свердловини і здійснюють хвильову обробку отворів фільтра. Взаємодія звукових хвиль з пухирцями газу, що містяться в нафті при пухирцевому режимі її течії в пласті, призводить до схлопування пухирців і випромінювання ударних хвиль, взаємодія яких з кольматантом, що закупорює отвори фільтра, супроводжується руйнуванням кольматанту, відриванням його від поверхні отворів і очищенням отворів фільтра від кольматуючих осадів.

Досягнення технічного результату забезпечується завдяки створенню в процесі реалізації винаходу ударної дії на кольматант отворів, що призводить до його руйнування.

## Розділ 8

### АКУСТИЧНА ОБРОБКА НАФТОГАЗОВИХ ПЛАСТІВ'

Акустичні технології обробки нафтогазових пластів вважаються перспективними за своїми технічними і економічними можливостями, а також екологічно чистими властивостями.

Особливістю цих технологій є те, що акустичне поле комплексно діє на різні властивості порід і флюїди, що їх насичують. Великі можливості акустичної дії на породи-колектори підтверджені широкими теоретичними і експериментальними, а також промисловими дослідженнями в різних нафтогазових регіонах.

Інтенсивна акустична дія, особливо в ультразвуковому діапазоні частот, перспективна в багатьох відношеннях. Її використання передбачає в основному розколювання привибійної зони пласта і відновлення початкових фільтраційних властивостей. Крім того, акустична дія супроводжується, як правило, додатковим радіальним тиском, зниженням в'язкості нафти, локальним прогріванням. Такі властивості методу особливо доцільні при розробці родовищ з високов'язкими нафтами, а також при обробці привибійних зон пластів, ускладнених відкладами парафіну. Глибина дії височастотних акустичних полів сумірна із зоною колювання ПЗП.

Для прогнозування результатів акустичної дії необхідно враховувати колекторські властивості порід (склад, пористість, проникність), властивості нафти, параметри акустичного поля. Тому перед застосуванням методу проводяться всі необхідні геофізичні дослідження свердловин. Лише такий підхід дозволить досягти бажаного результату.

Приведемо способи імпульсної обробки нафтогазових пластів.

Спосіб імпульсної обробки привибійної зони нафтоносних пластів відрізняється тим, що імпульсне навантаження генерується таким, щоб забезпечити максимальне значення величини коефіцієнта затухання хвиль тиску в процесі розповсюдження імпульсного навантаження в привибійній зоні нафтоносних пластів [162].

Відомо, що в'язкопружні властивості нафт суттєво впливають на параметри їх фільтрації в пористих середовищах. Встановлено, що в

результаті обробки нафти тиском її структура руйнується і значно зменшується в'язкість [163].

В основу винаходу поставлена задача шляхом імпульсного навантаження на привибійну зону нафтоносних пластів забезпечити максимальне значення величини коефіцієнта затухання хвиль тиску в процесі розповсюдження імпульсного навантаження в привибійній зоні нафтоносних пластів.

Для моделі фільтрації в'язкопружної рідини (нафти) у пористому середовищі, що має вигляд

$$-\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} = u + T_1 \frac{\partial u}{\partial t}; \quad -\beta \left( \frac{\partial p}{\partial t} + T_2 \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} \right) = \frac{\partial u}{\partial x}, \quad (8.1)$$

(де  $T_1$ ,  $T_2$  – часи релаксації в'язкопружної системи;  $\beta$  – коефіцієнт пружності;  $p$  – тиск;  $u$  – швидкість фільтрації;  $k$  – проникність;  $\mu$  – в'язкість нафти) встановлено, що коефіцієнт затухання  $\varphi$  хвиль тиску при імпульсному навантаженні такої системи досягає максимального значення [164]

$$\varphi_{\max} = \left[ \frac{\omega \left[ 1 + \omega^2 (T_1^2 + T_2^2 + \omega^2 T_1^2 T_2^2) \right]^{1/2} - \omega^2 (T_1 + T_2)}{2\kappa} \right]^{1/2}$$

при частоті  $\omega$ , яка визначається із виразу

$$\omega = \sqrt{1/(3T_1 T_2)}, \quad (8.2)$$

(де  $\kappa = k/(\mu/\beta)$ ).

Таким чином, найбільше розсіювання енергії імпульсного навантаження, а отже, найбільш інтенсивне руйнування структури в'язкопружної системи (8.1), що супроводжується зменшенням в'язкості нафти, виникає при імпульсній дії на в'язкопружну систему з частотою  $\omega$ , що визначається із виразу (8.2). Це означає, що існують оптимальні умови хвильової обробки в'язкопружної системи і частота цієї дії з метою зменшення в'язкості нафти [165].

Параметри релаксації  $T_1$  і  $T_2$  в'язкопружної системи (8.1) визначають згідно типових методик, попередньо отримавши криву відновлення тиску у свердловині [163].

Здійснення винаходу досягається наступним чином. Застосовуючи стандартні методики, отримують криву відновлення тиску у свердловині, розраховують параметри релаксації  $T_1$  і  $T_2$  і

обчислюють частоту  $\omega$  імпульсної дії згідно виразу (8.2), при якій коефіцієнт затухання хвиль тиску досягає максимального значення. В подальшому в інтервалі залягання нафтоносного пласта генерують імпульсне навантаження, в спектрі якого переважно (більше 70 %) мають бути присутніми частоти, близькі за значенням до частоти  $\omega$  згідно виразу (8.2). При такому режимі імпульсного навантаження створюються оптимальні умови хвильової обробки в'язкопружної системи (якою є привибійна зона нафтоносних пластів), що супроводжується досягненням максимального значення коефіцієнта затухання хвиль тиску, а отже, найбільшим розсіюванням енергії і найбільш інтенсивним руйнуванням структури в'язкопружної системи.

Досягнення технічного результату від застосування винаходу обумовлюється завдяки зниженню в'язкості нафти, в результаті чого покращується приплив нафти на вибій свердловини і підвищується її дебіт.

Спосіб хвильової обробки нафтоносного пласта, що включає опускання в свердловину в зону залягання пласта випромінювача хвиль для створення хвильової дії на пласт відрізняється тим, що хвильову дію на нафтоносний пласт здійснюють на частотах, що збуджують резонанс в пласті, при цьому за перше джерело резонансу вибирають природну стратифікацію масиву нафтоносного пласта, а за друге джерело резонансу вибирають джерело, пов'язане з мікроструктурою породи нафтоносного пласта [166].

Основою винаходу є створення такої хвильової дії на нафтоносний пласт, в результаті якої здійснюється збудження резонансу в пласті.

Першим джерелом резонансу слугує природна стратифікація масиву, при цьому резонансна частота  $\omega_s$  хвильової дії визначається згідно виразу [167]

$$\omega_s = c_s / (4H), \quad (8.3)$$

де  $c_s$  – швидкість хвилі зсуву в породі нафтоносного пласта;  $H$  – товщина нафтоносного пласта.

Друге джерело резонансу пов'язано з мікроструктурою породи нафтоносного пласта, при цьому частота  $\omega_m$ , при якій відбувається резонанс в породі пласта, визначається за формулою [168]

$$\omega_m = V/(10d), \quad (8.4)$$

де  $V$  – масова швидкість в породі нафтоносного пласта;  $d$  – діаметр зерен породи нафтоносного пласта.

Здійснення винаходу досягається наступним чином. Застосовуючи стандартні методики в лабораторних умовах із використанням кернів породи нафтоносного пласта визначають швидкість хвилі зсуву  $c_s$  та масову швидкість  $V$ . Використовуючи матеріали геофізичних досліджень по свердловині, визначають товщину нафтоносного пласта  $H$ . Діаметр зерен породи нафтоносного пласта  $d$  визначають в процесі дослідження під мікроскопом шліфів, виготовлених із керну породи нафтоносного пласта.

В подальшому згідно формул (8.3) і (8.4) визначають резонансні частоти нафтоносного пласта.

Після встановлення резонансних частот  $\omega_s$  і  $\omega_m$  вибирають тип випромінювача хвиль, що здатний генерувати хвилі з частотами  $\omega_s$  і  $\omega_m$ . В подальшому випромінювач хвиль на кабелі опускають в свердловину в зону залягання нафтоносного пласта і здійснюють хвильовий вплив на пласт на резонансних частотах  $\omega_s$  і  $\omega_m$ .

Хвильовий вплив на пласт на резонансній частоті  $\omega_s$  призводить до нарощування амплітуди коливань, в результаті чого відбувається розпад геоблоків на менші блоки, що супроводжується вивільненням енергії [13]. Крім того, вивільнення енергії відбувається також при хвильовій обробці нафтоносного пласта на резонансній частоті  $\omega_m$  в результаті повороту та руйнування зерен.

Переміщуючи випромінювач хвиль від нижньої до верхньої межі нафтоносного пласта, здійснюють хвильову обробку по всій його товщині. Час імпульсної обробки нафтоносного пласта – від 3 до 15 годин. В середньому 5–6 годин.

Досягнення технічного результату від застосування винаходу обумовлюється завдяки вивільненню енергії, що супроводжується зниженням в'язкості нафти і сприяє покращанню припливу нафти на вибій видобувної свердловини і підвищенню її дебіту.

Спосіб хвильової обробки нафтоносного пласта відрізняється тим, що хвильову дію на пласт здійснюють випромінювачем хвиль, який розташований в межах залягання пласта на резонансних частотах, що супроводжується вторинним високочастотним опроміненням нафтоносного пласта [169].



Основою винаходу є створення в процесі обробки нафтоносного пласта на резонансних частотах вторинного високочастотного опромінення пласта, частота  $\omega$  якого визначається за формулою [168]

$$\omega = \frac{2\pi c_2 \sqrt{c_2^2/c_1^2 - 1}}{\lambda}, \quad (8.5)$$

де  $\lambda$  – довжина хвилі вторинного високочастотного опромінення;  $c_1$  і  $c_2$  – швидкості сейсмічної і збудженої ультразвукової хвиль.

Здійснення винаходу досягається наступним чином. Використовуючи матеріали геофізичних досліджень по свердловині, визначають товщину нафтоносного пласта  $H$ . В подальшому згідно формули (8.3) визначають резонансну частоту  $\omega_s$  нафтоносного пласта, пов'язану з природною стратифікацією масиву пласта.

Так для найбільш поширеного типу породи нафтоносних пластів пісковика, для якого  $c_s = 1\,600$  м/с і товщина нафтоносного пласта складає  $H = 25,0$  м, хвильова обробка згідно формули (8.3) повинна відбуватися на резонансній частоті  $\omega_s = 16,0$  Гц.

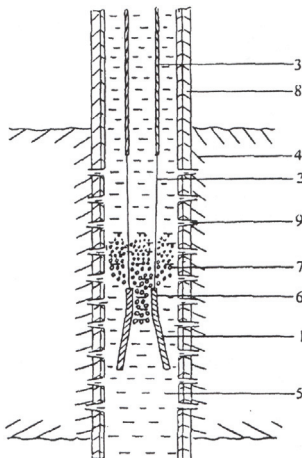
Після встановлення резонансної частоти  $\omega_s$  вибирають тип випромінювача хвиль, який здатний генерувати хвилю з частотою  $\omega_s$ . В подальшому випромінювач хвиль на кабелі опускають в свердловину в зону залягання нафтоносного пласта і здійснюють хвильовий вплив на нафтоносний пласт на резонансній частоті  $\omega_s$ .

Хвильовий вплив на пласт на резонансній частоті  $\omega_s$  призводить до розпаду геоблоків на менші блоки, що супроводжується вивільненням енергії і вторинним високочастотним опроміненням нафтоносного пласта [13] на частоті  $\omega$ , яка визначається за формулою (8.5). Це сприяє зменшенню зв'язку краплин нафти з твердою фазою пласта і покращує приплив нафти на вибір свердловини.

Спосіб хвильової обробки нафтоносного пласта відрізняється тим, що хвильова дія на пласт здійснюється в процесі захоплення пухирців, які утворюються при проходженні нафти через кавітатор, розташований в області залягання пласта (рис. 8.1) [170].

Здійснення винаходу досягається наступним чином. Спочатку проводять вибір відповідної моделі кавітатора. Згідно даних [171], при захопленні пухирців для досягнення тисків в межах  $(80 \dots 350) \cdot 10^5$  Па на відстані двох початкових радіусів пухирців

необхідно, щоб початковий радіус пухирців, сформованих кавітатором при проходженні через нього потоку рідини, становив 2,6...1,27 мм. При цьому для досягнення тиску 8,0–105 МПа діаметр перерізу кавітатора повинен становити 0,04 м і такий постійний переріз повинен бути у хвостовій частині кавітатора довжиною 0,6...0,85 м. Загальна довжина кавітатора складає 2,0...2,23 м [172].



**Рис. 8.1. Схема розташування кавітатора у свердловині:**

- 1 – кавітатор; 2 – жорстке з'єднання; 3 – насосно-компресорні труби; 4 – продуктивний пласт; 5 – нафта; 6 – звужений переріз кавітатора; 7 – пухирці; 8 – основна колона свердловини; 9 – перфораційні отвори

Кавітатор 1, що жорстким з'єднанням 2 приєднаний до насосно-компресорних труб 3, опускають у свердловину. Після розташування кавітатора в області залягання продуктивного пласта 4 відбуваються наступні процеси. Проходження нафти 5 через звужений переріз 6 кавітатора супроводжується руйнуванням суцільності потоку, зниженням тиску і утворенням області, що заповнена пухирцями 7, всередині яких знаходяться пари нафти, або газ, що виділяється із нафти. В подальшому русі впродовж основної колони свердловини 8 пухирці разом з нафтою попадають в область більш високого тиску, що створюється стовпом нафти в основній колоні. При цьому, нафта з великою швидкістю спрямовується всередину пухирців і відбувається їх захлопування. При захлопуванні газових пухирців випромінюються ударні хвилі [173] і виникає процес інтерференції різних по амплітуді

імпульсів тиску, які проходячи через привибійну зону свердловини, спричиняють руйнування структури нафти і зниження її в'язкості.

Досягнення технічного результату від застосування винаходу забезпечується завдяки використанню енергії рухомого потоку нафти і хвильової обробки пласта, що супроводжується зниженням в'язкості нафти і покращенням її припливу на вибій свердловини, що в цілому сприяє підвищенню дебіту свердловини.

Спосіб хвильової обробки нафтоносного пласта відрізняється тим, що імпульсну дію на низьких частотах здійснюють на нафтоносний пласт, в якому існують пухирцеві режими течії нафти. Взаємодія падаючої низькочастотної хвилі тиску із пухирцями газу супроводжується випромінюванням високочастотних хвиль. Високочастотні хвилі, взаємодіючи з нафтою, сприяють зменшенню її зв'язку з твердою фазою продуктивного пласта [174].

Відомо, що для зменшення зв'язку флюїду з твердою фазою пласта необхідна дія високочастотних коливань в межах десятків і сотень кілогерц [97]. При цьому високочастотні коливання, які створюються генератором високочастотних коливань, розташованим у свердловині, затухають вже в межах привибійної зони пласта. Відомо, що пухирцеві режими течії нафти спостерігаються у нафтоносних пластах, коли тиск на вибої свердловини менший за тиск початку виділення газу із нафти [161].

Здійснення винаходу досягається наступним чином. Спочатку проводять вибір відповідного типу генератора для створення хвильової обробки пласта в низькочастотному режимі з частотою до 50 Гц і амплітудою хвиль тиску до  $5,0 \cdot 10^6$  МПа. В подальшому опускають генератор низькочастотних хвиль в область залягання нафтоносного пласта і здійснюють його хвильову обробку.

Низькочастотні хвилі акустичної дії здатні поширюватись на досить значні відстані від джерела коливань, що створює можливість хвильової обробки пласта у віддалених від осередку збурення областях.

Взаємодія низькочастотних хвиль малої амплітуди з пухирцями газу, що існують в нафті при наявності пухирцевих режимів течії, супроводжується випромінюванням високочастотних хвиль в межах  $10^2$ – $10^3$  кГц [175], які в свою чергу взаємодіючи з нафтою, сприяють зменшенню її зв'язку з твердою фазою пласта, що супроводжується збільшенням притоку нафти на вибій свердловини.

Спосіб хвильової обробки нафтоносного пласта відрізняється тим, що хвильову високочастотну дію здійснюють на привибійну зону пласта, в якому існують пухирцеві режими течії нафти. Взаємодія високочастотних хвиль з пухирцями газу супроводжується захопуванням пухирців з одночасним утворенням ударних хвиль.

Суть винаходу полягає в тому, що хвильова обробка нафтоносного пласта, в якому існують пухирцеві режими течії флюїдів, відбувається в режимі на частотах 10–25 кГц з інтенсивністю випромінювання хвиль в межах 1,0–5,0 кВт/м<sup>2</sup> [176].

Здійснення винаходу досягається наступним чином. Спочатку проводять вибір відповідного типу генератора для створення хвильової обробки пласта у високочастотному режимі з достатньою інтенсивністю випромінювання хвиль. Так, для хвильової обробки найбільш поширених порід-колекторів нафти (пісковиків) пористістю 12–25 % і при використанні в процесі підйому нафти на поверхню насосно-компресорних труб зовнішнім діаметром 73 мм доцільно використовувати свердловинний акустичний випромінювач марки АИ-2 діаметром 40 мм, довжиною 1 800 мм, з діапазоном частот 11–14 кГц та інтенсивністю випромінювання 1,0 кВт/м<sup>2</sup> [43].

В подальшому опускають генератор високочастотних хвиль в область залягання нафтоносного пласта і здійснюють хвильову обробку привибійної зони нафтоносного пласта.

Взаємодія високочастотних хвиль з пухирцями газу в привибійній зоні пласта супроводжується захопуванням пухирців газу. Одночасно утворюються ударні хвилі, взаємодія яких з нафтою, що рухається в пористому середовищі привибійної зони нафтоносного пласта, супроводжується зниженням в'язкості нафти і зменшенням її зв'язку з твердою фазою породи пласта.

Спосіб хвильової обробки нафтоносного пласта відрізняється тим, що імпульсну дію здійснюють на нафтоносний пласт, в якому існують пухирцеві режими течії нафти. Взаємодія падаючої низькочастотної хвилі тиску з пухирцями газу супроводжується випромінюванням високочастотних хвиль. Високочастотні хвилі, взаємодіючи з нафтою, сприяють зменшенню її зв'язку з твердою фазою продуктивного пласта. Взаємодія високочастотних хвиль з пухирцями газу в привибійній зоні пласта супроводжується захопуванням пухирців газу з одночасним утворенням ударних хвиль. Взаємодія утворених ударних хвиль з нафтою, що рухається в

пористому середовищі привибійної зони нафтоносного пласта до вибою свердловини, супроводжується зменшенням зв'язку нафти із твердою фазою пласта і зниженням в'язкості нафти [177].

Здійснення винаходу досягається наступним чином. Спочатку проводять вибір відповідного типу генератора для створення хвильової обробки пласта в межах частот від 10 Гц до 25 кГц. В подальшому опускають генератор хвильової дії в область залягання нафтоносного пласта і здійснюють хвильову обробку пласта у віддалених областях в низькочастотному режимі з частотою до 50 Гц і амплітудою хвиль тиску до 5,0–10,0 МПа. Взаємодія низькочастотних хвиль малої амплітуди з пухирцями газу, що існують в нафті при наявності пухирцевих режимів течії, супроводжується випромінюванням високочастотних хвиль в межах  $10^2$ – $10^3$  кГц [175], які в свою чергу взаємодіючи з нафтою, сприяють зменшенню її зв'язку з твердою фазою пласта.

Після хвильової обробки нафтоносного пласта з пухирцями газу у віддалених від осередку збурення областях здійснюють хвильову обробку привибійної зони нафтоносного пласта з пухирцями газу у високочастотному режимі з частотою 10,0–25,0 кГц і інтенсивністю випромінювання хвиль в межах 1,0–5,0 кВт/м<sup>2</sup>.

Взаємодія високочастотних хвиль з пухирцями газу, що існують в нафті при наявності пухирцевих режимів течії, супроводжується захопленням пухирців газу з одночасним утворенням ударних хвиль, взаємодія яких з нафтою, що рухається в пористому середовищі нафтоносного пласта, супроводжується зниженням в'язкості нафти і зменшенням її зв'язку з твердою фазою породи пласта у привибійній зоні [67].

Для прикладу, для пласта товщиною 6,0 м час хвильової обробки по всій товщині складає в середньому 30–36 годин.

Досягнення технічного результату від застосування винаходу обумовлюється завдяки зниженню в'язкості нафти і покращанню її припливу на вибір свердловини.

Спосіб хвильової обробки структурованого нафтоносного пласта відрізняється тим, що хвильова дія на пласт здійснюється із застосуванням модульованих сигналів. Низькочастотна складова модулюючого сигналу повинна мати частоту рівну резонансній частоті блоків, які вміщує структурований нафтоносний пласт, а високочастотна частота несучого коливання модульованого сигналу

повинна дорівнювати резонансній частоті коливань зерен породи структурованого нафтоносного пласта.

В основу винаходу поставлена задача створення такої хвильової дії на структурований нафтоносний пласт, в результаті якої здійснюється збудження резонансу в пласті.

При цьому необхідно здійснити ефективну хвильову обробку структурованого нафтоносного пласта не тільки в межах його привибійної зони, але і на структурований нафтоносний пласт в цілому на значних відстанях від джерела хвильової обробки. Це досягається тим, що хвильова дія на структурований нафтоносний пласт здійснюється із застосуванням модульованих сигналів  $u_m(t)$  виду [178]

$$u_m(t) = u(t) \cos(\omega_n t + \varphi_n),$$

де  $u(t) = u_0(1 + m \cos \Omega t)$  – низькочастотна складова модульованого сигналу;  $u_0$  – амплітуда низькочастотного сигналу;  $\Omega$  – низька модулююча частота;  $m$  – індекс модуляції;  $\cos(\omega_n t + \varphi_n)$  – несуче високочастотне гармонічне коливання з частотою  $\omega_n$ ;  $\varphi_n$  – зсув за фазою (довільне число в межах  $0-2\pi$ ).

Низькочастотна складова модулюючого сигналу, який здатний поширюватись на досить значні відстані від джерела коливань, повинна мати частоту  $\Omega$ , що рівна резонансній частоті  $\omega_s$  блоків, які вміщує структурований нафтоносний пласт і яка визначається за формулою (8.3).

Частота несучого високочастотного гармонічного коливання  $\omega_m$  повинна дорівнювати резонансній частоті коливань зерен породи структурованого нафтоносного пласта і визначається виразом (8.4).

Здійснення винаходу досягається наступним чином. В лабораторних умовах із використанням кернів породи структурованого нафтоносного пласта визначають швидкість хвилі зсуву  $c_s$  та групову швидкість  $V$ . За матеріалами геофізичних досліджень визначають товщину нафтоносного пласта  $H$  і діаметр  $d$  зерен породи структурованого нафтоносного пласта.

В подальшому згідно формул (8.3) і (8.4) визначають резонансні частоти  $\omega_s$  і  $\omega_m$  структурованого нафтоносного пласта.

Так для найбільш поширеного типу породи нафтоносних пластів пісковика, для якого  $c_s = 1\,500$  м/с,  $V = 10$  м/с,  $d = 5 \cdot 10^{-5}$  м при товщині структурованого нафтоносного пласта 10,0 м згідно формул (8.3) і (8.4)

$$\omega_s = 37,5 \text{ Гц}; \quad \omega_m = 20 \text{ кГц.}$$

Після встановлення резонансних частот  $\omega_s$  і  $\omega_m$  вибирають тип випромінювача модульованих сигналів, який забезпечує передачу в середовище структурованого нафтоносного пласта модульованого сигналу, що складається з низькочастотної складової з частотою  $\omega_s$  і несучого високочастотного гармонічного коливання з частотою  $\omega_m$ .

В подальшому випромінювач модульованих сигналів на кабелі опускають в свердловину в зону залягання структурованого нафтоносного пласта і здійснюють хвильовий вплив на структурований нафтоносний пласт на резонансних частотах  $\omega_s$  і  $\omega_m$ .

Переміщуючи випромінювач модульованих сигналів від нижньої до верхньої межі структурованого нафтоносного пласта, здійснюють хвильову обробку по всій його товщині. Час імпульсної обробки структурованого нафтоносного пласта – від 3 до 15 годин.

Хвильовий вплив на структурований нафтоносний пласт на резонансній частоті  $\omega_s$  призводить до нарощування амплітуди коливань в середовищі структурованого нафтоносного пласта, в результаті чого відбувається розпад його блоків на менші блоки, що супроводжується високочастотним опроміненням структурованого нафтоносного пласта. Крім того, в процесі обробки на резонансній частоті  $\omega_m$  відбувається також вивільнення енергії в структурованому нафтоносному пласті в результаті повороту та руйнування зерен.

Досягнення технічного результату від застосування винаходу обумовлюється завдяки вивільненню високочастотної енергії на резонансних частотах  $\omega_s$  і  $\omega_m$  структурованого нафтоносного пласта, що супроводжується зниженням в'язкості нафти, послабленням зв'язку краплин нафти з твердою фазою структурованого нафтоносного пласта і в цілому сприяє покращанню припливу нафти на вибій нафтовидобувних свердловин і підвищенню їх дебіту.

### Апаратура акустичної дії

Конструктивна схема віброджерела низькочастотних гармонічних коливань для віброхвильової дії на продуктивний пласт із денної поверхні (рис. 8.2) складається з платформи 5, що встановлюється на ґрунтову основу 6 глибиною до 1 м. На платформі монтується дебалансний віброзбудник гармонічних коливань 2 з приводом від електродвигуна постійного струму 3 і вантажу 1. Управління збудником здійснюється від тиристорної системи живлення і управління 4 [13].

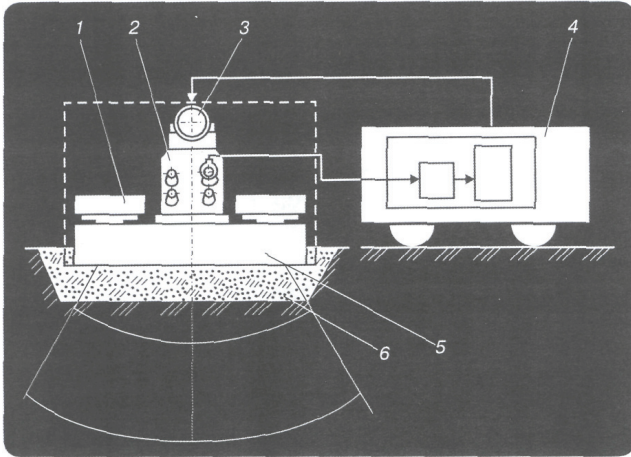


Рис. 8.2. Конструктивна схема віброджерела [13]

Технічні характеристики віброджерел представлені в табл. 8.1.

Таблиця 8.1. Технічні характеристики віброджерел [13]

Параметри	Тип віброджерела		
	ВМ1	ВМ2	ВМ3
Амплітуда сили, кН	260–600	260–600	260–600
Частота, Гц	8–18,5	9–16,5	8–18
Маса, т:			
загальна	82	72	74
найбільшого блоку	18	18	18
Потужність, споживана одним збудником, кВт	60	60	60



Зворотний зв'язок від нафтового пласта до віброджерела забезпечується сейсмодавачем, встановленим в свердловині на рівні нафтового пласта.

Для отримання максимальної ефективності акустичної дії технологічна апаратура повинна забезпечувати ініціювання механізмів комплексної дії на мікро- і макрорівнях. Створення акустичних систем такого класу потребує ефективного формування комбінованих акустичних коливань у високочастотному і низькочастотному діапазонах, що в умовах обмеженого діаметра видобувних свердловин є певною науково-технічною проблемою [43].

В середині 90-х років ХХ ст. була розроблена апаратура акустичної дії нового покоління. Застосування гідроакустичних технологій забезпечило підвищення акустичної потужності від 150–200 Вт до 1,5–3,0 кВт. Громіздкі вузькосмугові генератори були замінені на компактні широкофункціональні транзисторні підсилюючі пристрої.

В результаті розроблені і апробовані в промислових умовах ряд систем акустичної дії нового покоління. Характеристики перспективних моделей свердловинних випромінювачів (АІ-1, АІ-2, АІ-3) і генераторних пристроїв (ГУ-04, ГУ-06) приведені в табл. 8.2 і 8.3 [43].

**Таблиця 8.2. Свердловинні акустичні випромінювачі [43]**

	Діаметр, мм	Довжина, мм	Діапазон частот, кГц	Акустична потужність, Вт	Маса, кг	ККД, %
АІ-1	107	1600	13–18	5000	27	70
АІ-2	40	1800	11–14	1000	8	35
АІ-3	57	1900	25–35	4000	16	70

**Таблиця 8.3. Параметри генераторних пристроїв ГУ-04 і ГУ-06 [43]**

Параметри	ГУ-04	ГУ-06
Діапазон частот, кГц	10-28	10-60
Тривалість імпульсу, с	0,02–1	0,01–1
ККД, %	85	95
Тип сигналу	Т, ЧМ	Т, ЧМ, ДЧ
Маса, кг	45	35

Свердловинні випромінювачі виконані у вигляді обтічних снарядів в цілісних або перфорованих корпусах з титанових сплавів

(рис. 8.3–8.5) [43]. Випромінювачі АИ-1 та АИ-3 містять секційні п'єзокерамічні кільця, конструктивно сполучені в гірлянду у складі активної частини приладів. Активна частина перетворює електричний сигнал технологічного діапазону частот в радіальні коливання, які у вигляді рівномірної циліндричної хвилі діють на стінки свердловини і далі на продуктивну зону пласта. При ККД циліндричних випромінювачів 70–80 % питома електрична потужність такої хвилі на стінці обсадної колони свердловини (діаметром 5") досягає величин  $2 \text{ Вт/см}^2$  для АИ-1 і  $1 \text{ Вт/см}^2$  для АИ-3. Такі характеристики на порядок перевищують показники кращих аналогів [43].



Рис. 8.3. Акустичний випромінювач АИ-1



Рис. 8.4. Акустичний випромінювач АИ-2



Рис. 8.5. Акустичний випромінювач АИ-3

Особливістю випромінювача АИ-2 є п'єзокерамічні стрижньові перетворювачі, які попарно забезпечують формування зустрічних осьових коливань, що перетворюються в спеціальних акустичних вікнах в радіальні циліндричні хвилі. Питома акустична потужність хвиль на стінці свердловини досягає величини  $1 \text{ Вт/см}^2$ . Не дивлячись на знижений ККД подібних перетворювачів (35–40 %), стрижньові конструкції з п'єзоактивних матеріалів дозволяють забезпечити діапазон технологічних частот до 10–14 кГц при високій питомій потужності акустичних коливань для свердловинних снарядів малого діаметру.

Нове покоління генераторних пристроїв (рис. 8.6 і 8.7) [43] засноване на застосуванні транзисторних підсилювачів в ключовому режимі роботи з використанням методів фазоімпульсної модуляції для управління параметрами сигналів збудження акустичних випромінювачів.

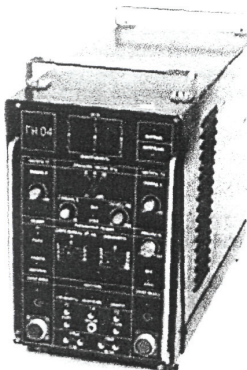


Рис. 8.6. Генераторний пристрій ГУ-04

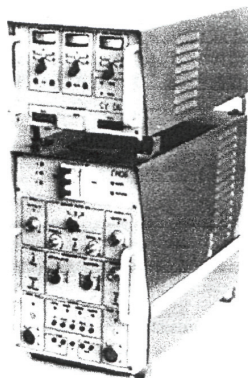


Рис. 8.7. Генераторний пристрій ГУ-06

Прилад ГУ виконаний у вигляді конструктивно закінчених блоків: пульта введення мережі, генератора напруги (ГН) і погоджувального пристрою (ПП), сполучених кабельними перемичками, що полегшує монтаж апаратури у складі геофізичної лабораторії. Вихід приладу ГУ з'єднується з підйомником через спеціальний вихідний кабель. Конструктивне і електричне з'єднання свердловинного приладу з кабелем забезпечується через стандартну малогабаритну геофізичну з'єднувальну головку. Визначення режимів роботи ГУ виконує оператор відповідною установкою органів управління блоку ГН. Контроль параметрів реалізується стрілочними індикаторами вихідних величин струму і напруги сигналу на виході ГУ.

Перевагою апаратури системи акустичної дії нового покоління є наявність тракту контролю амплітуди акустичних коливань, що забезпечує передачу знакопостійної напруги від давача акустичних коливань через пристрій кабельної розв'язки до індикатора у складі блоку ПП. Наявність сигналу контролю дозволяє оператору встановити частоту сигналу збудження акустичного випромінювача з умови максимальної амплітуди акустичних коливань з урахуванням зміни параметрів навколишнього середовища і положення активної бази випромінювача в стовбурі свердловини [43].

Додатковою перевагою останніх модифікацій наземних приладів є реалізація двочастотного (ДЧ) режиму збудження свердловинних випромінювачів, що забезпечує режим параметричного випромінювання з формуванням в породі низькочастотних коливань.

Впровадження нових принципів створення генераторів на новій елементній базі забезпечило зменшення габаритів і маси наземної частини систем акустичної дії більше ніж в 3–6 разів при істотному збільшенні вихідної потужності в широкому діапазоні технологічних частот.

Значного прогресу досягнуто у приладі ГУ-06 (рис. 8.7), ключові підсилювачі якого виконані на елементах провідних фірм в області енергетичної електроніки Toshiba, Philips, IRF. Питомі показники нового приладу більше ніж на порядок перевищують характеристики моделей генераторних пристроїв, що використовувалися раніше [43].

У системах акустичної дії даного класу передача енергії збудження свердловинному акустичному випромінювачу здійснюється від наземного генераторного пристрою через геофізичний кабель типу КГ-3. Застосування кабелю типу КГ-1 для передачі потужного сигналу технологічного діапазону частот неможливо, внаслідок короткозамкнутого витка броні кабелю на барабані підйомника.

Використання кабелю типу КГ-7 обмежене через значний зовнішній діаметр і велику величину погонної ємності. Для кабелю КГ-3 найбільш оптимальною є довжина кабелю 3–4 км. При цьому коефіцієнт передачі енергії дорівнює 0,25–0,40, що при потужності на вході кабелю 8 кВт відповідає номінальній потужності збудження свердловинних приладів 2,0–3,0 кВт [43].

Таким чином, у більшості практичних випадків, акустична потужність обробки продуктивної зони свердловин обмежена параметрами лінії передачі енергії через геофізичний кабель.

Залежно від типу оброблюваних свердловин в технології акустичної дії використовуються два способи спуску-підйому свердловинних приладів: через насосно-компресорні труби (НКТ), або через колону обсадних труб при відкритому гирлі свердловини.

Робота через труби НКТ обмежує діаметр свердловинних приладів. Для НКТ діаметром 2,5" придатним є лише прилад АІ-2, обмежена потужність якого істотно зменшує енергетичну ефективність дії. НКТ діаметром 3" значно розширює можливості акустичної дії за рахунок застосування приладу АІ-3. Проте НКТ великого діаметру використовуються в основному в газовій промисловості і дуже рідко зустрічаються на нафтовидобувних промислах, що звужує сферу застосування комплексної технології акустичної дії. При відкритому гирлі найбільш перспективним є

застосування акустичного приладу АИ-1 великого діаметру, який після попереднього шаблонування шаблоном (112–120) мм, може бути доставлений в продуктивну зону свердловини з обсадною колоною діаметром більше 5" [43].

Апаратура акустичної випромінюючої системи (АВС) може бути змонтована на базі штатного геофізичного підйомника, що забезпечує спускопідйомні операції свердловинного випромінювача і його встановлення в заданий інтервал продуктивної зони пласта. Для забезпечення прив'язки свердловинного випромінювача до інтервалів перфорації свердловини використовується стандартна геофізична лабораторія, до складу якої входить наземний генераторний пристрій. Забезпечення АВС електроживленням відбувається від промислової трифазної електромережі 380 В, 50 Гц через спеціальний силовий чотирижильний кабель із роз'ємним з'єднувачем для підключення до розподільних щитів нафтопромислу [43].

Час обробки продуктивної зони від 0,5 до 2 годин на 1 м продуктивної зони. Для контролю енергетичної дії при обробці і правильності встановлення свердловинного приладу рекомендується здійснювати термометрію до і після акустичної дії.

*Технологічний процес акустичної реабілітації свердловин і пластів (АРСiП) здійснюється свердловинним акустичним комплексом «ІНЕФ-1» до складу якого входять [63]:*

- випромінювач акустичний свердловинний «ІНЕФ1-44» і його модифікації «ІНЕФ1-37», «ІНЕФ1-100» для роботи по НКТ і обсадній колоні. У якості п'єзоматеріалу використовується керамічний компаунд;

- джерело живлення типу «ІП-ІНЕФ-1-Л» або «ІП-КОНСЕНТ» з пристроєм контролю параметрів роботи свердловинного акустичного випромінювача.

*Ультразвуковий прилад, запропонований в роботі [100], складається з наземної і занурювальної частин, які з'єднуються між собою трьохжильним геофізичним кабелем КГ-3-90-180. Занурювальна частина містить в собі ультразвукові вібратори.*

Наземна частина складається з блоків живлення і керування вібраторами.

Технічні параметри ультразвукового приладу приведені в табл. 8.4.

Таблиця 8.4. Технічні характеристики ультразвукового приладу [100]

Блок живлення	Мережа змінного струму напругою 220±5В, частотою 50±1 Гц
Габарити наземного блоку живлення, мм	400×450×550
Габарити погрузного блоку: діаметр, мм довжина випромінювача, мм	76 до 2000
Вага блоку живлення, кг	до 70
Вага занурювальної частини, кг	до 50
Режим роботи	безперервний, імпульсний
Робоча частота, кГц	20
Питома інтенсивність випромінювання, Вт/см <sup>2</sup>	6–10
Витрата електроенергії, кВт/г	15

У якості джерел ударно-хвильової дії використовуються електророзрядні та акустичні свердловинні пристрої різних типів [179].

Пристрої дають можливість здійснювати хвильовий вплив на пласт як в середовищі пластового флюїду, так і в середовищі хімічних реагентів, що забезпечує найефективнішу реагентно-імпульсну дію, яка включає хімічну і механічну обробки пласта. Технічні параметри обладнання і технологічні прийоми, що застосовуються, дають змогу локально і направлено діяти на вибрані ділянки пласта як за напрямком, так і за потужністю, працювати при температурах до 100 °С і тисках до 40,0 МПа з енергетичними параметрами, що забезпечують отримання технологічного ефекту [180].

Прилад СКІФ-100 М [181] призначений для обробки привибійних зон нафтогазових, нагнітальних і водозабірних свердловин шляхом створення хвиль стискання, що генеруються каналом розряду. Прилад використовується для збільшення припливу флюїдів у свердловину з погіршеним станом привибійної зони із-за закупорювання порового простору відкладами солей, парафіну, смол та інших сполук.

## Розділ 9

### КИСЛОТНА ОБРОБКА ПРИВИБІЙНИХ ЗОН НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Кислотні обробки головним чином використовуються в піщаних породах з вмістом карбонатів більше 20 % або з цементуючим матеріалом, що складається з карбонатів кальцію чи магнію.

Основною кислотою, що використовується є соляна кислота (HCl). Вона ефективно впливає на карбонат кальцію або магнію, утворюючи розчинні хлориди, що легко виводяться з ПЗП. Соляна кислота є дешевою і недефіцитною. Використовуються й інші кислоти: оцтова, мурашина, фосфорна і т. п. У кислотні розчини вводяться й різні присадки для зменшення поверхневого натягу, уповільнення реакції, інгібітори корозії і т. ін.

При закачуванні в пласт кислотного розчину при тисках нагнітання менших, ніж тиск гідророзриву, очищуються і розширюються пори в привибійній зоні пласта або тріщини і мікротріщини в породі-колекторі, відновлюючи таким чином погіршену проникність обробленої зони, а в деяких випадках навіть збільшуючи її початкове значення.

При рівномірному проникненні кислотного розчину в пустоти продуктивного пласта навколо свердловини радіус зони проникнення кислоти, що не прореагувала визначають з виразу [182]

$$R = \sqrt{\frac{qt}{\pi hm} + r_c^2}, \quad (9.1)$$

де  $q$  – об'єм кислотного розчину,  $\text{см}^3/\text{с}$ ;  $t$  – тривалість реакції до нейтралізації кислотного розчину,  $\text{с}$ ;  $h$  – потужність пласта,  $\text{см}$ ;  $m$  – пористість породи, долі одиниці;  $r_c$  – радіус свердловини,  $\text{см}$ .

Приведемо склад для обробки привибійної зони пласта для підвищення дебіту нафтогазовидобувних свердловин.

Склад для обробки привибійної зони пласта, що містить вуглеводневу рідину, розчин соляної кислоти і стабілізатор відрізняється тим, що у якості стабілізатора використовують 50 %-ний вуглеводневий розчин пеку талового масла при наступному співвідношенні компонентів, мас. %:

вуглеводнева рідина	30,0–57,0;
12–18 %-ний розчин соляної кислоти	40,0–65,0;
50 %-ний вуглеводневий розчин пеку талового масла	3,0–5,0.

Винахід відноситься до нафтогазовидобувної промисловості і може бути використаний для кислотної обробки привибійної зони нафтогазового пласта, що представлений карбонатним колектором, або як рідина для перфорації чи проведення гідравлічного розриву пласта.

В основу винаходу поставлена задача створити склад для обробки привибійної зони пласта, в якому за рахунок зміни реагентів досягається зниження швидкості реакції з карбонатною породою і уповільнюється руйнування на поверхні.

Як вуглеводневу рідину можна використовувати спавов'язкі товарні нафти, дизельне паливо, легкі дистиліати установок зі стабілізації нафти та ін.

Соляну кислоту використовують за ГОСТ 852-78 або ТУ 6-01-714-77.

Концентрація розчину соляної кислоти, що використовується у складі, знаходиться в межах 12–18 %. 12 %-ний розчин соляної кислоти використовують при мінімальному об'ємному вмісті 40 мас. % у складі, а 18 %-ний розчин при максимальному об'ємному вмісті 65 мас. % у складі. Використання концентрації розчину соляної кислоти менше ніж 12 % знижує вміст 100 % соляної кислоти у складі в 1,2 рази при неістотному зниженні швидкості реакції з мармуром та ідентичному часі руйнування складу, а застосування концентрації розчину соляної кислоти більше ніж 18 % істотно збільшує швидкість реакції складу з мармуром при збільшенні вмісту 100 % соляної кислоти всього у 1,1 рази.

50 %-ний вуглеводневий розчин талового масла (тарін) є спавов'язкою і повільно застигаючою (при мінус 30 °С) рідиною темного кольору, суміш якої включає, в мас. %:

пек талового масла	50;
гас	10;
каталізатор риформінгу нафти	40.

Таловий пек, що входить у 50 %-ний вуглеводневий розчин пеку талового масла (таріну) є відходом ректифікації талового масла на



целюлозно-паперових комбінатах. До його складу входять: жирні кислоти – 27,3–38,2; смоляні кислоти – 15,9–21,6, окислені речовини – 10,1–22,0 і неомилені речовини – 27,1–33,2.

Пек талового масла, який є повністю вуглеводнерозчинним продуктом, може бути розчинений у будь-якому вуглеводневому розчиннику.

Приклад.

У 280 см<sup>3</sup> нафти, розміщеної у пластмасовому стакані об'ємом 1 000 см<sup>3</sup> при температурі 20 °С і постійному перемішуванні у змішувачі з частотою обертання валу мішалки 3·10<sup>3</sup> хв<sup>-1</sup> послідовно вливають 200 см<sup>3</sup> 12 %-ного розчину соляної кислоти. Склад, що утворився, диспергують протягом 10 хвилин. Після закінчення диспергування склад охолоджують до 20 °С, ділять на 5 рівних частин, після чого проводять випробування.

В промислових умовах склад одержують на спеціальних стаціонарних установках з приготування складу або безпосередньо на свердловині з використанням агрегатів ЦА-320 і спеціальних диспергаторів.

Швидкість реакції запропонованого складу із зразками мармуру відомої маси (кубиками правильної форми) загальною площею поверхні 7±0,2 см<sup>2</sup> оцінюють після попереднього розміщення скляного стакану зі складом у термостаті, нагрівання складу до 80±1 °С і реєстрацією часу реакції за секундоміром.

Температуру складу контролюють ртутним термометром. Склад періодично (3–5 хв.) перемішують скляною паличкою для імітації його руху у пласті. Після витримки зразків мармуру у контакті зі складом їх виймають, промивають водою, ацетоном, сушать у шафі при температурі 105 °С до одержання постійної маси і зважують на аналітичних вагах. Для кожного часу реагування складу із зразками мармуру використовують нову порцію складу і зразок мармуру.

Руйнування складу контролюють візуально за початком відокремлення вільного об'єму розчину соляної кислоти у нижній частині стакану. Після руйнування складу дослідження припиняють, оскільки швидкість реакції в цьому випадку практично не відрізняється від реакції чистого розчину соляної кислоти.

Склади за приведеним та іншими прикладами, а також їх властивості наведені у табл. 9.1.

Таблиця 9.1. Склади для кислотної обробки ПЗП та їх властивості

№ досліду	Запропонований склад					
	Тарін, мас. %	Вуглеводнева рідина		Розчин соляної кислоти		Вміст 100 % соляної кислоти, г/100 см <sup>3</sup>
		вид	мас. %	конц. %	мас. %	
1	3,0	нафта	57,0	12,0	40,0	5,08
2	3,5	диз. паливо	35,0	18,0	60,0	11,75
3	4,0	дистилят	45,5	15,0	50,0	8,05
4	4,0	диз. паливо	36,0	12,0	60,0	7,62
5	5,0	нафта	55,0	18,0	40,0	7,83
6	3,5	нафта	36,0	18,0	60,0	11,75
7	4,0	нафта	56,0	18,0	40,0	7,83
8	4,0	нафта	36,0	12,0	60,0	7,62
9	3,6	нафта	56,4	12,0	40,0	5,08
10	5,0	диз. паливо	34,5	18,0	65,0	11,75
11	4,0	нафта	31,0	18,0	60,0	12,73
12	5,0	нафта	57,0	18,0	40,0	6,25
13	4,5	нафта	57,0	10,0	40,0	4,19
14	5,0	диз. паливо	35,0	20,0	60,0	13,18
Відомі склади						
Емульгал	3,5	диз. паливо	16,5	15,0	80,0	12,88
Аміди кислот талового масла	2,25	нафта	47,75	15,0	50,0	8,05

Продовження табл. 9.1

№ досліду	Властивості запропонованого складу					
	В'язкість, мПа·с	Швидкість реакції з мармуром при 80 °С (г/м <sup>2</sup> ) на протязі часу, хв.				
		30	60	120	180	240
1	48,3	192,46	262,0	358,10	504,49	руйнування
2	142,6	168,07	521,92	555,08	руйнування	
3	39,2	170,13	183,82	308,4	373,03	руйнування
4	149,1	506,07	506,93	894,36	руйнування	
5	57,8	221,41	248,40	487,11	руйнування	
6	298,1	495,05	754,02	809,25	руйнування	
7	47,0	346,80	356,51	843,22	руйнування	
8	242,3	487,80	509,08	627,87	руйнування	
9	43,1	412,54	755,57	руйнування		
10	192,6	188,40	501,00	544,21	руйнування	
11	404,5	591,08	1105,40	1183,39	руйнування	
12	37,4	755,57	2373,24	руйнування		
13	47,4	169,82	234,80	329,42	501,34	руйнування
14	154,7	221,51	732,0	849,10	руйнування	
Властивості відомих складів						
Емульгал	324,0	6962,96	руйнування			
Аміди кислот талового масла	23,5	1657,46	руйнування			

З даних табл. 9.1 видно, що найефективнішими є концентраційні межі таріна у складі 3,0–5,0 мас. %, а оптимальним – 4,5 мас. %. При зниженні концентрації таріна менше ніж 3,0 мас. % склад руйнується через 60 хвилин, а при збільшенні більше ніж 5,0 мас. %, властивості складу не зазнавали істотних змін.

Зниження об'єму розчину соляної кислоти у складі менше ніж 40 мас. %, як і його збільшення більше ніж 65 мас. %, призводять до руйнування складу через 60 хвилин. Оптимальним у складі є об'єм розчину соляної кислоти 15 %-ної концентрації в кількості 55 мас. %. Вибір концентраційних меж розчину соляної кислоти (12–18 %) ґрунтується на традиційних методиках кислотних обробок, що використовуються для цієї мети в нафтогазовій промисловості.

У порівнянні з відомим складом [183] на основі емульгала запропонований склад при температурі 80 °С має у 6–9 разів триваліший час існування і у 7,8–41,4 разів нижчу швидкість реакції за перші 30 хвилин контакту із зразками мармуру, а його вартість знижується у 5–7 разів.

У порівнянні з відомим складом [184] на основі амідів кислот талового масла запропонований склад при температурі 80 °С має у 4–6 разів триваліший час існування, у 1,9–9,9 рази нижчу швидкість реакції за перші 30 хвилин контакту із зразками мармуру, а його вартість знижується в 2–4 рази. Діапазон ефективної в'язкості складу знаходиться в межах 39,2–298,1 мПа·с.

За період цілісного існування складу 120–180 хвилин при температурі 80 °С він може бути доставлений у пласт на значну відстань від стовбура свердловини, що збільшує ефективність кислотної обробки. Повне руйнування складу після цього часу полегшує його реакцію з гірською породою у глибині пласта і винесення продуктів реакції на денну поверхню.

Джерела водопроявів у продукції видобувних свердловин – це передусім:

- пластові води, що закачуються в нагнітальні свердловини;
- пластові води, що надходять з горизонту, який розробляється, або з вище- чи нижчезалягаючих пластів каналами негерметичного заколонного простору.

В цілому обводнення нафтових свердловин – процес закономірний в умовах розробки родовищ при активній підтримці пластового тиску. Необхідно лише запобігти передчасному прориву води і знизити темп обводнення. Цього можна досягнути

оптимізацією розробки об'єкта в цілому, включаючи регулювання діючої потужності пласта в нагнітальних свердловинах та фільтраційних потоків між нагнітальними і нафтовими свердловинами, а також обмеженням водопритоку в конкретних нафтових свердловинах. Для цього необхідне проектування оптимальних конструкцій свердловин, підтримка обмежувальних режимів їх експлуатації і проведення ремонтно-ізоляційних робіт з використанням або тампонажного цементу (традиційний матеріал), або хімічних реагентів [185].

Завдання обмеження водопритоку за допомогою хімічних реагентів полягає в зниженні водопроникності і підвищенні, або принаймні збереженні на колишньому рівні проникності ПЗП по нафті. Більшість хімічних методів вирішують в основному першу частину завдання і частково другу.

У привибійну зону пласта закачують розчин водоізолюючого хімічного реагенту, що протягом певного часу формує в поровому (або тріщинному) просторі ПЗП водоізолюючу масу, яка утворюється селективно лише в просторі, зайнятому водяною фазою.

Приведемо розроблений піноутворюючий склад для обмеження водопритоку в свердловину.

Піноутворюючий склад для обмеження притоку пластової води в свердловину, що містить піноутворювач – сульфатний чорний луг, стабілізатор піни, добавку і прісну воду відрізняється тим, що як стабілізатор піни використовують поліетиленоксид, а як добавку – конденсовану сульфат-спиртову барду при наступному співвідношенні компонентів, мас. %:

сульфатний чорний луг	20–30;
поліетиленоксид	2–5;
конденсована сульфат-спиртова барда	3–5;
прісна вода	решта.

Винахід відноситься до нафтогазовидобувної промисловості, зокрема до піноутворюючих складів, які використовують для обмеження притоку пластової води в свердловину.

В основу винаходу поставлено завдання створити такий піноутворюючий склад для обмеження водопритоку в свердловину, в якому за рахунок збільшення стійкості і поліпшення структурно-механічних властивостей одержуваної піни забезпечується підвищення ізолюючої здатності складу.

Сульфатний чорний луг – побічний продукт целюлозно-паперових комбінатів, рідина коричневого кольору, густиною 1,2–1,28 г/см<sup>3</sup>.

Поліетиленоксид – високомолекулярна органічна речовина, окис продукту полімеризації етилену. Являє собою твердий матеріал білого кольору. При нагріванні розчинний в ароматичних і хлорованих вуглеводнях. Нетоксичний.

Конденсована сульфит-спиртова барда – високов'язка рідина (в'язкістю до 100 мПа·с), темно-коричневого кольору, густиною 1,11–1,15 г/см<sup>3</sup>, із вмістом 20–25 % сухих речовин.

Запропонований склад одержують у такий спосіб.

Готують розчин поліетиленоксиду в прісній воді, додають сульфатний чорний луг і ретельно перемішують. Потім, до отриманого розчину додають конденсовану сульфит-спиртову барду і знову ретельно перемішують.

Для дослідження складу виготовлялась серія складів із граничним і оптимальним змістами компонентів.

Дослідження проводили у такий спосіб.

Склад спінювали за допомогою пропелерної мішалки. Стійкість піни, що утворилася, визначали за швидкістю виділення з піни 50 см<sup>3</sup> (50 %) піноутворюючого складу.

Результати досліджень приведені в табл. 9.2. Для порівняння в табл. 9.3 наведені значення стійкості піни за широко відомим складом [186].

Таблиця 9.2. Стійкість піни, що утворюється за запропонованим складом

Поліетиленоксид, мас. %	Конденсована сульфит-спиртова барда, мас. %	Сульфатний чорний луг, мас. %								
		30			35			40		
		Стійкість піни, с/см <sup>3</sup>	Час ви- ділення 50 % складу, год	Об'єм піни, см <sup>3</sup>	Стійкість піни, с/см <sup>3</sup>	Час ви- ділення 50 % складу, год	Об'єм піни, см <sup>3</sup>	Стій- кість піни, с/см <sup>3</sup>	Час ви- ділення 50 % складу, год	Об'єм піни, см <sup>3</sup>
1	3	3240	45	200	12168	169	210	10872	151	260
	4	3816	53	190	13320	185	180	12672	176	210
	5	360	50	250	12456	173	200	1209	168	195
2	3	8064	112	225	14256	198	215	12888	179	280
	4	9288	129	200	16200	225	250	13752	191	205
	5	7560	105	190	13464	187	230	13248	184	235
3	3	9504	132	200	13176	183	210	13752	191	190
	4	10368	144	230	15696	218	235	14904	207	165
	5	9000	125	225	12888	179	260	12240	170	210

Примітка. Прісна вода до 100 мас. %.

Таблиця 9.3. Стійкість піни, що утворюється за відомим складом [185]

Бентонітова глина, мас. %	Хлористий кальцій, мас. %	Сульфатний чорний луг, мас. %					
		20			30		
		Стійкість піни, с/см <sup>3</sup>	Час виді- лення 50 % складу, год	Об'єм піни, см <sup>3</sup>	Стійкість піни, с/см <sup>3</sup>	Час виді- лення 50 % складу, год	Об'єм піни, см <sup>3</sup>
0,5	3	2350	33	220	7694	107	250
	5	2243	31	250	15200	211	150
	7	2335	32	200	7235	100,5	200
1,0	3	6160	86	300	7560	105	270
	5	5144	71,5	200	32000	344	120
	7	3788	53	200	6778	94	190
1,5	3	5300	73	300	9180	127	140
	5	6735	93	250	15520	215	120
	7	4093	57	180	4776	66	200

Крім стійкості піни, визначали статичну напругу зсуву на приладі СНС-2, як показник структурно-механічних властивостей утвореної піни. У табл. 9.4 наведені результати визначення структурно-механічних властивостей піни, що утворюється за відомим і запропонованим складами при оптимальних співвідношеннях компонентів.

Таблиця 9.4. Структурно-механічні властивості піни, що утворюється за складами при оптимальному співвідношенні компонентів

Відомий склад				Запропонований склад			
Бентонітова глина, мас. %	Хлористий кальцій, мас. %	Сульфатний чорний луг, мас. %		Поліетиле- ноксид, мас. %	Конденсована сульфит- спиртова барда, мас. %	Сульфатний чорний луг, мас. %	
		35	40			20	30
		Статична напруга зсуву, мг/см <sup>2</sup>				Статична напруга зсуву, мг/см <sup>2</sup>	
1.0	3	17,5	13,3	3	4	28,7	23,9
	5	21,8	19,6			5	28,5

Примітка. Прісна вода до 100 мас. %

Як видно з даних табл. 9.2–9.4, запропонований склад дозволяє підвищити ізолюючу здатність складу за рахунок збільшення стійкості і поліпшення структурно-механічних властивостей одержуваної піни.

При змішуванні запропонованого складу з пластовою водою Прилуцького родовища за проміжок часу від 1 до 30 с утворилась стійка гелеподібна маса, при цьому температура знаходилась у межах від 30 до 120 °С.

Запропонований склад можна використовувати у широкому діапазоні температур з утворенням міцних осадів у достатній для ізоляції кількості.

## Розділ 10

### РЕМОНТНІ РОБОТИ У ВИДОБУВНИХ СВЕРДЛОВИНАХ

Для ліквідації прихвату труб у свердловині використовують широко відомі лінійно-імпульсні двигуни, що розташовують на гирлі свердловин. При цьому хвилі деформації формуються в статично навантаженій бурильній, або обсадній колонах та розповсюджуються до зони прихвату, передаючи при цьому навантаження, яке призводить до звільнення прихоплених труб. Недоліком таких пристроїв є великі втрати енергії при передачі її по колоні від гирла до місця прихвату.

Ліквідацію прихвату труб у свердловині здійснюють також за рахунок вібрації («струшування») колони при проведенні вибуху торпеди із детонуючого шнура. «Струшування» бурових або обсадних колон – це послаблення при вибуху зчеплення колони труб із затрубним середовищем. Недоліком такого способу є те, що для «струшування» використовують поодинокі вибухи розрахункової потужності. При невдалій спробі ліквідації прихвату труб процес потрібно повторювати з додержанням обмежень потужності вибуху, щоб не спричинити руйнування колони.

Приведемо розроблені способи проведення ремонтних робіт у видобувних свердловинах.

Спосіб ліквідації прихвату труб у свердловині (розроблений сумісно з В.М. Казанцевим і Г.М. Лисяним), що включає вивільнення труб за рахунок вібраційного впливу при здійсненні вибуху розрахункової потужності у свердловинній рідині в зоні прихвату, відрізняється тим, що «струшування» здійснюють за рахунок енергії, яка виділяється при проведенні електричних розрядів, потужність яких може регулюватися в процесі їх проведення з частотою повторення, що дорівнює резонансній частоті обсадної або бурильної колони труб.

В основу винаходу покладено завдання створити такий спосіб ліквідації прихвату труб у свердловині, який забезпечив би більшу ефективну технологію вивільнення труб з одночасним підвищенням надійності робіт.

Суть винаходу полягає у виборі потужності та частоти роботи електророзрядного пристрою.

Електричні розряди в рідині мають характер вибухів, тому що за короткий термін часу виділяється потужна енергія, яка періодично накопичується в ємності електророзрядного пристрою. При цьому створюється високий тиск у каналі розряду, що супроводжується виникненням гідравлічних ударних хвиль. Це призводить до виникнення коливального процесу та вібрації прихвачених труб, в результаті чого зменшується зчеплення труб із затрубним середовищем.

В період здійснення електричних розрядів труби натягують за допомогою кронблоку талевої системи та лебідки бурової установки. Найбільший ефект зменшення зчеплення труб із затрубним середовищем одержують при частоті повторення електричних розрядів, що дорівнює резонансній частоті колони труб. При цьому амплітуда вібрації труб максимальна.

Потужність електричних розрядів розраховують в залежності від діаметра труб і їх товщини.

Таким чином, за рахунок вібрації колони труб на резонансній частоті здійснюють ліквідацію їх прихвату.

Спосіб реалізується наступним чином.

При прихваті труб у свердловині за допомогою геофізичних методів визначають глибину прихвату. Визначають також потужність електророзрядного пристрою. На кабелі у свердловину в зону прихвату опускають електророзрядний пристрій, частоту роботи якого задають за допомогою наземного блоку управління. Натягують колону труб за допомогою кронблоку талевої системи та лебідки бурової установки. Включають електророзрядний пристрій і, змінюючи частоту повторення електричних розрядів, здійснюють пошук резонансної частоти коливань колони труб, що супроводжується зменшенням витраченої енергії від наземного джерела живлення. Електричні розряди здійснюють до моменту ліквідації прихвату труб у свердловині.

Спосіб дозволяє ефективно і надійно здійснювати роботи по вивільненню прихвачених труб і не потребує великих витрат.

Спосіб ремонту обсадної колони (розроблений сумісно з ЗАТ «Міжнародний науково-технічний університет ім. акад. Ю. Бугая»), що включає спуск до місця дефекту гофрованих пластирів, їх установку та притискання до обсадної колони з перекриттям один одного та дефектної ділянки відрізняється тим, що притискання



пластирів здійснюють за рахунок енергії спрямованого вибуху в свердловинній рідині, при цьому допустимий тиск на пластир в процесі притискання його до дефектної ділянки обсадної колони визначається за виразом:

$$P_0 = \frac{1-r_1/r_2}{1+r_1/r_2} \sigma_p, \quad (10.1)$$

де  $P_0$  – допустимий тиск;  $r_1$  і  $r_2$  – внутрішній і зовнішній радіуси пластиру, відповідно;  $\sigma_p$  – межа міцності матеріалу пластиру на розрив. У свердловину спускають цілісну конструкцію з'єднаних між собою гофрованих пластирів, всередині яких вздовж їх поздовжньої осі за допомогою еластичних центраторів закріплюється корпус з рівномірно розподіленими в ньому по довжині зарядом вибухової речовини, а електрозапальник з'єднаний з наземним джерелом живлення вантажонесучим кабелем [187].

Суть винаходу полягає у спрощенні процесу ліквідації дефектних ділянок обсадної колони при більш ефективному використанні розрахункової, рівномірно і радіально спрямованої вибухової енергії для притискання гофрованих пластирів до стінок обсадної колони в зоні дефектних ділянок. Рівномірність тиску по всій довжині пластиру забезпечується за рахунок цілісної конструкції з'єднаних між собою гофрованих пластирів, всередині яких вздовж їх поздовжньої осі за допомогою еластичних центраторів закріплюється корпус з рівномірно розподіленим в ньому по довжині зарядом вибухової речовини.

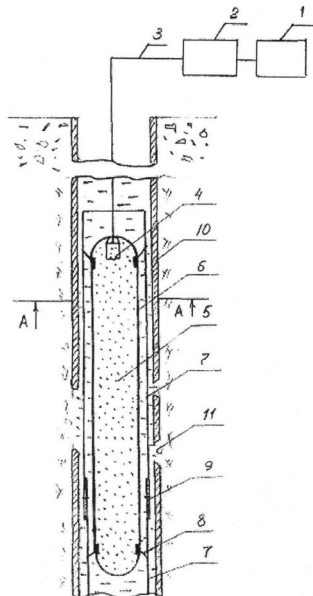
У якості вибухової речовини доцільно використовувати порох. Величина рівномірно розподіленого тиску залежить як від маси і поверхні порохового заряду, так і діаметра пластиру, його товщини, а також густини рідини в свердловині.

Спосіб реалізується наступним чином.

За даними геофізичних досліджень визначають розміри дефектної ділянки обсадної колони і місце її розташування. Готують пристрій для ремонту обсадної колони (рис. 10.1).

В подальшому вибирають гофровані пластирі 7 з урахуванням технічних характеристик обсадної колони 10, з'єднують їх, забезпечуючи перекриття дефектної ділянки 11. Після розрахунку за виразом (10.1) допустимого тиску на пластир вибирають корпус 6 (діаметр і довжину корпусу) для вибухової речовини 5, яка

рівномірно розміщується в ньому, і електрозапалювач 4. Корпус вибухової речовини розміщують всередині гофрованого пластиру 7 вздовж його поздовжньої осі за допомогою еластичних центраторів 8. Це забезпечує рівномірний радіальний тиск на гофрований пластир 7 при здійсненні вибуху і рівномірне прилягання пластиру до обсадної колони 10.

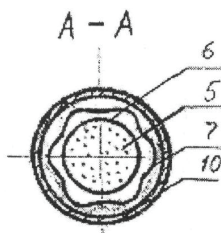


**Рис. 10.1. Пристрій для ремонту обсадної колони:**

- 1 – наземне джерело живлення; 2 – механізм спуску і підйому заглиблювальної частини пристрою; 3 – вантажонесучий кабель; 4 – електрозапалювач; 5 – вибухова речовина; 6 – корпус ВР; 7 – гофрований пластир; 8 – еластичний центратор; 9 – зона перекриття пластирів; 10 – обсадна колони; 11 – дефектна ділянка обсадної колони

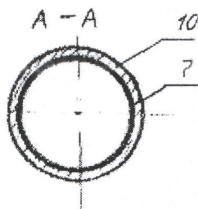
Підготовлена таким чином заглиблювальна частина пристрою надійно з'єднується з вантажонесучим кабелем 3, який підключається до електрозапалювача 4. При цьому вантажонесучий кабель 3 відключений від джерела живлення 1. Спускають заглиблювальну частину пристрою в свердловину за допомогою механізму спуску і підйому 2 до глибини розташування дефектної ділянки обсадної колони 11 таким чином, щоб гофрований пластир, або з'єднані між собою гофровані пластири 7 перекривали дефектну ділянку обсадної

колони 11. Підключають вантажонесучий кабель 3 до джерела живлення 1 і здійснюють у свердловинній рідині попередньо розрахований вибух потрібної потужності для забезпечення пружно-пластичної деформації гофрованого пластиру для його надійного притискання до дефектної ділянки обсадної колони. Якщо до вибуху поперечний розріз заглиблювальної частини пристрою має вигляд, представлений на рис. 10.2, то після вибуху гофрований пластир деформувався і надійно притиснувся до стінки обсадної колони (рис. 10.3).



**Рис. 10.2. Вигляд гофрованого пластиру до вибуху:**

5 – вибухова речовина; 6 – корпус ВР; 7 – гофрований пластир; 10 – обсадна колона



**Рис. 10.3. Вигляд пластиру після вибуху:**

7 – пластир; 10 – обсадна колона

Запропонований спосіб ремонту обсадної колони простий, ефективний і не потребує великих витрат.

Спосіб запобігання відкладів парафіну в підйомних трубах, що включає подачу тепла рідинним теплоносієм відрізняється тим, що для підвищення температури парафінистої рідини, яка видобувається, в межах залягання продуктивного пласта розташовують кавітатор [188].

Винахід відноситься до засобів теплової обробки підйомних труб і призначений для запобігання відкладів парафіну в процесі видобування парафінистої рідини.

Відомі способи теплової обробки підйомних труб, що включають подачу тепла рідинним чи газоподібним теплоносієм в затрубний простір свердловини [161]. Недоліком способів є те, що їх застосування пов'язано з використанням громіздкого устаткування. Окрім того, для отримання теплоносія (перегрітої пари, гарячої нафти чи конденсату), що подається в затрубний простір свердловини, необхідні значні фінансові витрати.

Винахід направлений на створення умов запобігання відкладів парафіну в підйомних трубах шляхом розплавлення парафіну при підвищенні температури парафінистої рідини, що видобувається.

Здійснення винаходу досягається наступним чином (рис. 8.1). В свердловину з парафінистою рідиною опускають насосно-компресорні труби 3, до яких з допомогою жорсткого з'єднання 2 приєднаний кавітатор 1. Кавітатор розташовують в межах залягання продуктивного пласта 4.

Після проходження парафінистої рідини через звужений переріз кавітатора утворюються (про що згадувалось раніше в розд. 8) кавітаційні пухирі, які в подальшому захоплюються, що призводить до значного підвищення місцевої температури парафінистої рідини (до 1 000 °С і більше) [171]. Під дією підвищеної температури парафіни розплавляються і насосно-компресорними трубами виносяться разом з рідиною, що видобувається, на поверхню.

Досягнення технічного результату від застосування винаходу забезпечується завдяки підвищенню ефективності процесу запобігання відкладів парафіну в насосно-компресорних трубах за рахунок усунення громіздкого устаткування та підготовчих процесів, пов'язаних з нагріванням теплоносіїв.

## Розділ 11

### ПІДЗЕМНІ СХОВИЩА В КАМ'ЯНИХ СОЛЯХ

Розмив підземних ємкостей у відкладах кам'яної солі в країнах СНД є основною технологією спорудження крупних (об'ємом 100,0 тис. м<sup>3</sup> і більше) підземних сховищ. Цьому сприяє наявність в СНД близько 20 крупних соленосних басейнів (в т. ч. 5 з них – в Україні), де можливе будівництво підземних ємкостей різного об'єму.

У світовій практиці основною технологією спорудження крупних підземних сховищ є розмив ємкостей у відкладах кам'яної солі через бурові свердловини із застосуванням прямоточного, протиточного, комбінованого, з гідроврубом, ступінчастого та інших методів. Проте, істотним недоліком таких циркуляційних схем розмиву є тривалість будівництва, що продовжується півтора-два і більше років. Крім того, початковий період формування ємкості, внаслідок малої площі контакту розчинника з кам'яною сіллю, характеризується низькою швидкістю обмінних процесів. При цьому концентрація розсолу складає всього 20...50 г/л, що значно знижує ефективність розмивних робіт. Отже, для скорочення термінів розмиву ємкостей надзвичайно важливим є вирішення питання інтенсифікації початкової стадії розмиву.

Існуючі регламенти розмиву ємкостей за традиційною технологією, окрім низької концентрації розсолу, що видається в початковий період спорудження ємкості, не містять активних заходів боротьби з нерозчинними відкладами. Соляна товща містить прошарки несольових порід – ангідритів, вапняків, алевролітів (потужністю від кількох сантиметрів до кількох метрів), сумарний вміст яких в зоні розмиву ємкості може досягати 25...30 % і більше. Це істотно знижує (а в деяких випадках робить неможливим) спорудження ємкостей в межах проектного контуру. У більшості випадків необхідне примусове обвалення нерозчинних пластів і прошарків, проте відомі рекомендації придатні лише для комбінації гірничо-геологічних і будівельних умов, що рідко зустрічається.

Існуючі на сьогоднішній день способи прискорення процесу розчинення кам'яної солі (підвищення температури розчинника, магнітна обробка води і ультразвукова обробка масиву, використання поверхнево-активних речовин та ін.) вимагають застосування дорогого устаткування, не економічні і мало придатні в більшості

випадків розмивання ємкостей в складних гірничо-геологічних умовах будівництва за наявності в робочій зоні нерозчинних пластів і прошарків міцних гірських порід. Тому перспективною стає розробка вибухових методів, що дозволяють одночасно впливати на кам'яну сіль і на нерозчинні відклади з метою направленої зміни їх властивостей для прискорення процесу розмивання.

Перші спроби використовувати енергію вибуху для інтенсифікації розчинення солей на традиційній фізичній основі, що обумовлена руйнівною дією вибуху, виявилися безуспішними. Стала очевидною необхідність розробки нетрадиційних методів вибухової обробки соляного масиву.

Ефективне застосування енергії вибуху для інтенсифікації розмивання ємкостей можливо на якісно новій фізичній основі керування поведінкою гірських масивів при імпульсних навантаженнях, що призводить до розуцільнення структури сольових і несольових відкладів і збільшення проникності масиву не лише в області макроруйнувань, що має досить високі фільтраційні характеристики, але і за її межами, де рівень навантаження не перевищує межі пружності.

У роботі [112] встановлено, що розвиток деформаційних процесів в гірських породах залежить не лише від їх вихідного фізичного стану, але і значною мірою від виду нерівномірності навантаження, що характеризується параметром  $\zeta = \sigma_3 / \sigma_1$ , де  $\sigma_3$  і  $\sigma_1$  – найменше і найбільше головні напруження.

Встановлено, що нерівномірне навантаження кам'яної солі з показником  $\zeta = 0,3$  супроводжується ущільненням її структури. Із збільшенням нерівномірності навантаження, вже при  $\zeta = 0,26$ , спостерігається стійкий деформаційний процес розуцільнення структури кам'яної солі, що виражається у збільшенні об'ємної деформації (в пісковиках стійке розуцільнення їх структури спостерігається при  $\zeta = 0,12$  [112]). Отже, змінюючи нерівномірність напруженого стану, можна досягати зміни деформаційних характеристик кам'яної солі і нерозчинних прошарків. Це дає можливість ефективно керувати вибухом в технологічних процесах спорудження підземних ємкостей в кам'яних солях.

Перші відомості про необхідність постановки проблеми обвалення нерозчинних відкладів в процесі розмиву ємкостей в кам'яних солях містяться в роботі О.М. Іванцова [189]. На підставі

теоретичних досліджень і дослідно-промислових випробувань в роботах [190, 191] запропоновані методи розрахунку потужності прошарків при їх самообваленні, а також методи керованого примусового обвалення під час будівництва ємкості.

На основі проведених теоретичних і експериментальних досліджень напружено-деформованого стану нерозчинних порід при дії різного виду навантажень в Інституті геофізики НАН України розроблені технології обвалення нерозчинних пластів в зоні розмиву ємкостей в кам'яних солях в складних гірничо-геологічних умовах [192]. Розроблені технології розділені на три групи.

До першої групи відносяться технології, що базуються на основі самообвалення нерозчинних пластів. Головна ідея полягає в тому, що при досягненні зоною оголення пласта проектних розмірів, останній обвалюється під впливом сил, обумовлених власною вагою пласта. Максимальна потужність пласта  $h_{\max}$  при цьому

$$h_{\max} = \frac{3}{4} \frac{\gamma R^2}{\sigma_p},$$

де  $\gamma$  – питома вага породи нерозчинного пласта;  $R$  – радіус оголення нерозчинного пласта;  $\sigma_p$  – межа міцності породи нерозчинного пласта на розтягування.

Головний недолік методів першої групи полягає в тому, що при неконтрольованому самообваленні пласта можливий обрив технологічних колон.

До другої групи технологій відносяться технології обвалення оголених пластів статичним навантаженням. Найпростішим видом такого навантаження є гідростатичний тиск стовпа рідини на пласт, вага якого забезпечить необхідне навантаження. Мінімальна висота стовпа рідини  $h_p$  з урахуванням власної ваги пласта потужністю  $h$  для обвалення пласта визначається згідно виразу

$$h_p = \frac{1}{\gamma_p} \left[ \frac{4}{3} \left( \frac{h}{R} \right)^2 \sigma_p - \gamma h \right],$$

де  $\gamma_p$  – питома вага рідини.

Впровадження технологій другої групи ускладнюється застосуванням гідроізоляції верхньої поверхні нерозчинного пласта і забезпеченням необхідного прогину пласта в бік вільної від рідини поверхні. Слід взяти до уваги обмеженість можливостей методу, пов'язану з тим, що верхня частина ємкості не завжди може вміщати необхідну кількість рідини для забезпечення виконання умови обвалення пласта.

Найбільш перспективні технології третьої групи керованого обвалення нерозчинних пластів під дією імпульсних навантажень. Вони розділяються на два класи. Перший клас оснований на розміщенні породи пласта в процесі вибухового навантаження для досягнення умов самообвалення пласта. Другий пов'язується з вибуховим обваленням оголених нерозчинних пластів. Якщо технології першого класу використовуються як до початку, а у разі потреби, і в процесі виконання робіт по розмиванню ємкості, то технології другого класу застосовуються лише за наявності оголення пласта в процесі розмивання сховища. Технологічна схема виконання робіт по обваленню нерозчинних пластів гірських порід залежить від вибраного способу їх обвалення.

Технологічна схема № 1. Розміщення нерозчинного пласта до початку технологічного процесу розмивання сховища.

Якщо при відомих геометричних параметрах пласта, що знаходиться в зоні розмиву ємкості (його радіусі і товщині), не забезпечується виконання умови самообвалення, то слід виконувати попереднє вибухове розміщення породи пласта з метою зниження його руйнівної характеристики  $\sigma_p$  в процесі нерівномірного динамічного навантаження до рівня, що забезпечить виконання умови самообвалення. При цьому величина руйнівного напруження  $\sigma_1$  визначається з виразу [107]

$$\sigma_1 = \frac{2C_0 \exp(\zeta B) \cos \varphi}{1 - \xi - (1 + \zeta) \sin \varphi},$$

де  $C_0$  – величина зчеплення породи пласта при випробуваннях на одноосне стискання;  $\varphi$  – коефіцієнт внутрішнього тертя породи пласта;  $\zeta$  – показник нерівномірності навантаження;  $B$  – коефіцієнт. Значення коефіцієнтів  $C_0$ ,  $\varphi$  і  $B$  для деяких типів гірських порід приведені в роботі [107].



Порівнюючи  $\sigma_1$  із значенням динамічної міцності породи пласта на розтяг, встановлюють необхідну кількість нерівномірних динамічних навантажень на породу пласта для досягнення умов його самообвалення в процесі розмивання ємкості.

Технологічна схема № 2. Обвалення оголеного пласта в камері розмивання.

У разі, коли через ті або інші причини неможливо виконати гідроізоляцію надпластової порожнини ємкості, що розмивається, або надпластова ємкість по своїх геометричних параметрах не може прийняти необхідну кількість рідини для обвалення пласта, застосовується технологічна схема, заснована на методі обвалення оголеного пласта нерозчинних порід з використанням енергії вибухової речовини. При цьому необхідна маса заряду  $Q$  для обвалення оголеного пласта визначається згідно формули [193]

$$Q = \frac{4}{3} \pi \rho_{BP} \left\{ \frac{(2-\mu)h^2 \sigma_{p,d}}{6k \left[ \frac{a_1}{4} \left( \frac{R}{A} \right)^2 + \frac{a_2}{6} \left( \frac{R}{A} \right)^4 + \frac{a_3}{8} \left( \frac{R}{A} \right)^6 \right]} \right\}^{3/\mu},$$

де  $h$  і  $R$  – потужність і радіус оголення нерозчинного пласта;  $\rho_{BP}$  – щільність вибухової речовини;  $k$  і  $\mu$  – експериментальні коефіцієнти згасання вибухових хвиль в рідині;  $\sigma_{p,d}$  – динамічна межа міцності породи нерозчинного пласта на розтяг;  $A$  – відстань по вертикалі від заряду до нижньої поверхні оголеного пласта; коефіцієнти  $a_1, a_2, a_3$  визначаються за формулами

$$a_1 = \frac{1}{2}(2-\mu)A^{2-\mu};$$

$$a_2 = -\frac{1}{8}\mu(2-\mu)A^{2-\mu}; \quad a_3 = \frac{1}{48}\mu(4-\mu^2)A^{2-\mu}.$$

Різноманітність гірничо-геологічних умов будівництва і технічних можливостей підприємств обумовлює вибір тієї чи іншої з приведених технологій. Рішення про застосування вибраної технології приймається у кожному конкретному випадку Технічною радою підприємства і виконавцем робіт. Виконавець робіт –

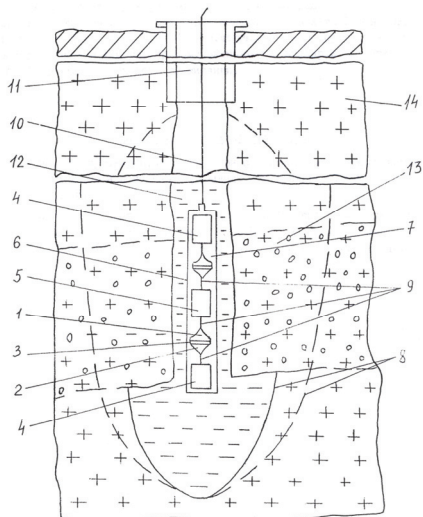
спеціалізована геофізична партія, що має всі необхідні засоби (підйомники, геофізичні прилади, вибухові речовини і т. ін.) для виконання робіт зі спорудження підземних сховищ в кам'яних солях методом розмивання.

Розроблений у ВГВ ІГФ НАН України спосіб інтенсифікації розмивання підземної камери в соляній товщі включає розмивання кам'яної солі через бурову свердловину, формування торпеди з окремих зарядів вибухових речовин, розміщення торпеди в розсолі в інтервалі розмивання соляної товщі і ультракороткосповільнений підрив зарядів торпеди відрізняється тим, що торпеду споряджають відбиваючими пристроями, які розміщують між зарядами з орієнтацією ударних хвиль і масопотоків на бічну поверхню підземної камери, потім торпеду розміщують в інтервалі розмивання складної геологічної структури товщі і підривають заряди зверху вниз з нерівноважним розуцільненням соляної товщі. Заряди торпеди формують з різними фізико-хімічними характеристиками, з більш низькими і більш високими, і по чергово розміщують їх в корпусі, при цьому у верхній частині торпеди розміщують заряд з більш низькими характеристиками (рис. 11.1).

Винахід відноситься до гірничої промисловості і призначений для спорудження підземних камер в соляних товщах методом розмивання кам'яної солі через бурові свердловини.

Основою винаходу є інтенсифікація розмивання підземної камери в соляній товщі шляхом такої вибухової дії на товщу, коли її середовище – кам'яна сіль і нерозчинні породи, за рахунок взаємодії в середовищі товщі випромінюваних при підриві зарядів хвильових полів, на різних ієрархічних структурних рівнях приводиться в нерівноважний стан із наведенням значної кількості відкритих тріщин і розміцненням середовища на значні відстані, що забезпечує різке підвищення поверхні масообміну, підвищення швидкості процесу розмивання і скорочення витрат на спорудження підземних камер, в т. ч. в соляних товщах, які містять в собі нерозчинні відклади міцних гірських порід.

Зміст поняття ультракороткосповільнений підрив зарядів заключається в тому, що інтервал сповільнення між підривами зарядів знаходиться в мікросекундному діапазоні на відміну від застосовуваного в гірничій промисловості короткосповільненого підриву зарядів з інтервалом сповільнень в мілісекундному діапазоні.



**Рис. 11.1. Схема розташування торпеди при розмиванні підземної камери в соляній товщі:**

1 і 2 – відбиваючі пристрої; 3 – набір прокладок; 4 – заряд з більш низькими фізико-хімічними характеристиками; 5 – заряд з більш високими фізико-хімічними характеристиками; 6 – корпус; 7 – торпеда; 8 – підземна камера; 9 – детонаційний зв'язок з мікросекундним сповільненням; 10 – геофізичний кабель; 11 – свердловина; 12 – розсід; 13 – складна геологічна структура товщі; 14 – соляна товща

Попередньо проводять підготовчі роботи, які заключаються в аналізі і реєстрації основних даних, необхідних для проведення розрахунків процесу нерівноважного розуцільнення соляної товщі в зоні розташування підземної камери з урахуванням збереження цілісності і герметичності основної колони. Використовуючи відомі методики, встановлюють динамічні характеристики соляної товщі складної геологічної структури і виконують розрахунки зарядів з різними фізико-хімічними характеристиками і величин сповільнень між підривами кожного з них. Паралельно з цим, використовуючи відомі методики, розраховують геометрію поверхні відбиваючих пристроїв з орієнтацією відбитих вибухових хвиль і масопотоків на бічну поверхню підземної камери, а також параметри відбиваючої здатності пристроїв з урахуванням їх акустичної жорсткості. Встановлюють межі розташування зарядів і відбиваючих пристроїв в корпусі торпеди і приступають до реалізації способу.

Спосіб інтенсифікації розмивання підземної камери в соляній товщі реалізують наступним чином. Виготовляють відбиваючі пристрої 1 і 2 з прокладками 3 і формують заряди 4 і 5, відповідно, з більш низькими, наприклад, із тротилу, і більш високими, наприклад, із октогену, фізико-хімічними характеристиками. Заряди 4 і 5 почергово розміщують в корпусі торпеди 7, причому у верхній частині торпеди 7 розміщують заряд 4. При цьому відбиваючі пристрої 1 і 2 з'єднують між собою через прокладки 3 і розміщують між зарядами 4 і 5 з орієнтацією ударних хвиль і масопотоків на бічну поверхню підземної камери. Заряди 4 і 5 з'єднують послідовним детонаційним зв'язком 9 з мікросекундним сповільненням, наприклад, за допомогою мірних відрізків детонуючого шнура.

Підготовлену таким чином торпеду 7 на геофізичному кабелі 10 опускають в свердловину 11 і розміщують в розсолі 12 напроти складної геологічної структури 13 соляної товщі 14 і виконують ультракороткосповільнений підрив зарядів 4 і 5 зверху вниз. При цьому, взаємодія в товщі хвильових полів, утворених вибуховими хвилями від дії зарядів 4 і 5 з відбитими вибуховими хвилями від відбиваючих пристроїв 1 і 2, приводить соляну товщу в нерівноважний розущільнений стан із наведенням великої кількості тріщин і розміцненням середовища, що супроводжується різким зростанням поверхні масообміну, підвищенням швидкості розмивання камери після проведення вибухових робіт і забезпечує значне скорочення витрат при спорудженні підземних сховищ методом розмивання.

Сумісно з Інститутом «Укргазпроект» розроблений спосіб створення підземних резервуарів у формаціях кам'яної солі.

Винахід відноситься до засобів створення і надійної експлуатації підземних резервуарів у формаціях кам'яної солі.

Після закінчення будівництва підземного резервуару у формації кам'яної солі шляхом розчинення частини сольового масиву водою, яку подають через бурову свердловину, форма підземного резервуару часто має дефекти, обумовлені як геологічними, так і технічними факторами. До геологічних відноситься різна розчинність солі по інтервалах, а до технічних – порушення технологічного режиму подання розчинника (води) та аварійні зупинки процесу. Ці дефекти призводять, зокрема, до утворення «сліпих» карманів і втрати нафтопродуктів через заціплення в «сліпих» карманах

нафтопродуктів і їх наступного засмолювання. Засмолювання веде до погіршення якості і нового продукту, який закачують в резервуар. Неправильна форма резервуару робить його нестійким до гірського тиску, в результаті чого відбуваються вивали зі стінок і стелевої ділянки. Вивали можуть спричиняти гідроудари з викидами частини нафтопродуктів на поверхню, а вивали зі стелевої ділянки можуть призвести до обриву обсадної колони і тим самим до виходу підземного резервуару з експлуатації. Таким чином, є нагальна потреба у коригуванні форми підземного резервуару.

Відомий спосіб [194] включає створення резервуару шляхом динамічної обробки стінок резервуару трьома потоками, які формуються у вигляді дальнобійних струменів, що перехрещуються. Недолік такого способу полягає в можливості утворення концентраторів напружень у стінках резервуару через нерівномірність динамічної обробки поверхонь резервуару і утворення ділянок з різним рівнем залишкового поверхневого напруження на стінках, наприклад, під час зміни напрямку струменю. Ліквідація ж концентраторів потребує наступної ретельної обробки стінок, оскільки навіть одержана гладка поверхня стінки може мати ділянки з різним рівнем залишкового поверхневого напруження. Додаткова ж обробка стінок значно підвищує вартість споруджуваного резервуару.

В основу винаходу поставлено задачу створення такого способу, який би дозволив зменшити вірогідність утворення концентраторів напружень у стінках і стелі резервуару.

Поставлена задача вирішується шляхом керування рівнем розчинника у резервуарі.

Запропонований спосіб створення підземних резервуарів у формаціях кам'яної солі, що включає операції буріння технологічної свердловини, встановлення обсадної та експлуатаційної колон, управління формоутворенням підземного резервуару заданої форми шляхом подачі розчинника, відрізняється тим, що у якості розчинника використовують прісну воду, яку поетапно подають до рівня кожного виступу (карнизу) і витримують її до вирівнювання виступу, потім викачують розсіл і закачують прісну воду до рівня наступного виступу (карнизу) і витримують її до вирівнювання останнього виступу, формуючи потрібну форму резервуару.

Найбільш розповсюджені види дефектів форми підземних резервуарів приведені на рис. 11.2–11.5.

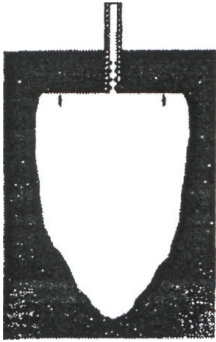


Рис. 11.2. Конусоподібна форма підземного резервуару

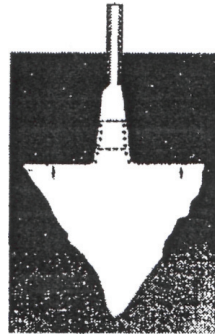


Рис. 11.3. Графиноподібна форма підземного резервуару

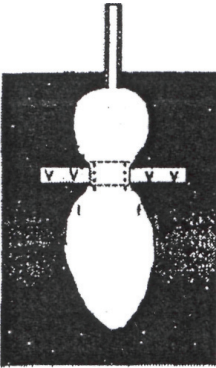


Рис. 11.4. Гантелеподібна форма підземного резервуару

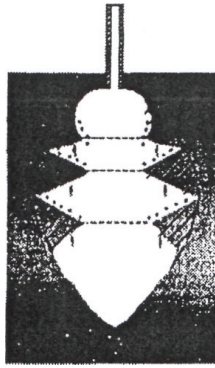


Рис. 11.5. Ялинкоподібна форма підземного резервуару

Умовні позначення:

- – кам'яна сіль;    □ □ – ангідрид;    - - - - - | – рівень розчинника води;
- ⋮ – інтервали обробки лінійними короткосповільненими вибухами;
- ▨ – ділянки, які підлягають розчиненню;    † – місця можливого утворення «сліпих» карманів

Особливістю способу є додаткова обробка поверхні розчинення ділянок кам'яної солі лінійними короткосповільненими вибухами.

Статична обробка стінок і стелі прісною водою до утворення резервуару потрібної форми дозволяє суттєво знизити рівень залишкового поверхневого напруження поверхні резервуару і тим

самим знизити вірогідність його руйнування через дію гірського тиску.

Форму підземного резервуару у формації кам'яної солі під час його створення і наступної експлуатації періодично досліджують методом акустичного контролю. У випадку виявлення дефектів у формі підземного резервуару виконують її корекцію шляхом поступового розчинення ділянок кам'яної солі, які утворюють дефектні виступи, а у випадках великої пласкої стелі створюють куполоподібну стелю. Коригування форми резервуару виконують шляхом подачі прісної води. Процес видачі продукту при цьому виконують так: до рівня виступів (карнизів), що показані на рис. 11.2–11.5 пунктирною лінією, виконують витіснення продукту. Потім на строго заданий розрахунковий період витіснення продукту зупиняють. Максимальне розчинення солі відбувається у верхній частині шару води і тут карниз інтенсивно розчинюється, у той час як в нижній частині підземного резервуару розчинення стінок майже не відбувається. У резервуарі (рис. 11.5) за один цикл видачі нафтопродукту фронт прісної води послідовно переміщують від виступу до виступу, розчинюючи в них сіль шляхом встановлення (регулювання) заданого рівня прісної води.

Час витримки рівня прісної води у підземному резервуарі визначають так. Розраховують об'єм кам'яної солі, який потрібно розчинити. З урахуванням експериментально визначеної витрати прісної води, яка становить  $7,2 \text{ м}^3$  при динамічному розчиненні  $1,0 \text{ м}^3$  кам'яної солі, розраховують загальний об'єм води на розчинення всього об'єму окремого виступу або формування куполу. Швидкість розчинення кам'яної солі при статичному положенні розчинника – прісної води, що встановлено експериментально, співвідноситься з динамічним режимом як 1:5.

Наприклад, об'єм виступу дорівнює  $10\,000 \text{ м}^3$ , тому об'єм прісної води, необхідний для розчинення заданого об'єму кам'яної солі при динамічному процесі розчинення, дорівнює  $10\,000 \times 7,2 = 72\,000 \text{ м}^3$ , а при статичному –  $72\,000 \times 5 = 360\,000 \text{ м}^3$ .

В подальшому виконують розрахунки часу витримки рівня прісної води навпроти виступу (карнизу), а також кількість циклів подачі прісної води.

Куполоподібну стелю підземного резервуару у випадку пласкої стелі (рис. 11.2) формують так. Видачу продукту і розчинну дію прісної води виконують більш плавно. Витримка рівня прісної води

продовжується протягом 1–2 діб, потім видають невелику, визначену розрахунком порцію нафтопродукту і тим самим рівень прісної води переміщують вище. Послідовність таких операцій дозволяє сформувати куполоподібну стелю, яка є стійкою до гірського тиску, а також ліквідувати «сліпі» кармани.

Для інтенсифікації процесу розчинення ділянок кам'яної солі на стінах та стелі використовують методи збільшення поверхні контакту кам'яної солі з розчинником, зокрема, метод лінійних короткосповільнених вибухів. Для його використання застосовують трос, верхній кінець якого закріплюють на валу лебідки, а на нижній частині тросу закріплюють вантаж, щоб трос займав вертикальне положення. Вище вантажу на тросі закріплюють заряди вибухової речовини, які з'єднують кабелем з пристроєм для ініціювання вибуху, який розміщують на безпечній відстані від свердловини. У якості вибухових речовин використовують три типи бризантних вибухових речовин – тринітротолуол, гексоген та октоген у вигляді пресованих або литих зарядів. Трос з зарядами вибухової речовини опускають через основну обсадну колону до створюваного підземного резервуару на рівень карнизоподібного виступу. Виконують організаційні заходи щодо дотримання правил безпеки та ініціюють вибух зарядів на карнизоподібних виступах з мікросповільненням. В результаті вибуху відбувається руйнування карнизоподібного виступу, розущільнення солі у зоні дії вибухової хвилі, збільшується площа контакту розчинника (прісної води) з кам'яною сіллю, що прискорює процес її розчинення. Фрагменти зруйнованого карнизоподібного виступу падають на дно створюваного підземного резервуару і, оскільки подача розчинника відбувається у придонну частину резервуару, ці фрагменти швидко розчинюються і видаляються з розсолом.

Після виконання всіх операцій щодо коригування форми підземного резервуару виконують його дослідження методом акустичного контролю і визначають відповідність форми визначеним вимогам.

Розроблений у ВГВ ІГФ НАН України вибуховий пристрій для руйнування виступів всередині порожнини розмиву, що складається із заряду вибухової речовини, розміщеного вздовж гнучкого носія, засобу підривання та вантажу відрізняється тим, що з метою удосконалення технології створення в соляних масивах підземних



емкостей за рахунок порушення суцільності нерозчинних в порожнині розмиву виступів, пристрій оснащений відрізками гнучкої стяжки, приєднаної до гнучкого носія в кількох місцях по довжині заряду вибухової речовини, причому відрізки гнучкої стяжки у вільному стані виконані коротшими за відповідну ділянку гнучкого носія. Вибуховий пристрій оснащений поплавками, рівномірно закріпленими вздовж заряду вибухової речовини [195].

Винахід відноситься до вибухових робіт при спорудженні підземних сховищ в соляних масивах неоднорідної літологічної будови.

Вибуховий пристрій в збірці представлений на рис. 11.6. До електричного кабелю 1 приєднаний зібраний на гнучкому носії, наприклад, тросі 2, гірляндний заряд вибухової речовини 3. Вздовж заряду 3 прикріплені відрізки гнучкої пружної стяжки 4, виконані з кусків пружини. У вільному (недеформованому) стані куски пружини мають меншу довжину, ніж відповідні ділянки троса 2, до яких вони прикріплені. Вздовж заряду рівномірно закріплені поплавки 5 і протягнута, відведена від кабелю 1, струмопровідна жила 6.

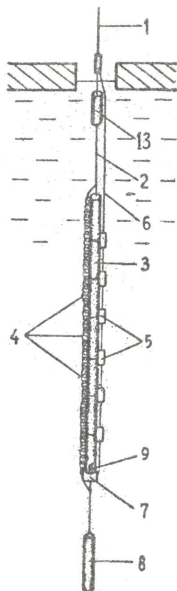
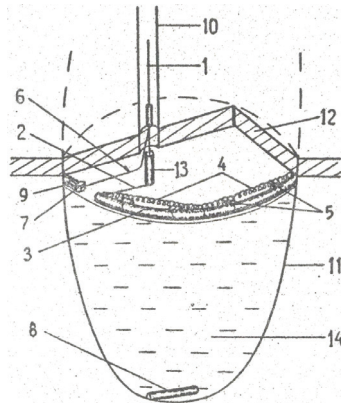


Рис. 11.1. Вибуховий пристрій в збірці для підрубвання виступів усередині порожнини розмиву

До нижнього кінця троса 2 прикріплений вузол 7 керування підриванням вибухової речовини заряду. Вузол містить перемикаюче реле і пристрій для відчеплювання нижньої частини вантажу 8. До вузла 7 приєднана струмопровідна жила 6 і прикріплений вантаж 8. У нижній частині заряду встановлений засіб підривання (електродетонатор) 9, приєднаний до вузла керування підриванням 7.

На рис. 11.7 приведено розміщення вибухового пристрою всередині порожнини розриву.



**Рис. 11.7. Розміщення вибухового пристрою всередині порожнини розриву**

Вибуховий пристрій підготовляється таким чином. На основі даних геофізичних досліджень в свердловині 10 визначають розмір порожнини 11 під виступом 12 всередині порожнини, наприклад, нерозчинним пластом. Розраховують лінійну і загальну масу вибухової речовини, необхідну для руйнування пласта по всьому периметру розкриття його порожниною (контур обвалення), що є контуром розміщення заряду. З вибухової речовини виготовляють заряд довжиною, що дорівнює довжині контуру його розміщення в порожнині. Такий подовжений заряд розміщують і закріплюють на відріжку троса довжиною, що перевищує довжину заряду. Збірці «трос-заряд» надають форму, близьку до форми контура руйнування, переважно кільцеподібну.

Кінці кусків пружини (гнучкої пружної стяжки) 4 закріплюють на тросі вздовж заряду. Один кінець троса 2 сполучають з кабелем 1, до другого прикріплюють вузол керування 7. До відчеплюючого

пристрою вузла 7 під'єднують відрізок троса, на якому закріплена нижня частина 8 вантажу. Струмопровідну жилу 6, відведену від кабелю, під'єднують до перемикаючого реле вузла управління 7. Заряд 3 споряджають електродетонатором 9, який також під'єднують до перемикаючого реле вузла 7.

На несучому тросі 2 закріплюють верхню частину 13 вантажу на відстані від верхнього торця заряду 3, рівній меншій піввісі контура розміщення заряду в порожнині (при некруговому перерізі порожнини) або рівній радіусу порожнини (при круговому перерізі). Вздовж збірки до заряду рівномірно прикріплюють поплавки 5, підймальна сила яких забезпечує їх спливання при від'єданому вантажі.

Підготовлений таким чином вибуховий пристрій на кабелі 1 опускають в свердловину 10. При цьому під вагою вантажу шматки пружини 4 розтягуються і пристрій набуває витягнутої транспортної форми і його розташовують у заповненій рідиною 14 порожнині під виступом (пластом) 12. У випадку, якщо глибина порожнини від дна до пласта 12 менша довжини заряду 3, то верхня частина 13 вантажу дозволить занурити заряд, перешкоджаючи його спливанню до моменту надання йому робочого стану. Потім на відчеплюючий пристрій вузла 7 через перемикаюче реле подають напругу і відбувається від'єднання нижньої частини 8 вантажу. Куски пружини 4 скорочуються, надаючи збірці «трос-заряд» кільцеподібної форми. Завдяки поплавкам 5 заряд 3 спливає і розміщується по периметру порожнини, стикаючись з підшовою пласта 12. Від другого електричного імпульсу, поданого з поверхні через перемикаюче реле вузла 7, спрацьовує засіб ініціювання 9 і підриває заряд 3. Після вибуху електрокабель 1 витягується зі свердловини. При підриванні заряду у виступі наводиться тріщинуватість, що призводить до його обвалення.

Позитивний ефект, який досягається від використання вибухового пристрою, полягає в гарантованому підрубванні виступів всередині порожнини розмиву, що створює надійні умови для їх повного обвалення на дно порожнини.

Сумісно з Інститутом «Укргазпроект» розроблена установка для вибухової обробки карнизоподібних виступів на стінах підземних резервуарів у формаціях кам'яної солі, що включає носій і заряд вибухової речовини, розміщений у нижній частині носія, а також

пристрій ініціювання вибуху, гальванічно з'єднаний із зарядом вибухової речовини, яка відрізняється тим, що носій доповнений конструкцією у вигляді парасольки, яка включає шарнірно прикріплені до носія одні кінці спиць, заряд вибухової речовини, закріплений на вільному кінці кожної спиці, а конструкція забезпечена тросом, що з'єднаний з вільними кінцями спиць і натяжним механізмом, розташованим у верхній частині носія і призначеним для закриття і відкриття парасольки.

Винахід відноситься до пристроїв для проведення вибухових робіт під час створення підземних резервуарів у формаціях кам'яної солі.

Найбільш близькою до запропонованої конструкції за технічною суттю є установка для вибухової обробки карнизоподібних виступів на стінах підземних резервуарів у формаціях кам'яної солі, яка включає носій і заряд вибухової речовини, розміщений у нижній частині носія, а також пристрій ініціювання вибуху, гальванічно з'єднаний з зарядом вибухової речовини [196]. Недолік такої конструкції полягає у її недостатній ефективності, оскільки вибухова хвиля повинна подолати досить значну відстань між зарядом вибухової речовини, розташованим на осі свердловини, і виступом на стіні підземного резервуару, що веде до суттєвого зменшення вибухової дії на виступ.

В основу винаходу поставлено задачу створення такої установки для вибухової обробки карнизоподібних виступів на стінах підземних резервуарів у формаціях кам'яної солі, яка б дозволила суттєво підвищити ефективність робіт за рахунок створення умов для зменшення відстані між зарядом вибухової речовини і виступом, який планують зруйнувати на боковій стіні підземного резервуару.

Розроблена установка дозволяє розташувати (покласти) вибухові заряди на карнизоподібних виступах на стінах підземних резервуарів, оскільки під час розкриття парасольки її спиці із зарядами вибухової речовини вільно лягають на виступи або розташовуються у безпосередній близькості до них.

У якості носія використовується колона бурильних труб, до нижнього торця якої прикріплено парасольку із зарядами вибухової речовини. У якості вибухових речовин використовується три типи бризантних вибухових речовин – тринітротолуол, гексоген та октоген у вигляді пресованих або литих зарядів. У винаході використана парасолька із шести спиць.

На рис. 11.8 показано установку з конструкцією парасольки у розгорнутому стані.

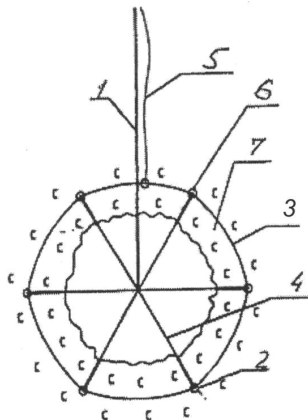


Рис. 11.8. Установка з конструкцією парасольки у розгорнутому стані

На рис. 11.9 приведено установку з конструкцією парасольки у стані її введення до підземного резервуару.

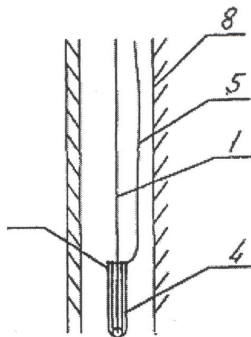
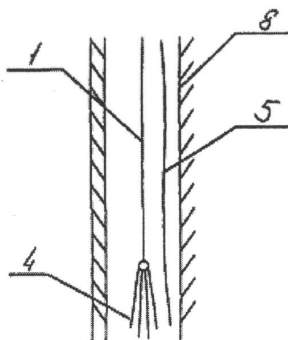


Рис. 11.9. Установка з конструкцією парасольки у стані її введення до підземного резервуару

На рис. 11.10 приведено установку з конструкцією парасольки у стані її підйому з підземного резервуару.



**Рис. 11.10.** Установа з конструкцією парасольки у стані її підйому з підземного резервуару

Установа для вибухової обробки карнизоподібних виступів на стінах підземних резервуарів у формаціях кам'яної солі включає носій 1 і заряди вибухової речовини 2. Установа забезпечена пристроєм для ініціювання вибуху (не показано), гальванічно з'єднаним із зарядом вибухової речовини 2. У якості носія 1 слугує колона бурильних труб. На нижньому кінці носія 1 закріплена конструкція 3, виконана у вигляді парасольки, яка включає шарнірно прикріплені до носія 1 одні кінці спиць 4, а заряди вибухової речовини 2 закріплені на вільному кінці кожної спиці 4. Конструкція 3 забезпечена тросом 5. Один кінець тросу 5 проходить через кільця 6, які жорстко закріплені на вільних кінцях спиць 4, а другий – з'єднаний з натяжним механізмом (не показаний), розташованим у верхній частині носія 1. До тросу 5 прикріплений кабель (не показаний), що гальванічно з'єднує пристрій для ініціювання вибуху (не показаний) з зарядом вибухової речовини 2. Заряди вибухової речовини 2 після розкриття парасольки 3 розміщуються на карнизоподібних виступах 7 або у безпосередній близькості від них. Носій 1 призначений для опускання парасольки до підземного резервуару через основну обсадну колону 8.

Установа працює наступним чином.

Попередньо спиці 4 парасольки 3 розташовують вільними кінцями вгору і за допомогою тросу 5 і натяжного механізму фіксують їх у такому стані на носії 1. Підготовлений носій 1 з конструкцією 3 опускають через основну обсадну колону 8 (рис. 11.9) на рівень карнизоподібного виступу 7 створюваного підземного

резервуару. За допомогою натяжного механізму зменшують натяг тросу 5, при цьому парасолька відкривається і вільні кінці спиць 4 із зарядами вибухової речовини 2 лягають на карнизоподібні виступи 7 (рис. 11.8). Виконують організаційні заходи щодо дотримання правил безпеки і ініціюють вибух зарядів 2 на карнизоподібному виступі 7 з мікросповільненням. В результаті відбувається розущільнення солі, збільшується площа контакту розчинника (прісної води) з кам'яною сіллю, що прискорює процес її розчинення і руйнування карнизоподібного виступу 7. Фрагменти зруйнованого карнизоподібного виступу падають на дно створюваного підземного резервуару і, оскільки подання розчинника (прісної води) відбувається у придонну частину резервуару, фрагменти швидко розчинюються і видаляються з розсолем. Після вибухової обробки звільняють натяг тросу 5 і вільні кінці спиць 4 парасольки під дією власної ваги опускаються вниз. В подальшому за допомогою носія 1 через основну обсадну колону 8 парасольку витягують із створюваного підземного резервуару (рис. 11.10).

Використання запропонованої конструкції дозволяє суттєво підвищити швидкість ліквідації карнизоподібних виступів 7 у створюваному підземному резервуарі у формаціях кам'яної солі.

## Розділ 12

### ПРОМИСЛОВІ ВИПРОБУВАННЯ РОЗРОБЛЕНИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Промислові випробування розроблених технологій з використанням торпед секційних ТС-45 проводились на свердловинах України, Росії, Білорусі.

Основні параметри торпеди секційної ТС-45 [197]:

- зовнішній діаметр –  $45 \pm 0,2$  мм;
- довжина торпеди у складеному вигляді –  $4\,460 \pm 11$  мм;
- щільність вибухової речовини в торпеді  $1\,450 - 1\,600$  кг/м<sup>3</sup>;
- торпеди повинні детонувати від патронів вибухових ПВГ-ТУ УЗ.50-14314452-1 10-99; ПВЗД-ТУ УЗ.50-14314452-134-99;
- торпеди повинні передавати детонацію від секції до секції за допомогою заряду ЗУТВС-ТУ У 05540215.019-00;
- імовірність передачі детонації від секції до секції повинна бути не меншою 0,99 при довірчій імовірності 0,9;
- при спрацюванні торпед у свердловинах допускається руйнування колони свердловини в місцях, де проведено її перфорацію;
- матеріали і складові частини, які застосовуються для виготовлення торпед, повинні відповідати вимогам діючих стандартів та технічних умов і мати документи, що засвідчують їхню якість.

Після опускання торпеди в свердловину на задану глибину здійснюють її підривання.

Контроль за зміною характеристик колектора після вибухової обробки здійснюється таким чином. Попередньо (до проведення вибухових робіт) проводяться гідродинамічні дослідження свердловин із застосуванням двох методів: методу сталих відборів і методу відновлення тиску. За даними досліджень при сталих режимах визначаються параметри пласта безпосередньо у ПЗП, дослідження при несталих режимах використовуються для встановлення радіуса забруднення ПЗП, а також для визначення параметрів пласта у віддаленій його частині.

Торпеди секційні ТС-45 призначені для вибухової обробки видобувних свердловин усіх категорій для поліпшення припливів флюїдів при температурі до  $165$  °С і тиску до  $55$  МПа і розраховані на одноразове застосування (для одного підривання).



Вибухове розуцільнення структури порід для поліпшення фільтраційних характеристик масиву в ПЗП з використанням торпед секційних ТС-45 застосовується в тих свердловинах, де низькі початкова (природна) проникність і пористість порід продуктивних пластів; в результаті тривалої роботи свердловини забруднення породи в ПЗП досягло значних відстаней (2...4 м і більше); застосування традиційних методів обробки свердловин (кислотні і теплові, поверхнево-активні речовини, гідророзрив та ін.) не дало очікуваного результату.

Умови застосування вибухового методу розуцільнення структури порід-колекторів нафти і газу:

- пористість порід – 5...25 %;
- потужність продуктивних пластів – 1,0...20,0 м і більше;
- тип свердловини – нафтова, газова або нагнітальна;
- конструкція свердловин – з необсадженим і обсадженим стовбуром, із задовільною якістю цементації, можлива робота при опущених насосно-компресорних трубах;
- діаметр свердловин – 114,3 мм і більше;
- глибина свердловин – до 5,5 км.

Результати промислових випробовувань розроблених технологій інтенсифікації дебіту нафтогазових свердловин, привибійні зони яких в інтервалах торпедування 2281–4951 м складені пісковиками пористістю 10–23 %, свідчать про їх високу ефективність. Дебіт нафтових свердловин збільшується в 1,5...2,0 рази, газових – в 5,0...10,0 разів (табл. 12.1) [198, 199].

Особливої уваги заслуговують комплексні технології обробки свердловин, основу яких складає використання двох факторів: вибухового і кислотного.

Розроблена комплексна технологія була застосована на св. № 14 Матвіївського родовища, що вийшла з капітального ремонту. Пласт представлений пісковиком пористістю 8–11% та проникністю 48–62 мД. Свердловина набирала максимальний статичний тиск 102,7 атм за три доби, який спадав до 0 атм за 4 години роботи трубним простором на штуцері діаметром 6 мм. Дебіт свердловини до обробки складав 0,1 тис. м<sup>3</sup>/добу.

Спочатку свердловину задавили промивальною рідиною без твердої фази та промили розчином ПАР, після чого приготували 2 м<sup>3</sup> розчину оцтової кислоти концентрацією 30 % в метанолі з додаванням ПАР Неонол АФ 9-12 та інгібітора корозії ІКУ-118. Після

закачки розчину в свердловину та продавки в пласт, в середину інтервалу перфорації спустили торпеду секційну ТС-45. Свердловину закрили та підірвали торпеду, витримали свердловину під тиском протягом 1 години та освоїли методом пониження рівня.

**Таблиця 12.1. Результати випробувань технологій підвищення дебіту свердловин з використанням торпед секційних ТС-45**

Організація	№ свердловини	Інтервал, м	Родовище	Тип свердловини	Дебіт до торпедування		Дебіт після торпедування	
					т/добу	м <sup>3</sup> /добу	т/добу	м <sup>3</sup> /добу
НАК «Нафтогаз» України	109	4611-4616	Абазівське	газова		1000		30000
	53	4811-4818	Сх. Полтавське	газова		25000		57000
	60	3660-3667	Скоробогатько	газова		0		20000
	40	2688-2756	Чутівське	газова		16000		32000
	58	4942-4951	Яблунівське	газова		4500		50000
	112	3646-3662	Яблунівське	газова		9000		12000
	25	2227-2235	Розумівське	газова		1000		1850
	103	3314-3318	Ланнівське	газова		3000		45000
	24	3445-3450	Матвіївське	газова		0,1	15,0	15000
	26	4112-4118	Куличиха	нафтова	0,0			
79	4614-4618 4602-4606	Котельва	газоконденсатна		0,1		17000	
ВАТ «Укрнафта»	53	3622-3880	Довбушанка	нафтова	0,6		1,5	
	905	3839-3882	Пасічна	нафтова	0,4		1,7	
	816	3848-3880	Пасічна	нафтова	1,3		2,5	
ВО «Юганськ-нафтогаз» (Росія)	587	2510-2525	Мамонтовське	нафтова	0,6		1,5	
	612	2570-2583	Мамонтовське	нафтова	0,4		1,7	
	688	2420-2436	Мамонтовське	нафтова	1,3		2,5	

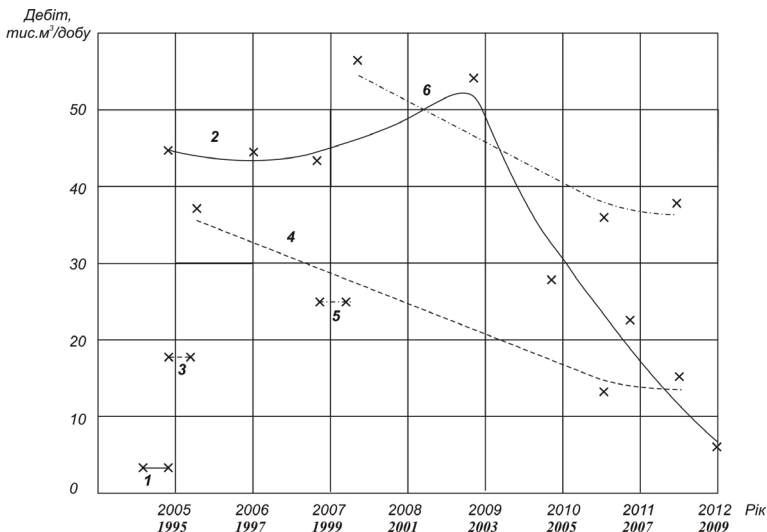
Після освоєння з пласта отримано приток фільтрату та технологічного бруду. На другий день зафіксовано статичний тиск 144 атм. Параметри роботи свердловини після її обробки на штуцері діаметром 6 мм зафіксовані такі: дебіт газу  $Q_g = 15,0$  тис. м<sup>3</sup>/добу, дебіт конденсату  $Q_k = 0,4$  м<sup>3</sup>/добу, дебіт води  $Q_w = 0,5$  м<sup>3</sup>/добу.

Запропонована комплексна технологія була застосована також на св. № 79 Котелевського родовища. Пласт представлений пісковиком пористістю 11–14 % та проникністю 56–71 мД. На момент проведення обробки пластовий тиск був меншим за тиск ретроградної конденсації на 130 атм, внаслідок чого в поровому просторі пласта накопичувалась рідина, що утрудняла фільтрацію газу до свердловини. Свердловина набирала максимальний статичний тиск 127,1 атм за 7 діб, який спадав до 0 атм за 6 годин роботи трубним простором на штуцері діаметром 6 мм. Дебіт свердловини до обробки складав 0,1 тис. м<sup>3</sup>/добу.

Спочатку на майданчику свердловини приготували хімічний розчин гідрофобізатора ГКЖ об'ємом 8 м<sup>3</sup> з додаванням 2% ПАР Неонол АФ 9-12. Носієм для розчину слугував метанол. Після закачки розчину в свердловину та продавки в пласт технічною водою, в середину інтервалу перфорації спущено торпеду секційну ТС-45. Свердловину закрили та підірвали торпеду, витримали свердловину під тиском протягом 3 діб та освоїли методом пониження рівня.

Через 7 діб після освоєння свердловини зафіксовано статичний тиск рівний 170 атм. Параметри роботи свердловини після її обробки на штуцері діаметром 6 мм наступні: дебіт газу  $Q_2 = 17,0$  тис. м<sup>3</sup>/добу, дебіт конденсату  $Q_2 = 6,8$  м<sup>3</sup>/добу, дебіт води  $Q_2 = 0,45$  м<sup>3</sup>/добу.

Дослідження динаміки видобутку газу на промислових свердловинах показали, що позитивний ефект збільшення дебіту свердловин відносно початкового (до торпедування) стійкий впродовж 3–4 років і більше. Результати інтенсифікації видобутку углеводнів приведені на рис. 12.1 і 12.2.



**Рис. 12.1.** Динаміка видобутку газу на свердловинах впродовж 1995–2012 р.р.:

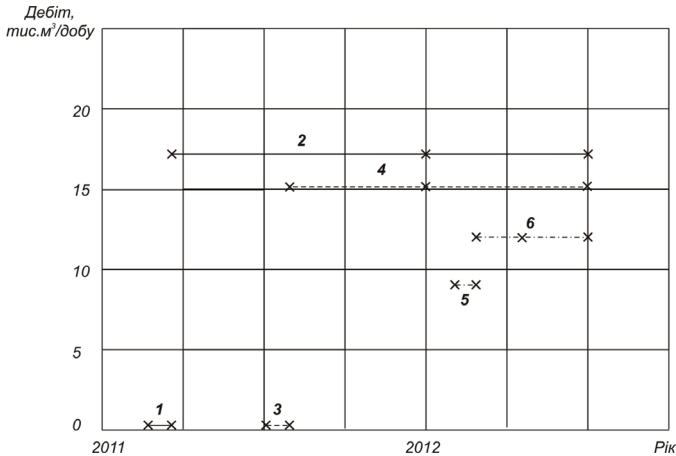
Св. № 103 (Ланнівське): 1 – до торпедування; 2 – після торпедування;

Св. № 40 (Чутівське): 3 – до торпедування; 4 – після торпедування;

Св. № 53 (Східно-Полтавське): 5 – до торпедування; 6 – після торпедування;

x – дані газопромислових управлінь про поточні дебіти свердловин

Роки: 1995–2009 – св. № 40, св. № 53; 2005–2012 – св. № 103



**Рис. 12.2.** Динаміка видобутку газу на свердловинах впродовж 2012–2013 р.:

Св. № 79 (Котельва): 1 – до торпедування; 2 – після торпедування;  
 Св. № 24 (Матвіївське): 3 – до торпедування; 4 – після торпедування;  
 Св. № 53 (Яблунівське): 5 – до торпедування; 6 – після торпедування;  
 × – дані газопромислових управлінь про поточні дебіти свердловин

Випробування рекомендацій з інтенсифікації процесу початкової стадії розмиву підземних емкостей в кам'яних солях, розроблених в Інституті геофізики НАН України, виконано в умовах будівництва підземних сховищ на свердловинах Республіки Білорусь та Російської Федерації. Торпеди склалися з двох рівновеликих зарядів масою від 3,5 до 5,0 кг кожен. Час уповільнення зарядів в торпеді складав  $(0,31–0,62) \cdot 10^{-3}$  с і реалізувався відрізком детонуючого шнура марки ДША завдовжки 2,0–4,0 м. У кожній свердловині було здійснено підривання 2-х торпед. Торпедування здійснювалося на глибинах 800–980 м. В результаті торпедування в зоні вибухової обробки в соляному масиві створена штучна тріщинуватість, що сприяє прискоренню початкової стадії процесу розмиву емкостей. Скорочення чистого часу спорудження емкостей об'ємом 50–100 тис. м<sup>3</sup> у порівнянні з тривалістю будівництва при регламентному розмиві склало 180–219 діб.

Технологічні показники розмиву емкості об'ємом 100 тис. м<sup>3</sup> із застосуванням пропонованої технології створення штучної тріщинуватості як в соляному масиві, так і в нерозчинних прошарках, у порівнянні з традиційною технологією розмиву емкості, приведені в табл. 12.2 [193].

Таблиця 12.2. Показники розмиву ємкостей

Показники	Одиниці виміру	За традиційною технологією	Із застосуванням запропонованої технології
Загальний об'єм камери розмиву в зоні дії вибуху	тис. м <sup>3</sup>	–	17,2
Фактична подача розчинника	м <sup>3</sup> /год	61,7–64,5	33,3–38,9
Концентрація розсолу	г/л	74,2–129,8	197,5–275,0
Швидкість розмиву	м <sup>3</sup> /год	2,1–3,5	5,5–7,5
Тривалість розмиву	доба	666	461
Скорочення чистого часу розмиву	доба	–	205
Витрата розчинника	м <sup>3</sup>	487 000	170 000
Економія розчинника	м <sup>3</sup>	–	317 000
Економія електроенергії	млн. кВт/год	–	3,78

Таким чином, в результаті робіт з інтенсифікації спорудження підземних сховищ в кам'яних солях методом розмиву, встановлено:

- при спорудженні підземних сховищ в кам'яних солях до початку виконання робіт по розмиванню ємкості в області гідроврубу і частково 1-ого ступеня розмиву доцільне виконання вибухових робіт, направлених на попереднє розуцільнення структури солі. Це дозволяє різко підвищити ефективність обмінних процесів і в 3–4 рази збільшити швидкість розмивання ємкості в найбільш трудомісткій початковій стадії розмиву;

- у складних гірничо-геологічних умовах спорудження ємкостей за наявності в зоні проектного контуру сховища нерозчинних відкладів, що знижують ефективність розмивання, виконання вибухових робіт з розуцільнення нерозчинних пластів створює умови для самообвалення нерозчинних відкладів, що забезпечує збільшення концентрації розсолу, що видається на поверхню, до 10 разів і сприяє інтенсивному розвитку порожнини, яка розмивається;

- при появі в зоні розмивання сховищ оголених нерозчинних пластів, які перешкоджають розмиванню ємкостей в штатному режимі, необхідне виконання вибухових робіт по обваленню таких пластів, що дозволяє збільшити ефективність розмивання сховищ і зрештою отримувати камери проектних об'ємів;

- відрізняючись простотою практичної реалізації, застосування вибухових методів інтенсифікації спорудження підземних сховищ в кам'яних солях в складних гірничо-геологічних умовах, заснованих на розміщенні та розуцільненні структури солей і супутніх нерозчинних відкладів, дає значне скорочення термінів будівництва, зниження витрат матеріалів, економію електроенергії, що сприяє підвищенню техніко-економічних показників споруджуваних сховищ.

## Розділ 13

### ПЕРСПЕКТИВНІ НАПРЯМКИ РОЗРОБКИ НОВІТНІХ ТЕХНОЛОГІЙ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ

В процесі розробки нафтогазових родовищ термобаричні умови фільтрації флюїдів змінюються, що ускладнює їх приплив до вибою і негативно впливає на дебіт свердловин та повноту вилучення вуглеводнів із покладів.

Світова практика показує, що підвищення дебіту вуглеводнів можливе шляхом розробки та впровадження нових ефективних технологій, основаних на новітніх наукових досягненнях.

Важливе значення мають фізичні процеси, що посилюються під впливом акустичних полів – зміна сил поверхневого натягу і руйнування подвійного електричного шару в капілярах, турбулізація і підвищення швидкості фільтрації рідини в порах, акустичне розігрівання рідини, що зменшує її в'язкість та ін. [50–52]. Розглядаючи поведінку тиксотропних рідин і враховуючи нелінійну реологію вуглеводнів, стверджується, що слабкі по суті, акустичні (вібраційні) дії різко зменшують динамічну в'язкість нафт і відіграють роль спускового механізму, що ініціює подальшу дію градієнта тиску пласта, який у багато разів перевищує по потужності створювані напруги в процесі акустичної дії [53].

Розвивається ідея пружної дії на резонансних частотах порід, що сприяє очищенню присвердловинної зони від забруднень і створенню в колекторі нових пор, міжпорових каналів і тріщин. Збудження потоків рідини на резонансних частотах в діапазоні частот  $0,1-10^3$  Гц відбувається також на значній відстані від свердловини. Відмічено збільшення дебітів в сусідніх свердловинах, розташованих в радіусі одного кілометра від оброблюваної [49].

Відомо, що наявність навіть досить малих концентрацій високостисливих дефектів (тріщиноподібні дефекти, дислокації, міжзернові границі і контакти) призводить до сильної нелінійної поведінки гірських порід в процесі імпульсного навантаження. Зазначене може бути використано для підсилення процесу утворення тріщин і пов'язаного з цим покращання фільтраційних характеристик масиву продуктивного пласта, що сприятиме збільшенню припливу флюїдів на вибій видобувної свердловини [93, 154].

З метою розширення спектральних характеристик хвильового впливу на нерівноважне геофізичне середовище пласта перспективними є такі технологічні прийоми: обробка пласта в режимах амплітудної та частотної модуляції, на різницевих частотах з появою вищих та нижчих гармонік, нелінійного обмеження амплітуди, бігармонічна дія акустичних хвиль та ін. [43, 100].

Важливо відмітити нелінійні ефекти в рідинах із пухирцями газу. Такі середовища через досить високу стисливість пухирців проявляють сильну акустичну нелінійність. Особливо це важливо для нафтових родовищ, які вступили у пізню стадію експлуатації, що характеризується пухирцевим режимом течії флюїдів. В цьому зв'язку розробка технологій акустичного впливу на пухирці газу з перевипромінюванням енергії низькочастотної дії в високочастотні складові і, як наслідок, накачування енергії високих частот в пористе середовище із флюїдом, призводить до зміни властивостей флюїду (зменшення в'язкості, поверхневих натягів), що в цілому сприяє покращанню його припливу на вибій свердловини.

Оскільки ступінь кольматації привибійної зони пласта змінюється з відстанню від свердловини, для інтенсифікації припливу флюїдів потрібно використовувати як низькочастотні, так і високочастотні коливання. Можливість одночасного використання такого широкого спектру частот дозволить діяти як на ближню зону (радіус до 2 м), так і на віддалену ділянку пласта.

Перспективними вважаються технології пружно-хвильової дії на продуктивні пласти, які використовують механізм сейсмоакустичної емісії (САЕ) напружених зон пласта і забезпечують ефект підвищення нафтовіддачі [101]. Інтенсивність хвильового поля, що створюється в пластах штучними джерелами, досить мала для прямого впливу на властивості пластової системи і процесів, що в ній протікають, але достатня для створення (провокації) сейсмоакустичної емісії. Спонтанна САЕ проявляється постійно у вигляді шумів певного рівня і позитивно впливає на процес фільтрації флюїдів. Вимушена САЕ має більш високий енергетичний рівень і більш сильно впливає на процес фільтрації, за рахунок чого і отримується позитивний ефект.

Вимушена САЕ і ефект від неї проявляються на протязі декількох місяців після хвильової дії, коли відбувається розрядка напружених зон і реструктуризація скелета. В подальшому всі критичні напруження знімаються, пласт заспокоюється і переходить в новий енергетичний стан з нижчим рівнем спонтанних шумів і більш

консолідованим колектором. Для отримання повторного ефекту потрібно застосовувати більш потужну дію, щоб спровокувати розрядку менш напружених зон, або ж дочекатися формування нових напружених зон, що потребує досить багато часу [101]. При цьому джерелом посилення акустичної емісії в продуктивному пласті під впливом сейсмічної дії є утворення вільного газу і генерація ультразвуку при його фільтрації [30].

Відомо, що геологічні середовища, в яких знаходяться родовища мінеральної сировини, мають ієрархічну будову і знаходяться в нерівноважному і попередньо-напруженому стані. Теоретичні дослідження деформування таких середовищ з урахуванням вказаних властивостей створюють можливість виявлення нових ефектів, що сприятиме подальшому процесу вдосконалення технологій підвищення ефективності видобування корисних копалин.

При застосуванні акустичних амплітудно- та частотно-модульованих хвиль вдається досягнути перерозподілу енергії вихідного збурення за частотами в певному діапазоні, який може співпадати з власними частотами структурних елементів пласта. В такому резонансному режимі дії при відносно незначній початковій амплітуді сигналу здійснюється випромінювання структурними елементами (блоки, пори, зерна, пухирці) додаткової енергії, яка приводить середовище пласта в нерівноважний стан із покращенням його фільтраційних і колекторських властивостей.

Промислові дослідження та результати впровадження з підвищення дебіту видобувних свердловин на родовищах Росії, України, Казахстану, Туркменістану та Азербайджану свідчать про доцільність застосування комплексних технологій (акустична дія з подальшою депресією на пласт або з хімічною обробкою і т. ін.) [180]. При синергетичній дії на середовище пласта відбувається взаємодія різних за характеристиками коливальних навантажень на пласт, що змінює його амплітудні та частотні характеристики, підвищує добротність, знижує енергозатрати процесів розробки родовищ.

Автори сподіваються, що викладений в книзі матеріал буде використаний в процесі подальших розробок нових ефективних технологій підвищення видобутку вуглеводневої сировини.



## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа / О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, Л.И. Ширковский, Л.С. Чугунов. – М.: Наука, 1996. – 541 с.
2. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / А.И. Акульшин, В.С. Бойко, Ю.А. Зарубин, В.М. Дорошенко. – М.: Недра, 1989. – 479 с.
3. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений / И.М. Муравьев, Р.С. Андриасов, Ш.К. Гиматудинов и др. – М.: Недра, 1965. – 503 с.
4. Брод И.О., Еременко Н.А. Основы геологии нефти и газа. – М.: Гос. изд-во нефт. и горно-топливн. лит-ры, 1957. – 478 с.
5. Ржевский В.В., Новик Г.Я. Основы физики горных пород. – М.: Недра, 1967. – 288 с.
6. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1970. – 239 с.
7. Шостак А.В. Инженерна петрологія. – К.: Київський нац. ун-т, 2011.
8. Булатов В.В. Глубинная геомеханика. – М.: Недра, 1990. – 263 с.
9. Булатов В.В. Механика разрушения горных пород при сверхглубоком бурении. – Новосибирск: Наука, СО АН СССР, 1996.
10. Семякин В.С. Разрушение горных пород. – Астрахань: Астрах. типография, 2009. – 99 с.
11. Барабанов В., Николаев А. Повышение нефтеотдачи сейсмическим воздействием на залежь // Технологии ТЭК. – 2003. – № 3. – С. 1–6.
12. Сучков Б.М. Интенсификация работы скважин. – М.: Ижевск. полиграф. комбинат, 2007. – 611 с.
13. Вибросейсмическое воздействие на нефтяные пласты с земной поверхности / Б.Ф. Симонов, Н.А. Опарин, Н.А. Канискин и др. // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – 2000. – № 5. – С. 41–46.
14. Патент РФ № 2078913. Способ разработки нефтегазового месторождения. – Оpubл. 13.04.93 г.
15. Симонов Б.Ф. Результаты опытно-промысловых работ по повышению нефтеотдачи вибросейсмическим методом // Нефт. хоз-во. – 1996. – № 5. – С. 48–52.
16. Гадиев С.М. Использование вибрации в добыче нефти. – М.: Недра, 1977. – 158 с.
17. Сургучев М.Л., Кузнецов О.Л., Симкин Э.М. Гидродинамическое, акустическое, тепловое и циклическое воздействия на нефтяные пласты. – М.: Недра, 1975. – 183 с.
18. Технология объемного волнового воздействия на нефтегазовые залежи для повышения углеводородоотдачи пластов / Б.Ф. Симонов, Е.Н. Чередников, С.В. Сердюков и др. // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – 1998. – № 4. – С. 42–44.
19. Курленя М.В., Сердюков С.В. Нелинейные эффекты при излучении и распространении вибросейсмических сигналов в массиве горных пород // ФТПРПИ. – 1999. – №2. – С. 3–10.

20. Курленя М.В., Опарин В.Н., Востриков В.И. Волны маятникового типа. Ч. II. Методика экспериментов и основные результаты физического моделирования // ФТПРПИ. – 1996. – № 4. – С. 3–39.
21. Курленя М.В., Опарин В.Н. Проблемы нелинейной геомеханики. Ч. I. // ФТПРПИ. – 1999. – № 3. – С. 12–26.
22. Геомеханические процессы взаимодействия породных и закладочных массивов при отработке пластовых рудных залежей / М.В. Курленя и др. – Новосибирск: Наука, 1997. – 230 с.
23. О некоторых особенностях эволюции гармонических акустических сигналов при нагружении блочных сред с цилиндрической полостью / М.В. Курленя и др. // ФТПРПИ. – 1999. – № 6. – С. 10–32.
24. Николаевский В.Н. Вибрация горных массивов и конечная нефтеотдача пласта // Изв. АН СССР. – Мех. жидкости и газа. – 1992. – № 5. – С. 110–120.
25. Николаевский В.Н. Механизм вибровоздействия на нефтеотдачу месторождений и доминантные частоты // Докл. АН СССР. – 1989. – Т. 107, № 3. – С. 570–575.
26. Способ разработки обводненного нефтяного месторождения: А.с. 1596081 А1, Россия, Е 21 В 43/00 / А.Г. Асан-Джалалов, В.В. Кузнецов, И.Г. Киссин и др. – 1990. – Бюл. № 36.
27. Курленя М.В., Сердюков С.В. Определение области вибросейсмического воздействия на месторождение нефти с дневной поверхности // ФТРПИ. – 1999. – № 4. – С. 4–11.
28. Курленя М.В., Сердюков С.В. Реакция флюидов нефтепродуктивного пласта на вибросейсмическое воздействие малой интенсивности // ФТРПИ. – 1999. – № 2. – С. 11–17.
29. Результаты экспериментального изучения вибрационного воздействия на нефтяные залежи / С.М. Аммосов, В.Л. Барабанов, Г.И. Войтов и др. // Современные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Наука, 1992. – С. 98–102.
30. Сердюков С.В., Кривоуцкий В.С., Гамзатов С.М. Исследования сейсмических и акустических полей при низкочастотном вибрационном воздействии на нефтяной пласт. – Новосибирск, 1991. – 32 с. (Препр. / ИГД СО АН СССР, № 43).
31. Beresnev I. The mechanism of recovery of residual oil by elastic waves and vibrations // SEG, Houston, 2005. – Annual Meeting. – P. 1386–1390.
32. Roberts P.M. Laboratory observations of altered porous fluid-flow behavior in Berea sandstone induced by low-frequency dynamic stress stimulation // Ibid. – 2005. – P. 140–148.
33. Сердюков С.В., Курленя Н.В. Механизм сейсмического воздействия на нефтепродуктивные пласты // Геология и геофизика. – 2007. – Т. 48, № 11. – С. 1231–1240.
34. Влияние механических микроколебаний на характер пластических деформаций материалов / М.А. Садовский, К.М. Мирзоев, С.Х. Негматулаев, Н.Г. Саломов // Физика Земли. – 1981. – № 6. – С. 32–42.
35. Dorovsky V.N., Belonosov V.S., Belonosov A.S. Numerical investigation of

- parametric resonance in water-oil structures containing gas // *Math. Comput. Mod.* – 2002. – V. 36. – P. 203–209.
36. Акустическая технология в обогащении полезных ископаемых / А.И. Шульгин, Л.Н. Назарова, В.Н. Рехтман и др. – М.: Недра, 1987. – 232 с.
  37. Свалов А.М., Хавкин А.Я., Хисамов Р.С. Оценка напряжений в цементном камне и горной породе при изменении гидродинамического давления в скважине // *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений.* – 1998 – № 9. – С. 27–31.
  38. Абасов М.Т., Садовский М.А., Николаев А.В. Вибрационное воздействие на нефтяную залежь // *Вестник АН СССР.* – 1986. – № 9. – С. 95–99.
  39. Свалов А.М. Научно-методическое обоснование ударно-волнового воздействия на продуктивные пласты // *Нефт. хоз-во.* – 1999. – № 11. – С. 26–27.
  40. Свалов А.М. О механизме волнового воздействия на продуктивные пласты // *Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений.* – 1996. – № 7. – С. 27–29.
  41. Интенсификация работы нефтегазовых скважин методом упругого резонансного воздействия / А.А. Молчанов, В.С. Музылев, Д.Н. Дмитриев, В.А. Ушкало // *Каротажник.* – 2000. – Вып. 74. – С. 31–40.
  42. Потапов Г.А., Правдухин В.М. Оценка эффективности мощного низкочастотного акустического излучения на призабойную зону // *Нефт. хоз-во.* – 2000. – № 9. – С. 82–85.
  43. Развитие опыта акустической обработки продуктивной зоны скважин / В. Александров, М. Бушер, Ю. Казаков, В. Майоров // *Технологии ТЭК.* – 2003. – № 2. – С. 1–9.
  44. Управляемое параметрическое воздействие на продуктивную зону нефтяных и газовых скважин / В.А. Александров, В.Б. Железный, В.Б. Жуков, В.А. Майоров // *Геофизика.* – 1999. – № 5. – С. 30–39.
  45. Пат. 2162519 РФ, МПК Е 21 В43/25. Способ акустической обработки продуктивной зоны скважины и устройство для его реализации / В.А. Александров и др. – Приоритет от 26.04.99.
  46. Нелинейно-акустическое воздействие на геологические структуры с использованием скважинных излучающих трактов / В.А. Александров, В.Б. Железный, Ю.А. Корякин и др. // *Н. Новгород: Сб. трудов VIII сессии Российского акустического общества. Нелинейная акустика твердого тела.* – 1998. – С. 125–128.
  47. Основы волновой технологии. – Научный центр волновой механики и технологии РАН. <http://www.nwmte.ac.ru/>.
  48. Герштанский О.С. Опыт применения акустического воздействия на призабойную зону проницаемых пород на месторождениях Западного Казахстана // *Каротажник.* – 1998. – Вып. 48. – С. 76–80.
  49. Молчанов А.А., Дмитриев Д.Н., Ушкало В.А. Аппаратура импульсного упругого воздействия на нефтяные пласты "Приток-1" для интенсификации режима работы нефтегазовых скважин // *Каротажник.* – 1998. – Вып. 50. – С. 16–21.

50. Бурмистенко Ю.Н., Жуйков Ю.Ф. Технология повышения производительности нефтедобывающих и водозаборных скважин, основанная на обработке прискважинного пространства полем упругих колебаний // Каротажник. – 1998. – Вып. 50. – С. 21–29.
51. Дрягин В.В., Опошнян В.И., Глухих В.А. Аппаратура акустического воздействия ААВ-320 для очистки призабойной зоны пласта // Каротажник. – 1998. – Вып. 46. – С. 74–76.
52. Кузнецов О.Л., Ефимова С.Ф. Применение ультразвука в нефтяной промышленности. – М.: Недра, 1983. – 192 с.
53. Крутин В.Н. Механизм акустической интенсификации притоков нефти из продуктивных пластов // Каротажник. – 1998. – Вып. 42. – С. 46–53.
54. Геолого-экономическая оценка эффективности методов повышения нефтеотдачи и интенсификации притоков по залежам пласта БС<sub>10</sub> Федоровского месторождения / А.А. Дорошенко, Б.Р. Саркисянц, Р.Г. Хисматов, Н.Л. Щергина // Нефт. хоз-во. – 1997. – С. 52–60.
55. Использование магнитострикционных источников акустической энергии для повышения нефтеотдачи / В.П. Митрофанов, А.И. Дзюбенко, Б.В. Терентьев и др. // Каротажник. – 1998. Вып. 45. – С. 25–32.
56. Горбачев Ю.И. Физико-химические основы ультразвуковой очистки призабойной зоны нефтяных скважин // Геоинформатика. – 1998. – № 3. – С. 62–65.
57. Ультразвуковая обработка дисперсных глинистых минералов / Н.Н. Круглицкий, С.Н. Ничипоренко, В.В. Симуров, В.В. Минченко. – Киев: Наук. думка, 1971. – С. 27–84.
58. Духин С.С. Электропроводность и электрические свойства дисперсных систем. – Киев: Наук. думка, 1975. – 247 с.
59. Горбачев Ю.И. Акустическое воздействие и повышение рентабельности разработки нефтяных месторождений // Каротажник. – 1999. – Вып. 60. – С. 55–67.
60. Подземная гидравлика / К.С. Басниев, А.М. Власов, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. – М.: Недра, 1986. – 303 с.
61. Николаева С.К., Королев В.А. О роли температуры в процессе тиксотропного структурообразования водонасыщенных глинистых грунтов // Инж. геол. – 1981. – № 5.
62. Овчинников П.Ф., Круглицкий Н.Н., Михайлов Н.В. Геология тиксотропных систем. – Киев: Наук. думка, 1972. – 120 с.
63. Технология акустической реабилитации скважин и пластов для решения задач повышения нефтеотдачи / Э. Орендлихерман, Д. Воронин, А. Исхаков, Ю. Горбачев // Нефть и газ. – 2002. – № 5. – С. 51–55.
64. Biot M.A. Generalized Theory of Acoustic Propagation in Porous Dissipative Media: JASA. – 34. – 9. – 1962. – P. 1254–1264.
65. Черский Н.В., Царев В.Н., Кузнецов О.Л. Влияние ультразвуковых полей на проницаемость горных пород при фильтрации воды. – Докл. АН СССР. – Т. 232. – № 1. – С. 201–204.
66. Gurevich V., Lopatnikov S. Velocity and attenuation of elasticwaves in finely

- layered porous rocks: *Geophys J. INT*, 1995. – V. – 121. – P. 933–937.
67. Физические основы акустического метода воздействия на коллекторы / Ю.И. Горбачев, О.А. Кузнецов, Р.С. Рафиков, А.А. Печков // *Геофизика*. – 1998. – № 4. – С. 5–9.
  68. Bourbie T., Coussy O., Zinszner B. *Acoustic of Porous Media France*. Imprimerie Nouvelle. – 1987.
  69. Химия и ультразвук / Т. Мейсон, Дж. Диндли, Р. Дэвидсон и др. – Пер. с англ. Под ред. А.С. Кузьмина. – М.: Мир, 1993. – 187 с.
  70. Roberts P., Venkitaraman A., Sharma M. Ultrasonic Removal of Organic Deposits and Polymer Formation Damage (SPE 31129). SPE Formation Damage Control Symposium, Lafayette, Louisiana, 14–15 February, 1966. [Internet. Ultrasonic home Page. <http://qvack.lanl.gov/ULTRASONICS.HTML>].
  71. Технология плазменно-импульсного воздействия на продуктивный пласт с целью увеличения извлекаемости нефти // *Нефтесервис*. – 2008.
  72. Гликман А.Г. Теория и практика. Формирования поля упругих колебаний в нефтяной залежи / [www.newgeophys.spb.ru](http://www.newgeophys.spb.ru).
  73. ООО «Капитальный подземный ремонт скважин» / [http://burovovoy-terminal.com.ua/intens\\_holes.php](http://burovovoy-terminal.com.ua/intens_holes.php).
  74. Явление генерации инфразвуковых волн нефтегазовой залежью: Научное открытие / С.Л. Арутюнов, В.Ф. Давыдов, О.Л. Кузнецов и др. – 1999. – № 109.
  75. Верба Ю.В., Булат А.Ф., Ленда В.А. Обоснование параметров и разработка сейсмического вибратора с комбинированным режимом динамического нагружения // Мат-лы научной конференции «Фундаментальные проблемы формирования техногенной геосреды». Институт горного дела СО РАН (ИГД СО РАН), Новосибирск, 28 июня–2 июля 2010 г.
  76. Комп'ютерна програма «Накопичення та інтерпретація результатів гідродинамічних досліджень свердловин на усталених і неусталених режимах фільтрації (gidroEXP)». Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 17242 від 14.07.2006 р.
  77. Зазуляк О.М., Рущак В.Б. Визначення параметрів привибійної зони газових свердловин за кривими відновлення вибієного тиску // *Нафт. і газова пром-сть*. – 2009. – № 4. – С. 33–34.
  78. Верба Ю.В., Куневич В.Н. Использование источника инфразвуковых колебаний для интенсификации добычи нефти // *Каротажник*. – 2005. – Вып. 130–131. – С. 171–175.
  79. АХЦА.611324.001 РР2:2005. Технологія впливу на привибійну зону нафтових, газоконденсатних, газових та нагнітальних свердловин імпульсно-хвильовою дією. Методика розрахунку та вибору параметрів роботи генератора імпульсно-хвильового, генератора імпульсів гирлового, насоса струминного.
  80. Пат. на корисну модель 68021А Україна, МПК (2006) E21B 37/00, E21B 28/00. Пристрій для очищення привибійної зони свердловини / Ю.В. Верба, Г.П. Здольник. – Опубл. 15.07.04. Бюл. № 7.
  81. Пат. на корисну модель 74708 Україна, МПК (2006) E21B 43/25, E21B 37/06

- (2006.01). Спосіб імпульсно-хвильового впливу на привибійну зону свердловини / Ю.В. Верба, Г.П. Здольник. – Опубл. 16.01.06. Бюл. № 1.
82. Пат. 2268994 РФ, МПК (2006) E21B 37/00. Устройство для очистки призабойной зоны скважины / Ю.В. Верба, Г.П. Здольник. – Опубл. 27.01.06. Бюл. № 3.
  83. Результаты применения технологии электровоздействия на месторождениях ОАО «Казажойлэмба» // Нефть. хоз-во. – 2000. – № 10. – С. 65–68.
  84. Максимов А.Г., Радченко А.В. Моделирование интенсификации нефтедобычи при акустическом воздействии на пласт из скважины // Электронный журнал «Техническая акустика». 2003. – № 10. <http://webcenter.ru/necaa/ejta/>.
  85. Максимов Г.А., Радченко А.В. Роль нагрева при акустическом воздействии на пласт // Геофизика. – 2001. – № 6. – С. 38–46.
  86. Физические величины: Справочник / Под ред. И.С. Григорьева, Е.З. Мейлихова. – М: Энергоатомиздат, 1991. – 1232 с.
  87. Горбачев Ю.И. Физико-химические основы ультразвуковой очистки призабойной зоны нефтяных скважин // Геоинформатика. – 1998. – № 3. – С. 7–12.
  88. Gorbachev Y.I., Rafikov R.S., Rok V., Pechkov A.A. Acoustic well stimulation: theory and application // First Break, 1999, v. 17. – № 10. – P. 331–334.
  89. Кузнецов О.Л., Симкин Э.М., Чилингар Дж. Физические основы вибрационного и акустического воздействия на нефтегазовые пласты. – М: Мир. – 2001. – 260 с.
  90. Печков А.А., Шубин А.В. Результаты работ по повышению продуктивности скважин методом акустического воздействия // Геоинформатика. – 1998. – № 3. – С. 16–24.
  91. Повышение продуктивности и реанимация скважин с применением виброволнового воздействия / В.П. Дыбленко, Р.Н. Камалов, Р.Я. Шарифуллин, И.А. Туфанов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 381 с.
  92. Абасов М.Т., Садовский М.А., Николаев А.В. Вибрационное воздействие на нефтяную залежь // Вестник АН СССР. – 1986. – № 9. – С. 95–99.
  93. Партон В.З. Механика разрушения: от теории к практике. – М.: Наука, 1990. – 240 с.
  94. Янтурин А.Ш., Рахимкулов Р.Ш., Кагарманов Н.Ф. Выбор частоты при вибрационном воздействии на призабойную зону // Нефть. хоз-во. – 1986. – № 12. – С. 40–42.
  95. Вібровильове витіснення нафти з продуктивного пласта при внутрішньо-контурному заводненні / В.М. Казанцев, В.О. Фролагін, Ю.А. Балакіров, Ю.М. Бугай / Нафта і газова пром-сть. – 2003. – № 1. – С. 39–41.
  96. Кучернюк А.В. Комплексні технології ударно-хвильової дії на продуктивні горизонти як інструмент підвищення ефективності експлуатації нафтових родовищ // Нафта і газова пром-сть. – 2003. – № 5. – С. 23–27.
  97. Бажалук Я.М., Чистяков В.І. Вплив на пласт-колектор полями змінних тисків // Стан і перспективи впровадження технологій інтенсифікації видобування газу та нафти на родовищах України. – Ів.-Франківськ, 2001. – С. 129–141.

98. Применение электродинамических методов повышения нефтедобычи с истощенных пластов – одно из перспективных направлений в процессе разработки нефтяных месторождений / В.Д. Кукуруза, В.Т. Кривошеев, Е.В. Пекельная, Е.З. Иванова // *Нафта і газ України*. – Івано-Франківськ, 2000. – С. 252–253.
99. Кукуруза В.Д. Новые электродинамические методы интенсификации добычи нефти и прогнозирования нефтегазонасности // *Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений*. – 1995. – С. 29–32.
100. Ультразвукова технологія / ОАО «Украинский нефтегазовый институт». <http://ukrngi.com/>.
101. Нові вибухові технології інтенсифікації видобутку вуглеводнів із підземних формацій / В.І. Артёмов, В.П. Нагорний, Ю.А. Писарев, А.Й. Куль. – К.: ВПЮЛ, 1998. – С. 28.
102. Даниленко В.А., Нагорний В.П., Коболев В.П. Технологія підвищення дебіту свердловин із використанням фокусування вибухових хвиль // *Нафта і газ України*. – К.: 2002. – С. 29.
103. Пат. на корисну модель 21372, Е 21 В 43/263. Спосіб вибухової обробки продуктивних пластів / В.П. Нагорний, І.І. Денисюк, С.В. Петрушенко. – Заявл. 15.09.06. – Опубл. 15.03.07. Бюл. № 3. – 2 с.
104. Мосинец В.Н. Дробящее и сейсмическое действие взрыва в горных породах. – М.: Недра, 1976. – 271 с.
105. Пат. на корисну модель 32810, Е 21 В 43/263. Спосіб вибухової обробки продуктивних пластів / В.П. Нагорний, І.І. Денисюк. – Заявл. 19.02.08. – Опубл. 26.05.08. Бюл. № 10. – 2 с.
106. Пат. на корисну модель 33191, Е 21 В 43/263. Спосіб вибухової обробки продуктивних пластів / В.П. Нагорний. – Заявл. 19.02.08. – Опубл. 10.06.08. Бюл. № 11. – 2 с.
107. Михалюк А.В. Торпедирование и импульсный гидроразрыв пластов. – К.: Наук. думка, 1986. – 196 с.
108. Друкованый М.Ф., Комир В.М., Кузнецов В.М. Действие взрыва в горных породах. – К.: Наук. думка, 1973. – 184 с.
109. Нагорний В.П., Денисюк І.І., Рудюк Я.О. Теоретичні дослідження впливу поперечних хвиль на ефективність імпульсної обробки масиву у привибійній зоні продуктивного пласта // *Нафт. і газова пром-сть*. – 2008. – № 5. – С. 20–22.
110. О влиянии коэффициента поперечной деформации на взрывное разрушение горных пород / В.П. Нагорный, И.И. Денисюк, С.В. Петрушенко и др. // *Деформирование и разрушение материалов с дефектами и динамические явления в горных породах и выработках*. – Симферополь, 2008. – С. 232–237.
111. Нагорний В.П., Куль А.Й. Рекомендації по застосуванню вибухових робіт для підвищення продуктивності газових свердловин. – К.: ВПЮЛ, 1997. – 12 с.
112. Михалюк А.В. Горные породы при неравномерных динамических нагрузках. – Киев: Наук. думка, 1980. – 154 с.
113. Ловля С.А., Горбенко Л.А., Каплан Б.Л. Торпедирование и перфорация

- скважин. – М.: Недра, 1959.
114. Прострелочно-взрывная аппаратура: Справочник / Л.Я. Фридляндер, В.А. Афанасьев, Л.С. Воробьев и др. – М.: Недра, 1990. – 275 с.
  115. Прострелочные и взрывные работы в скважинах / Н.Г. Григорян, С.А. Ловля, Г.Г. Шахназаров и др. – М.: Недра, 1992. – 303 с.
  116. Михалюк А.В., Войтенко Ю.І., Лігоцький Н.В. Нова технологія інтенсифікації видобутку нафти і природного газу із застосуванням енергії вибуху // Нафт. і газова пром-сть. – 1997. – № 4. – С. 24–26.
  117. Вибухові технології поліпшення сполучення продуктивного пласта з свердловиною / Ю.А. Писарев, В.П. Нагорний, С.О. Волосник та ін. – К.: ВПОЛ, 1999. – 24 с.
  118. Рывкин С.Г., Рывкин А.З., Хренов Л.С. Справочник по математике. – М.: Высшая школа, 1964. – 519 с.
  119. Нагорний В.П., Петрушенко С.В. Торпеди для вибухової обробки привибійної зони продуктивного пласта // Нафта і газ України. – Судак, 2004. – С. 69–70.
  120. Кутузов Б.Н. Взрывные работы. – М.: Недра, 1980. – 392 с.
  121. Пат. на корисну модель 19692, Е 21 В 43/00. Торпеда для вибухової обробки пласта / В.П. Нагорний – Заявл. 26.07.06. – Опубл. 15. 12.06. Бюл. № 12. – 2 с.
  122. Пат. на корисну модель 46042, Е 21 В 43/25. Спосіб вибухової обробки продуктивних пластів / В.П. Нагорний. – Заявл. 25.05.09. – Опубл. 10.12.09. Бюл. № 23. – 2 с.
  123. Пат. на корисну модель 20523, Е 21 В 43/00. Торпеда для вибухової обробки пласта / В.П. Нагорний, І.І. Денисюк, С.В. Петрушенко. – Заявл. 15.09.06. – Опубл. 15.01.07. Бюл. № 1. – 2 с.
  124. Росинский Н.Л., Магойченков М.А., Галаджий Ф.М. Мастер-взрывник. – М.: Недра, 1988. – 384 с.
  125. Дубнов Л.В., Бахаревич И.С., Романова А.И. Промышленные взрывчатые вещества. – М.: Недра, 1988. – 358 с.
  126. Пат. на корисну модель 23947, Е 21 В 43/00. Секційна торпеда для вибухової обробки пласта / В.А. Даниленко, В.П. Нагорний, Л.О. Волгін, М.Г. Денисенко. – Заявл. 14.02.07. – Опубл. 11.06.07. Бюл. № 8. – 2 с.
  127. Пат. на корисну модель 24981, Е 21 В 43/263. Спосіб формування секційної торпеди для вибухової обробки продуктивних пластів / В.А. Даниленко, В.П. Нагорний, Л.О. Волгін, М.Г. Денисенко. – Заявл. 14.02.07. – Опубл. 25.07.07. Бюл. № 11. – 2 с.
  128. Рекомендации по торпедированию нагнетательных скважин для увеличения их приемистости / А.В. Михалюк, В.П. Нагорный, А.Ф. Ильин и др. – Киев: Книж. типогр. науч. книги, 1993. – 18 с.
  129. Нагорний В.П., Куль А.Й. Рекомендації по застосуванню вибухових робіт для підвищення продуктивності газових свердловин. – К.: ВПОЛ, 1997. – 19 с.
  130. Нагорный В.П., Глоба В.М., Денисюк И.И. Взрывные работы при добыче природных углеводородов, строительстве магистральных трубопроводов и подземных хранилищ. – К.: Полиграфист, 2009. – 330 с.



131. Михалюк А.В., Нагорный В.П. Взрывные работы при строительстве подземных хранилищ в каменной соли методом размыва. – Киев, 1995. – 26 с. (Препр. / АН Украины, Ин-т геофизики им. С.И. Субботина).
132. Пат. на корисну модель 33192. Торпеда для вибухової обробки продуктивних пластів / В.П. Нагорний, І.І. Денисюк. – Заявл. 19.02.08. – Опубл. 10.06.08. Бюл. № 11. – 2 с.
133. Нагорний В.П., Денисюк І.І. Особливості циклічної імпульсної дії на породу у привибійній зоні продуктивного пласта // Нафт. і газова пром.-сть. – 2010. – № 1. – С. 28, 29.
134. Чуриков В.А., Колодий В.И., Черевко М.А. Динамика скважин при прострелочно-взрывных работах. – К.: Наук. думка, 1994. – 173 с.
135. Иогансен К.В. Спутник буровика. – М.: Недра, 1981. – 189 с.
136. Ловля С.А. Прострелочно-взрывные работы в скважинах. – М.: Недра, 1987. – 214 с.
137. Романова В.Н. Прохождение ударной волны по неоднородной среде // Инж.-физ. журнал. – 1976. – Т. XXX, № 3. – С. 480.
138. Глинский Г.Я., Нагорный В.П., Поляковский В.А. Распространение волн при действии импульсного источника в заполненном водой металлическом волноводе // Деформирование и разрушение материалов с дефектами и динамические явления в горных породах и выработках. – Симферополь, 2005. – С. 70–79.
139. Вибухові технології поліпшення сполучення продуктивного пласта з свердловиною // В.П. Нагорний, Ю.А. Писарев, Є.О. Волосник та ін. – К.: ВПОЛ, 1999. – 24 с.
140. Балакіров Ю.А., Нагорний В.П., Ткач О.І. Вибухово-реагентний метод дії на продуктивні пласти // Нафта і газ України. – Ів.-Франківськ, 2000, т. 2. – С. 249.
141. Нагорный В.П., Денисюк И.И. Селективная импульсно-химическая обработка скважин // Импульсные процессы в механике сплошных сред. – Николаев, 2007. – С. 122–124.
142. Справочник по прострелочно-взрывной аппаратуре / Под ред. Л.Я. Фридляндера. – М.: Недра, 1983. – 197 с.
143. Прострелочно-взрывные работы в глубоких и разведочных скважинах // Сб. научн. трудов. – М.: ВНИИГеофизика, 1977. – 258 с.
144. Прострелочно-взрывные работы в глубоких скважинах // Сб. научн. трудов. – М.: ВНИИГеофизика, 1981. – 310 с.
145. Яремийчук Р.С., Качмар Ю.Д. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин. – Львів: Вища школа, 1982. – 263 с.
146. Гидроабразивный перфоратор: А.с. 870678 СССР / Д.А. Егер, В.С. Бабчук, В.И. Мельник. – 1981, Бюл. № 33.
147. Егер Д.А., Рыбчак Е.В. Влияние условий вскрытия пласта на освоение скважин // Нефт. и газовая пром.-сть. – 1985. – № 2. – С. 29–30.
148. Качмар Ю.Д., Егер Д.А., Рыбчак Е.В. Расчет основных параметров при проектировании озонгидропескоструйной перфорации. – М., 1975. – Деп. в ВНИИОЗНТ 24.07.1975, № 213.

149. Денисов Г.Г., Ермилов Б.И., Пейсахов Р.М. Направленная поинтервальная солянокислотная обработка с применением гидроперфоратора // Нефтепромысловое дело. – 1973. – № 5. – С. 9–10.
150. Саркисов Н.М., Шишов С.В. Совершенствование технологии щелевой перфорации скважин // Нефт. хоз-во. – 1995. – № 3. – С. 14–16.
151. Саркисов Н.М., Шишов С.В., Климовец В.В. Интенсификация добычи нефти путем щелевой перфорации // Нефт. хоз-во. – 2000. – № 12. – С. 26–30.
152. Единые правила безопасности при взрывных работах. – К.: Норматив, 1992.
153. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. – М.: Недра, 1975. – 253 с.
154. Техническая Инструкция по взрыво-прострелочным работам в скважинах. – М.: Недра, 1975. – 84 с.
155. Нагорний В.П. Імпульсні методи відновлення водозабірних свердловин: Довідник. – К.: Ессе, 2011. – 187 с.
156. Зубчанинов В.Г. Основы теории упругости и пластичности. – М.: Высш. школа, 1990. – 368 с.
157. Специальные работы при бурении и оборудовании скважин на воду / Д.Н. Башкатов, С.Л. Драхлис, В.В. Сафонов и др. – М.: Недра, 1988. – 268 с.
158. Пат. на корисну модель 50571, Е 21 В 43/25. Пристрій для депресійної обробки фільтра і прифільтрової зони свердловини / В.П. Нагорний. – Заявл. 13.01.10. – Опубл. 10.06.10. Бюл. № 11. – 3 с.
159. Пат. на корисну модель 52155, Е 21 В 43/25. Спосіб ударно-депресійної обробки фільтра і прифільтрової зони свердловини / В.П. Нагорний. – Заявл. 25.03.10. – Опубл. 10.08.10. Бюл. № 15. – 2 с.
160. Пат. на корисну модель 57450, Е 21 В 43/25. Спосіб хвильової обробки отворів фільтра нафтової свердловини / В.П. Нагорний, Ю.М. Цифра, А.П. Горovenko. – Заявл. 18.08.10. – Опубл. 25.02.11. Бюл. № 4. – 2 с.
161. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
162. Пат. на корисну модель 29332, Е 21 В 43/263. Спосіб імпульсної обробки привибійної зони нафтоносних пластів / В.П. Нагорний, І.І. Денисюк, Я.О. Рудюк. – Заявл. 11.09.07. – Опубл. 10.01.08. Бюл. № 1. – 3 с.
163. Аметов И.М., Шерстнев Н.М. Применение композитных систем в технологических операциях эксплуатации скважин. – М.: Недра, 1989. – 213 с.
164. Нагорний В.П., Денисюк І.І. Імпульсні методи інтенсифікації видобутку вуглеводнів. – К.: Ессе, 2012. – 323 с.
165. Визначення та дослідження коефіцієнта затухання в залежності від частоти хвильової дії на в'язкопружну систему / В.П. Нагорний, І.І. Денисюк, С.В. Петрушенко та ін. // Деформирование и разрушение материалов с дефектами и динамические явления в горных породах и выработках. – Симферополь, 2007. – С. 209–214.
166. Пат. на корисну модель 42179, Е 21 В 43/263. Спосіб хвильової обробки нафтоносного пласта / В.П. Нагорний, І.І. Денисюк, С.В. Микуляк, Я.О. Рудюк. – Заявл. 02.02.09. – Опубл. 25.06.09. Бюл. № 12. – 2 с.

167. Віброхвильове витіснення нафти з продуктивного пласта при внутрішньо-контурному заводненні / В.М. Казанцев, В.О. Фролагін, Ю.А. Балакіров, Ю.М. Бугай / Нафт. і газова пром-сть. – 2003. – № 1. – С. 39–41.
168. Николаевский В.Н. Геомеханика и флюидомеханика. – М.: Недра, 1996. – 434 с.
169. Пат. на корисну модель 46043, Е 21 В 43/25. Спосіб хвильової обробки нафтоносного пласта / В.П. Нагорний, І.І. Денисюк, С.В. Микуляк. – Заявл. 25.05.09. – Опубл. 10.12.09. Бюл. № 23. – 2 с.
170. Пат. на корисну модель 52915, Е 21 В 43/00. Спосіб хвильової обробки нафтоносного пласта / В.П. Нагорний, І.І. Денисюк, С.В. Микуляк, Я.О. Рудюк. – Заявл. 19.04.10. – Опубл. 10.09.10. Бюл. № 17. – 3 с.
171. Кнэпп Р., Дейли Дж., Хэммит Ф. Кавитация. – М.: Наука, 1970. – Т. 2. – 687 с.
172. Горшков А.С., Русецкий А.А. Кавитационные трубы. – Л.: Судостроение, 1972.
173. Седов Л.И. Механика сплошной среды. – М.: Наука, 1970. – Т. 2. – 568 с.
174. Пат. на корисну модель 57865, Е 21 В 43/25. Спосіб хвильової обробки нафтоносного пласта / В.П. Нагорний, І.І. Денисюк, А.Й. Куль та ін. – Заявл. 29.09.10. – Опубл. 10.03.11. Бюл. № 5. – 2 с.
175. Нагорний В.П., Денисюк І.І. Спектры и их приложения к задачам взрывного дела. – К.: «Ессе», 2010. – 183 с.
176. Пат. на корисну модель 57866, Е 21 В 43/25. Спосіб хвильової обробки нафтоносного пласта / В.П. Нагорний, І.І. Денисюк, А.Й. Куль та ін. – Заявл. 29.09.10. – Опубл. 10.03.11. Бюл. № 5. – 2 с.
177. Пат. на корисну модель 58479, Е 21 В 43/25. Спосіб хвильової обробки нафтоносного пласта / В.П. Нагорний, І.І. Денисюк, А.Й. Куль – Заявл. 14.10.10. – Опубл. 11.04.11. Бюл. № 7. – 3 с.
178. Баскаков С.И. Радиотехнические цепи и сигналы. – М.: Высш. школа, 1988. – 448.
179. Кучернюк В., Кучернюк А. Технології інтенсифікації притоку рідини шляхом електророзрядної імпульсної хіміко-акустичної дії на привибійну зону нафтових свердловин // Винахідник і раціоналізатор. – 1998. – № 5–6. – С. 30–32.
180. Кучернюк А.В. Комплексні технології ударно-хвильової дії на продуктивні горизонти як інструмент підвищення ефективності експлуатації нафтових родовищ // Нафт. і газова пром-сть. – 2003. – № 5. – С. 23–27.
181. Смірнов О.П. Обґрунтування параметрів електророзрядного способу декольматації свердловин: Автореф. дис.... канд. техн. наук: 05.15.09 / Ін-т геотехніч. механ. – Дніпропетровськ, 2011. – 20 с.
182. Кристин М., Сокол С., Константиnescу Л. Увеличение продуктивности и приемистости скважин. – М.: Недра, 1985. – 185 с.
183. А. с. 861561 СРСР, Е 21 В43/27, 1981 г.
184. А. с. 1480415 СРСР, Е 21 В43/27, 1987 г.
185. Ибрагимов Г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти: Справочник. – М.

- Недра, 1991. – 384.
186. А. с. 1373428 СРСР, АІ В01F17/50, Е 21 В21/14.
  187. Пат. на корисну модель 27032, Е 21 В 29/00. Спосіб ремонту обсадної колони / В.Ю. Бугай, О.Ю. Бугай, В.Ю. Худолей та ін. – Заявл. 18.06.07. – Опубл. 10.10.07. Бюл. № 16. – 3 с.
  188. Пат. на корисну модель 50998, Е 21 В 43/25. Спосіб запобігання відкладам парафіну в підйомних трубах / В.П. Нагорний, І.І. Денисюк, Я.О. Рудюк. – Заявл. 26.01.10. – Опубл. 25.06.10. Бюл. № 12. – 2 с.
  189. Иванцов О.М. Подземное хранение жидких углеводородных газов. – М.: Гостехиздат, 1961. – 148 с.
  190. Белоцерковская Г.В., Белоцерковский Е.А. О создании подземных хранилищ жидких углеводородов в соляных пластах, содержащих прослойки нерастворимых пород // Нефть. хоз-во. – 1967. – № 12. – С. 46–48.
  191. Царенков Ю.В. Метод обрушения пропластков нерастворимых пород в подземной емкости // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 1979. – № 5. – С. 10–15.
  192. Нагорный В.П., Глоба В.М. Сооружение и эксплуатация подземных хранилищ углеводородов в отложениях каменной соли. – К.: Ессе, 2010. – 176 с.
  193. Нагорный В.П. Интенсификация сооружения подземных хранилищ в каменной соли методом размыва // Газовая пром-сть. – 2011. – № 7. – С. 59–62.
  194. Пат. 2068805 РФ, МПК 6 В65G5/00, Е 21 В 43/28. Способ создания резервуаров в формациях каменной соли и конструкция подземных резервуаров для его осуществления. – Опубл. 11.10.1996 г.
  195. Взрывное устройство для разрушения выступов внутри полости размыва: А. с. 1820703 СССР, SU 1820703A1 F42D3/04. – Опубл. 12.10.1992 г.
  196. Петряшин Л.Ф., Глоба В.М., Желтоухов В.В. Методы разрушения пропластков при сооружении газонефтехранилищ в соляных пластах // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 1975. – № 9. – С. 5–7.
  197. Даниленко В.А., Нагорный В.П. Технологічний комплекс для інтенсифікації видобутку енергоносіїв // Наука та інновації, 2006. – Т. 2, № 5. – С. 34–40.
  198. Нагорный В.П., Денисюк І.І., Волгін А.О. Новітні імпульсні технології та обладнання для підвищення продуктивності видобувних та нагнітальних свердловин при розробці корисних копалин // Наука та інновації, 2010. – Т. 6, № 1. – С. 39–44.
  199. Новітні свердловинні геотехнології освоєння корисних копалин / В.П. Нагорний, В.В. Кулик, С.Т. Звольський та ін. // Наука та інновації. – 2011. – Т. 7, № 3. – С. 39–44.
  200. Крауфорд Ф. Волны / Пер. с англ., под ред. А.И. Шальникова, А.О. Вайсенберга. – М.: Недра, 1984. – 512 с.
  201. Ащепков М.Ю. Перспективы применения технологии нефтеотдачи дилатационно-волновым воздействием на продуктивные пласты // Нефтепромысловое дело. – 2004. – № 2. С. 19–22.

**Науково-виробниче видання**

**Нагорний Володимир Петрович  
Денисюк Іван Іванович**

## **Технології інтенсифікації видобутку вуглеводнів**

**За редакцією докт. техн. наук, проф.  
В.П. Нагорного**

Підписано до друку 27.06.2013.  
Формат 60×84/16. Папір офсетний.  
Друк. арк. 16,22; умов. друк. арк. 14,20.  
Замовлення № 24/7-13. Наклад 200 прим.

Віддруковано у друкарні Тов. фірми «Ессе»  
Україна, 03142, м. Київ-142,  
проспект Вернадського, 34/1