

К.О. ОГАНОВ, В.М. ДОРОШЕНКО,
Д.О. ЄГЕР, Ю.О. ЗАРУБІН, М.П. КОВАЛКО

НОВІ МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ ПЛАСТІВ



НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА
КОМПАНІЯ "НАФТОГАЗ УКРАЇНИ"
ДОЧІРНЕ ПІДПРИЄМСТВО
"НАУКОВО-ДОСЛІДНИЙ ІНСТИТУТ
НАФТОГАЗОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ"

NATIONAL STOCK COMPANY
NAFTOGAS UKRAINY
SUBSIDIARY ENTERPRISE
SCIENTIFIC-RESEARCH INSTITUTE
OF OIL-GAS INDUSTRY

K.O. OGANOV, V.M. DOROSHENKO,
D.O. YEGER, Yu.O. ZARUBIN, M.P. KOVALKO

NEW METHODS OF RAISING OIL PRODUCTION OF THE POOLS

К.О. ОГАНОВ, В.М. ДОРОШЕНКО,
Д.О. ЄГЕР, Ю.О. ЗАРУБІН, М.П. КОВАЛКО

НОВІ МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ ПЛАСТІВ

УДК 622.276.4

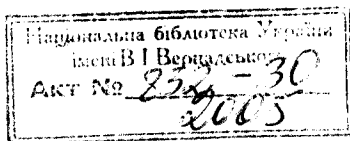
У монографії розглянуто нагромаджений у вітчизняній і світовій практиці за останні 20—25 років матеріал досліджень з розробки технологій підвищення нафтовідачі пластів. Використано результати досліджень, що проводяться у США, Росії, Китаї і Канаді. Узагальнено результати дослідно-промислових випробувань і на їх основі зроблено пропозиції щодо впровадження нових методів вилучення нафти на родовищах України. Показано успіхи промислових досліджень з максимального використання балансових запасів нафти і вилучення її з покладів, що експлуатуються, в межах технологічної ефективності та економічної рентабельності.

Для широкого кола нафтовиків.

The monograph deals with great amount of scientific material accumulated in the home and the world practice in the recent 20—25 years concerning development of the methods for raising productivity of oil pools. Results of investigations carried out in the USA, Russia, China and Canada have been used. The results of research-industrial tests have been generalized, the proposals on their basis being made concerning introduction of tertiary methods in the deposits of Ukraine. The authors have shown achievements of industrial investigations on maximum use of the balance oil reserves and oil extraction from the pools in operation within the limits of technical and economic efficiency and profitability.

For specialists in oil and gas production.

Відповідальний редактор
д-р техн. наук проф. *Ю.О. Зарубін*



Редакція медико-біологічної,
хімічної та геологічної літератури
Редактор *О.І. Калашикова*

О 2503010400 - 028 Без об'яви
2005

ISBN 966-00-0461-3

© К.О. Оганов, В.М. Дорошенко,
Д.О. Єгер, Ю.О. Зарубін,
М.П. Ковалко, 2005

Для нарощування запасів і видобутку нафти усі країни світу вкладають величезні фінансові і матеріальні ресурси у пошукові і розвідувальні роботи, облаштування промислів та експлуатацію свердловин. Проте після 40—50 років розробки покладів відбирають в середньому не більше 30—40 % розвіданих балансових запасів нафти. В результаті у нафтодобувних країнах світу нагромадились мільярди тонн розвіданої, але не видобутої з пластів нафти.

За даними авторитетного журналу “World Oil” видобувні запаси нафти у світі на кінець 2002 р. оцінені в 140 млрд т. На думку фахівців, у середньому з покладів традиційними методами розробки від розрахункових балансових (геологічних) запасів можна протягом тривалого часу вилучити до 40 % нафти, яка складає зазначені видобувні запаси. Тоді розвідані загальні геологічні запаси можна оцінити в 350 млрд т, з яких, за виключенням 40 % видобувних, 210 млрд т нафти залишаться в надрах “мертвим капіталом”.

Зі згаданих запасів нафти понад 120 млрд т зосереджено в надрах 16 провідних нафтодобувних країн, видобувні запаси кожної з яких становлять понад 1 млрд т. До цих країн належать: Саудівська Аравія, Кувейт, Іран, Ірак, Об'єднані Арабські Емірати, Венесуела, Росія, Китай, Мексика, США, Алжир, Катар, Норвегія, Лівія, Нігерія та ін.

Розвідані запаси нафти (геологічні і видобувні) переважно зосереджені на відносно невеликих глибинах (1000—3000 м) і на облаштованих для експлуатації площах, тому збільшення об'ємів її вилучення є великим резервом для видобутку нафти.

З огляду на значну кількість у покладах залишкової нафти, яка не піддається вилученню традиційними методами, над проблемою максимального використання балансових запасів в усіх нафтодобувних країнах працюють фахівці і вчені. У світовій практиці для максимального вилучення нафти на старих площах проводиться великий обсяг

теоретичних й експериментальних досліджень і промислових випробувань нових технологій підвищення нафтовіддачі покладів. У результаті цих робіт визначилися нові, так звані третинні, методи підвищення нафтовіддачі (МПН) покладів — теплові, фізичні й фізико-хімічні методи впливу (дії) різної модифікації. За технологіями МПН у світі вже щороку видобувають до 140 млн т (у тому числі в США — 35 млн т) додаткової нафти, що становить 3,5—3,7 % щорічного світового видобутку.

Ігнорування залишкових запасів нафти, особливо для країн з падаючим видобутком, є невиправданим. Це рівноцінно залишенню в надрах величезних фінансових і матеріальних коштів.

Ефективність технологій підвищення нафтовіддачі пластів залежить від ступеня вивченості нафтоносних об'єктів, рівня теорії і практики розробки покладів, розвитку наукових уявлень про процеси, що відбуваються в пластах під час відбору продукції і нагнітання витискувальних агентів. В останні роки у світовій практиці значно розширюються науково-дослідні і дослідно-промислові роботи з проблеми підвищення нафтовіддачі новими методами розробки покладів. Дослідження, пов'язані зі створенням нових технологій, ґрунтуються на сучасних засобах математичного моделювання складних геологічних об'єктів, детальному вивченні фізико-хімічних і гідродинамічних явищ, що відбуваються в процесі вилучення нафти. Водночас багато явищ залишаються невивченими, зокрема не вирішені питання ефективного керування процесами дії на пластову систему тощо.

Економічно виправдані нові технології мають забезпечувати помітне підвищення коефіцієнта нафтовіддачі, який залежно від залишкових балансових запасів має бути не менше 15—20 %.

Пріоритетне місце у проведенні дослідно-промислових робіт та за обсягами промислового використання технологій підвищення нафтовіддачі пластів займають США, де з цією метою тільки з державного бюджету щороку витрачається понад 1 млрд дол. На сучасній стадії в промисловій практиці перевагу надають тепловим методам впливу, за допомогою яких отримують до 70 % усього світового видобутку нафти. За останні роки швидко зростають обсяги впровадження технологій з використанням вуглекислого газу, технологій застосування вуглеводневих газів. Ефективному впровадженню технологій сприяють використання сучасних геофізичних методів дослідження свердловин і ядерного матеріалу, буріння свердловин з горизонтальними стовбурами (ГС).

У 1973 р. у США в роботі з дослідно-промислових досліджень МПН пластів було 119 проєктів, у 1994 р. — уже 226, у тім числі за термічними методами — відповідно 83 і 116, з яких 109 проєктів — із застосуванням теплоносіїв. До 2002 р. кількість діючих проєктів з підвищення нафтовіддачі в США скоротилася до 147, з яких 65 належали до термічних, а 78 — до газових, однак додатковий видобуток нафти від цих проєктів залишається практично незмінним — близько 32—39 млн т за рік. У 2002 р. додатковий видобуток нафти у США за термічними методами становив 19,4 млн т, газовими

(вуглекислий та вуглеводневі гази, азот і димові гази) — 15,5 млн, фізико-хімічними (варіації міцелярного та полімерного заводнень) — близько 0,08 млн т.

У Росії останнім часом технології, спрямовані на підвищення нафтовіддачі, прийнято розділяти на дві групи — нові (третинні) та гідродинамічні методи, причому до останніх включають і обробки привибіійної зони пласта (ПЗП). Обсяги впровадження гідродинамічних методів інтенсивно збільшувалися. З 1960-х і на початок 1990-х років вони забезпечували видобуток 40—43 млн т нафти. Темпи робіт з використання нових методів помітно зростають з 1976 р.: у 1975 р. видобуток нафти за цими методами становив 1,6 млн т, до 1985 р. — 5, до 1999 р. — 11,4, з яких 3,9 — тепловими і 7 млн т — фізико-хімічними методами. За оцінками на 2000 р. з використанням гідродинамічних методів у Росії видобували близько 35 млн т, теплових — 3, газових — близько 0,2, хімічних — 3—5 млн т нафти [179].

В Україні за останні 15 років не відкрито жодного родовища зі значними запасами нафти, тому вирішення завдання не лише зростання, а й стабілізації її видобутку є проблематичним. До 2004 р. з відкритих родовищ України вже видобуто близько 300 млн т нафти, традиційними методами буде видобуто ще 70—80 млн т з коефіцієнтом нафтовилучення 32—34 %. Отже, в покладах залишається понад 800 млн т нафти, частина якої (~350 млн т) зосереджена на глибині 1500—2500 м у покладах менілітових відкладів Західного регіону. Важкодобувні запаси цих відкладів за сучасного рівня технологій розробки зараховані до “пасивних”.

Нафтовіддача менілітових відкладів Битківського, Долинського та інших великих родовищ, незважаючи на тривалий час розробки (близько 50 років), не перевищила 20 % початкових геологічних запасів. Не сприяє високій нафтовіддачі розробка покладів менілітових відкладів переважно на режимі розчиненого газу, кардинально не змінює ситуацію і застосовування методів заводнення різної модифікації.

Між тим українські спеціалісти володіють багатим науковим і практичним досвідом використання технологій підвищення нафтовіддачі пластів. В Україні над проблемою підвищення нафтовіддачі пластів спеціалісти почали працювати на початку 1950-х років, і в галузі теплових методів були піонерами в колишньому СРСР. Пізніше, в 1960-х роках, розпочалися роботи з дослідження фізико-хімічних методів впливу на поклад.

Надаючи важливого значення проведеним дослідженням з теплових методів вилучення нафти в Україні, Міністерство нафтової промисловості колишнього СРСР (Міннафтопром) разом з академіями наук СРСР і України в листопаді 1973 р. у м. Львові провели спеціальну нараду. На ній були розглянуті перші підсумки досліджень з теплових методів вилучення нафти і окреслені шляхи їхнього розвитку. Ця нарада змінила ставлення спеціалістів до теплових методів розробки родовищ і дала поштовх подальшим масштабним роботам в СРСР.

Традиційно вважалося, що ефективне використання теплових методів можливе лише на родовищах високов'язких нафт. Запропоновані українськими фахівцями нові технології теплового впливу показали, що ці методи можна застосовувати і для нафт, в'язкість яких не перевищує 10—15 мПа·с. Такі умови характерні не тільки для нафтових родовищ України, а й для багатьох покладів інших країн.

Великий обсяг лабораторно-експериментальних і теоретичних досліджень, проведених у 1950—1960 рр., визначив шляхи промислових випробувань із витіснення і вилучення малов'язкої нафти. У 1970—1980 рр. ці роботи здійснювало нафтогазодобувне виробниче управління (НГВУ) “Бориславнафтогаз” на покладах із геологічною будовою різної складності. Результати досліджень виявили високу технологічну ефективність і спростили сумнівні багатьох спеціалістів-скептиків щодо доцільності застосування теплових способів на покладах, які містять малов'язку нафту. В подальшому теплові методи випробували у більш глибоких покладах на родовищах НГВУ “Чернігівнафтогаз”.

Важливу наукову і практичну роль відіграє успішне проведення внутрішньопластового горіння в обводненому горизонті P_3 Гнідинцівського родовища на глибині 1830 м.

Із фізико-хімічних методів слід виділити дослідно-промислові роботи із застосування поверхнево-активних речовин (ПАР) на глибокозалегаючих покладах зі складними геолого-фізичними характеристиками Старосамбірського, Струтинського та інших родовищ. Результати цих досліджень довели ефективність витіснення нафти за допомогою ПАР. Великомасштабним процесом є змішувальне витіснення водогазовою сумішшю, здійснене на покладах Битківського родовища. У результаті дослідно-промислових робіт за новими технологіями МПН із покладів України було видобуто понад 1,0 млн т додаткової нафти, яку традиційними методами розробки вилучити неможливо.

Використання технологій МПН потребує ґрунтовних попередніх наукових досліджень, значних фінансових і матеріальних вкладень у спеціальне обладнання на початковій стадії реалізації процесів. Ці вкладення окупаються у стислі терміни і забезпечують істотні обсяги додаткового видобутку нафти.

Позитивні результати дослідно-промислових робіт, випробування частини з яких ще слід продовжити, покладені в основу розробленої за завданням Держнафтогазпрому України спеціалістами ВАТ “УкрНГІ” програми досліджень і впровадження технологій МПН на період до 2010 р., в якій визначені першочергові об'єкти. Згідно з оцінками, технологічно доцільним є використання МПН на 18 об'єктах розробки, в результаті чого протягом 10 років можна додатково видобути близько 1,3 млн т нафти. Не всі об'єкти будуть економічно рентабельними, однак тенденція зростання світових цін на нафту, поглиблення наукових уявлень про механізми нафтовіддачі, вдосконалення технічних і технологічних засобів постійно розширюють межі ефективного, економічно виправданого застосування МПН на родовищах України.

Видатний український вчений-нафтовик Костянтин Олександрович ОГАНОВ

Серед авторів книги не випадково на першому місці стоїть прізвище Оганова Костянтина Олександровича. Його біографія і понад 60-річна трудова діяльність тісно переплітаються зі становленням і розвитком нафтової промисловості та нафтової науки в Україні.

К.О. Оганов народився у 1913 р. у м. Баку в сім'ї робітника. З бакинським нафтопромисловим районом пов'язаний і початок його трудової діяльності як учня в механічних майстернях, пізніше механіка, помічника майстра і майстра з видобутку нафти, а після закінчення у 1941 р. Промислової академії ім. С.М. Кірова і здобуття кваліфікації гірничого інженера-нафтовика — заступника завідувача V промислу Лок-Батана.

У серпні 1944 р. Міннафтопром СРСР направив К.О. Оганова на відновлення нафтових промислів західних областей України, призначивши директором Східницького укрупненого нафтопромислу, керівником тресту (м. Борислав Львівської обл.). З грудня 1948 р. за наказом Міннафтопрому СРСР він працює директором укрупненого морського нафтопромислу “Ізбербаш” Дагестанської АРСР. У 1950 р. повернувся до сім'ї в Україну і був призначений директором Центральної науково-дослідної лабораторії об'єднання “Укрнафта” (м. Львів, пізніше у м. Борислав).

З 1958 р. К.О. Оганов — керівник групи головних спеціалістів у Державному науково-технічному комітеті (ДНТК) Ради Міністрів УРСР. Він доклав багато зусиль для створення вкрай потрібного для галузі, що розвивалась, науково-дослідного і проектного інституту нафтодобувної промисловості “Укрдипрондінафта” (з 1994 р. — ВАТ “УкрНГІ”), а також організації видання галузевого науково-технічного журналу “Нафтова і газова промисловість”, на той час друкованого органу ДНТК. У 1961 р. К.О. Оганов успішно захистив дисертацію на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук.

Видатні якості К.О. Оганова-вченого повною мірою розкрилися після його переходу в жовтні 1968 р. до інституту “Укрдїпрондїнафта” на посаду завідувача лабораторії теплових методів підвищення нафтовіддачі. Як вчений він стає відомим у різних країнах світу (США, Канаді, Франції, Румунії, Китаї та ін.) після розпочатих у 1950-х роках досліджень з теплових способів підвищення нафтовіддачі пластів з малов’язкою нафтою і отримання низки принципово нових результатів. Вони лягли в основу розробки нової технології впливу на пласт паровими облямівками у поєднанні із заводненням. На початку 1970-х років за безпосередньою участю К.О. Оганова нову технологію було впроваджено на ділянках МЕРП (Мері—Еквівалент—Польмін) і Міріам Бориславського родовища. Результати робіт практично підтвердили принципову можливість застосування теплових методів для підвищення коефіцієнта вилучення нафти на 15—20 % зі старих, гранично виснажених покладів. На Х Світовому нафтовому конгресі була представлена і визнана як принципово нова технологія підвищення нафтовіддачі глибинних покладів шляхом застосування води з високими термодинамічними параметрами як розчинника нафти, розроблена К.О. Огановим разом з Е.Б. Чекалюком. К.О. Оганов розробив і вперше успішно реалізував на Гнідинцівському родовищі процес внутрішньопластового вологого горіння у повністю обводненій частині покладу для підвищення нафтовіддачі.

К.О. Оганов — автор понад 160 наукових праць, у тім числі 5 монографій, 14 винаходів і 4 іноземних патентів.

Почесному нафтовику СРСР, почесному академіку Української нафтогазової академії Костянтину Олександровичу Оганову за великі заслуги у розвитку нафтової науки у 1995 р. Указом Президента України присвоєно звання “Заслужений працівник промисловості України”. Він нагороджений грамотою Верховної Ради УРСР, орденом Богдана Хмельницького III ступеня, орденом “За заслуги” III ступеня, вісьмома урядовими медалями.

До останніх днів життя Костянтин Олександрович не знижував своєї наукової активності. У 2002 р. він зі співавторами опублікував монографію “Практика буріння і експлуатації свердловин з горизонтальними стовбурами” (Київ, Наук. думка). Вже після його кончини вийшла з друку спільна українсько-польська книга “Нафта і газ Прикарпаття. Нариси історії” (Краків, Київ, 2004), яка побачила світ значною мірою завдяки його ініціативі та наполегливій роботі з авторами як відповідального секретаря редколегії від української сторони. К.О. Оганов був ініціатором видання і цієї монографії, в основу якої лягли результати його багаторічних досліджень з проблеми підвищення нафтовіддачі пластів.

Костянтин Олександрович Оганов пішов з життя 5 березня 2004 р. ...



ПРОБЛЕМИ МАКСИМАЛЬНОГО ВИЛУЧЕННЯ НАФТИ І ГАЗУ З ПЛАСТІВ

Підвищення нафтогазоконденсатовилучення є одним з найважливіших завдань нафтової і газової промисловості. Особливої гостроти це питання набуло для нафтових родовищ України, 68 % яких належать до важковидобувних через переважну наявність низькопроникних колекторів, в'язких нафт, високого ступеня обводненості (до 83 %). Виробленість видобувних запасів досягла 72 %. Темп відбору нафти на родовищах з важковидобувними запасами становить 1,2 % за середнього для решти родовищ 2,8 %.

Для інтенсифікації процесу розробки впроваджують різноманітні технологічні процеси та геолого-технічні заходи. Одним з найпоширеніших у світовій практиці методів підвищення нафтовилучення є нагнітання води в пласт, або заводнення. Проте цей метод, на перший погляд відносно простий за технологією та механізмом дії, ще остаточно не вивчений. Дискусійними залишаються питання щодо стану залишкової нафти після заводнення, впливу різноманітних геолого-промислових показників на її об'єм і розподіл по пласту. Крім того, ефективність методу в багатьох випадках не задовольняє потреб практики [1].

Останніми роками проводиться багато досліджень, спрямованих на розробку та впровадження альтернативних методів — підвищення нафтовилучення з використанням різноманітних хімічних реагентів, газів, теплогенеруючих речовин і реакцій. Ці методи є значно складнішими, ніж методи заводнення, і дорогими, а ефективність їх залежить від багатьох геолого-фізичних і технологічних характеристик покладів.

Витрати на видобуток 1 т нафти у кілька разів вищі з упровадженням згаданих методів порівняно зі звичайним заводненням, що спричинює певний ступінь ризику щодо отримання очікуваного ефекту. Тому залишається актуальним питання удосконалення технологій стосовно конкретних геолого-промислових умов родовищ, розробки принципів їх підбору, керування механізмом дії у процесі впровадження.

1.1. Умови залягання та насичення пластів вуглеводнями

Ефективність керування процесом вилучення нафти з пластів і вирішення проблеми збільшення нафтовилучення потребують знання будови й властивостей нафтових покладів, умов нагромадження та вилучення з них вуглеводнів. Разом з тим однозначного тлумачення цих питань досі немає. Існує хибне уявлення про те, що нафтові поклади як однорідні шари рівномірно насичені нафтою і з них можна “відпомпувати” скільки завгодно нафти — потрібно тільки пробурити свердловину.

В дійсності вуглеводні нерівномірно насичують глибозалягаючі щільні, пористі і здебільшого слабкопроникні породи — пісковики, вапняки або доломіти. Переважно без певної закономірності змінюються фізичні та фільтраційні властивості нафтогазоносних колекторів, розчленованих непроникними лінзами, шарами та прошарками, товщина яких не витримана по площі покладу. Всі моделі пластів, які потрібні для оцінки запасів нафти і проектування розробки, будують на основі інформації, отриманої з окремих свердловин, кількість яких обмежена. Якщо площа нафтових родовищ становить десятки і сотні квадратних кілометрів, то площа вилучених на поверхню зразків породи (керн), за властивостями яких уявляють будову пластів, не перевищує 1—2 м² [1]. Тому системи розробки родовищ, запропоновані на початковій стадії, в міру отримання нової інформації потребують постійного уточнення та удосконалення.

Нагромаджений досвід свідчить, що на ефективність розробки родовищ і ступінь вилучення нафти з пластів найбільше впливають макронеоднорідність пластів, нафтонасиченість колекторів, умови залягання та в'язкість нафти, мікронеоднорідність, склад порід, змочуваність пористого середовища тощо. Ці показники на реальних родовищах змінюються у широкому діапазоні, і їх надзвичайно важливо враховувати у вирішенні проблеми підвищення нафтовилучення з пластів.

Основні параметри колекторів нафти і газу (ємнісна та фільтраційна характеристики) визначаються літолого-петрографічним складом, пористістю і проникністю або типом колектору. Колектори нафти і газу прийнято поділяти на теригенні та карбонатні.

Теригенні колектори складаються із неоднорідних зерен мінералів і уламків порід. Це різною мірою зцементовані пісковики, алевроліти та їхня суміш з глинами й аргілітами. За мінеральним складом теригенні колектори поділяють на кварцові і поліміктові. Кварцовий колектор представлений піщаною основою (95—98 %), має добрі колекторські властивості, відносно високі пористість і проникність. Поліміктовий колектор утворюється, коли під час осадонагромадження поряд із зернами кварцу відкладаються польові шпати та продукти їх хімічного перетворення. Ці породи містять також до 25—50 % глинистих домішок, що суттєво погіршує їхні колекторські властивості. Теригенні колектори більшою мірою характерні для Долинського, Північнодолинського, Битківського та інших родовищ.

Карбонатні колектори складаються переважно із вапняків і доломітів. Вапняки є високопористими, високопроникними, сипкими і слабкозцементованими утвореннями. Карбонатні колектори властиві для Леляківського й Гнідинцівського родовищ.

Повнота вилучення нафти визначається також мікро- і макронеоднорідністю пласта.

Мікронеоднорідність характеризується колекторськими властивостями пласта — пористістю, проникністю, тріщинністю, питомою поверхнею, змочуваністю.

Під *пористістю* розуміють наявність у породі пор і пустот, не заповнених твердою речовиною. Її значення залежить від фракційного складу зерен породи, щільності їх розміщення та типу цементувального матеріалу. Властивості пористого середовища здебільшого пов'язані з розміром порових каналів, які поділяють на субкапілярні, капілярні й надкапілярні пори. Рідина рухається лише через капілярні та надкапілярні пори. В субкапілярних порах вона залишається в нерухомому стані внаслідок взаємодії молекулярних сил у твердій та рідкій фазах. Розрізняють *повну*, або *абсолютну*, *пористість* (відношення сумарного об'єму відкритих, сполучених між собою пор до об'єму зразка), *статичну корисну ємність* (різниця об'єму відкритих пор і об'єму залишкової води) та *динамічну корисну ємність*, яка характеризує відносний об'єм пор і пустот, через які можуть фільтруватись (рухатися) нафта і газ у пластових умовах.

Проникність пористого середовища — це здатність породи пропускати крізь себе рідину або газ за наявності перепаду тиску. Майже всі без винятку осадові породи (піски, пісковики, вапняки, доломіти і навіть глини) є проникними. Проте такі породи, як глини, доломіти і деякі вапняки, є проникними лише для газу за значних градієнтів тиску [2]. Проникність пористого середовища залежить не лише від розміру пор, а й від характеру руху в них рідин і газів. У разі порушення лінійного закону фільтрації або руху газованої рідини і суміші двох взаємно нерозчинених рідин проникність пористого середовища зменшується. Тому для встановлення ступеня проникності порід використовують поняття абсолютної, ефективної та відносної проникності. Під *абсолютною проникністю* розуміють проникність, яка характеризує фізичні властивості породи і визначається у разі руху через породу лише однієї будь-якої фази, хімічно інертної до породи. *Ефективна*, або *фазова*, *проникність* поряд з фізичними властивостями породи враховує також фізико-хімічні властивості рідин і газів та їхній рух у порових каналах, тобто це проникність породи для певного газу або рідини за наявності або руху в порах багатозфазних систем. *Відотною проникністю* називають відношення ефективної проникності для певної фази до абсолютної проникності. Кількісно проникність визначають за лінійним законом фільтрації Дарсі:

$$v = \frac{k\Delta P}{\mu\Delta l}, \quad (1.1)$$

де v — швидкість лінійної фільтрації, м/с; μ — динамічна в'язкість рідини, Па · с; $\Delta P/\Delta l$ — градієнт тиску, Па/м; k — коефіцієнт проникності, м².

Надзвичайно важливою характеристикою колекторів щодо їх нафтовіддачі є питома поверхня — відношення площі поверхні пор до об'єму або маси пористого середовища. Для високопористих і високопроникних колекторів питома поверхня не перевищує $(5-10)10^4$ м²/м³ породи, а для слабопроникних (алевроліти) — $(100-300)10^4$ м²/м³.

Питома поверхню пористого середовища оцінюють за його пористістю та проникністю:

$$S = \frac{7 \cdot 10^5 m \sqrt{m}}{\sqrt{k}}, \quad (1.2)$$

де S — питома поверхня, м²/м³; m — пористість, частки одиниці; k — проникність, м².

Визначення питомої поверхні особливо важливе для проектування фізико-хімічних методів підвищення нафтовилучення, адже будь-які хімічні речовини взаємодіють з поверхнею пористого середовища, де відбуваються процеси адсорбції, деструкції молекул, розчинення солей та ін.

Змочуваність — це явище, зумовлене взаємодією молекул на межі трьох фаз (твердого тіла і двох незмішуваних рідин або рідин і газу). Вважають, що нафтогазоносні пласти мають змішану (частково гідрофільну і частково гідрофобну) або проміжну змочуваність.

Мірою змочуваності пористого середовища є контактний кут між площиною водонафтового контакту і твердою поверхнею (кут змочування). Цей кут може змінюватись від 0 до 180°. У гідрофільних породах контактний кут менше 90°, а в гідрофобних — понад 90°. Чим ближчі до 0 значення кута, тим вищий ступінь гідрофільності породи. Реальну змочуваність нафтогазонасичених пластів визначити прямим виміром неможливо. Існують лише побічні методи її визначення на пластинках, що моделюють поверхню пор шляхом насичення керна водою чи нафтою. Проте можна стверджувати, що практично всі нафтоносні пласти є переважно гідрофільними, тобто такими, що змочуються водою. Поясненням цього є те, що всі нафтогазоносні пласти утворились у водному середовищі і до формування в них покладів були насичені водою, а значить — гідрофільними. Тому для всіх покладів нафти і газу характерна наявність залишкової зв'язаної води. Ступінь же насиченості продуктивних пластів нафтою змінюється у широкому діапазоні. Відомі родовища з початковою насиченістю пластів нафтою лише 50–55 %. Розподіл нафти і води в порах визначається характером змочуваності поверхні пор. У гідрофільних колекторах вода у вигляді плівки вкриває поверхню зерен і заповнює найдрібніші пори, звуження та “тупикові” пори, а решта — нафта.

Макронеоднорідність пластів проявляється внаслідок їх розтинання не-проникними прошарками і лінзами, мінливості проникності по розрізу та невитриманості властивостей по площі. Така неоднорідність нафтогазонасичених пластів зумовлює нерівномірність руху рідини, неповне охоплення

пластів витісненням як по площі, так і по товщині, утворення застійних, недренованих ділянок покладів.

Нафтогазоносні пласти, як наслідок змінних умов під час утворення їх, являють собою не гомогенне пористе середовище, а зовнішньо хаотичне, безсистемне чергування нафтогазонасичених колекторів і непроникних прошарків. Розмежованість пластів буває настільки значною, що в межах розрізу свердловини виділяють кілька десятків продуктивних прошарків. Наприклад, менілітові відклади Долинського родовища, до яких приурочений нафтовий поклад, представлені тонкоритмічним чергуванням пісковиків, алевролітів та аргілітів загальною товщиною до 600 м. У цій товщі виділено 14 пластів, що містять, у свою чергу, до 30 прошарків загальною ефективною товщиною 48 м.

Розмежованість пластів характеризується трьома основними коефіцієнтами — розчленування, піщанистості та безперервності.

Коефіцієнт розчленування (K_p) — це відношення кількості проникних прошарків (n) в усіх свердловинах до кількості свердловин (N):

$$K_p = \frac{\sum_{i=1}^N n_i}{N}. \quad (1.3)$$

Коефіцієнт піщанистості (K_π) — це відношення суми товщин проникних прошарків (h) до суми загальних товщин пласта в усіх свердловинах (H):

$$K_\pi = \frac{\sum_{i=1}^N h_i}{\sum_{i=1}^N H_i}. \quad (1.4)$$

Коефіцієнт безперервності пластів (K_6) — це відношення суми товщин проникних прошарків, що трапляються в усіх свердловинах (h_{i6}), до суми товщин усіх виділених проникних шарів і прошарків в усіх свердловинах (h):

$$K_6 = \frac{\sum_{i=1}^N h_{i6}}{\sum_{i=1}^N h_i}. \quad (1.5)$$

Ці основні показники неоднорідності пластів, які визначаються переважно за геофізичними даними, свідчать про ступінь роздрібненості продуктивних пластів. Так, на Рибальському родовищі коефіцієнти розчленування та піщанистості змінюються від 1,5 до 3,8 та від 0,09 до 0,72 відповідно.

Майже всі відкриті промислові скупчення нафти і газу належать здебільшого до осадового комплексу порід, які сформувались у морських або напівконтинентальних умовах. Спочатку ці породи були цілком або частково заповнені водою, а формування покладів нафти і газу так чи інакше супроводжувалося витискуванням води і парогазової фази з пор, каверн і тріщин. Повнота заміщення

води нафтою і газом, природно, була неоднаковою, що залежало від ступеня подолання капілярних сил на межі фаз, що контактують, і від структури пористого простору гірської породи. Дослідженнями встановлено, що разом з нафтою і газом в усіх покладах у різних кількостях присутня зв'язана вода. Вона настільки щільно зв'язана з частинками порід, що не була витиснута в процесі акумуляції нафти і газу. Кількість зв'язаної води рідко становить менше 10 % загального об'єму пористого середовища, часто досягає 50 % і навіть більше.

Ф.І. Котяхов установив, що зі збільшенням неоднорідності колекторів за пористістю їх водонасиченість зростає.

Під час розробки нафтових родовищ методом заводнення водонасиченість порід-колекторів збільшується від початкової (залишкової) до кінцевої. Кінцевого значення водонасиченість досягає тоді, коли нафта в продукції свердловин практично відсутня. Критичну водонасиченість колектору визначають за мінімальним її значенням (вищим за початковим), коли надходить ще безводна нафта.

Визначення кінцевої та критичної водонасиченості потрібно не тільки для встановлення кількості вилучених запасів нафти, а й для вдалого застосування методів збільшення нафтовилучення. Залишкова водонасиченість характеризується тісним статистичним зв'язком з проникністю порід, а коефіцієнт вилучення — з проникністю і в'язкістю нафти. М.Л. Сургучов методом багатofакторного аналізу запропонував зв'язок початкової S_p і кінцевої S_k водонасиченості з проникністю колектору K та в'язкістю нафти μ_n :

для теригенних колекторів

$$S_k = 0,037 \lg K - 0,097 \lg \mu_n + 0,293, \quad (1.6)$$

$$S_p = 0,038 \lg K - 0,081 \lg \mu_n - 0,112; \quad (1.7)$$

для карбонатних колекторів

$$\lg S_k = - 0,003 \lg \mu_n - 0,264, \quad (1.8)$$

$$\lg S_p = 0,079 \lg \mu_n - 0,133. \quad (1.9)$$

Нафтонасиченість пластів і стан залишкових запасів — одні з найважливіших показників для обґрунтування прийнятої технології підвищення нафтовилучення та оцінки ефективності її застосування.

1.2. Основні причини неповного вилучення нафти з надр

Основний критерій раціональності систем розробки будь-якого родовища — повнота вилучення нафти з надр, яка кількісно визначається коефіцієнтом нафтовилучення, тобто відношенням накопиченого видобутку нафти Q_n до її геологічних запасів Q_o :

$$\eta = \frac{Q_n}{Q_o}. \quad (1.10)$$

Цей коефіцієнт можна збільшити усуненням причин, що зумовлюють неповне вилучення нафти з пласта. Це насамперед геологічна неоднорідність будови колектору, несприятливе співвідношення рухомостей рідини, що витискує, до тієї, що витискується, яке призводить до зниження охоплення процесом витіснення нафти; прояв капілярних сил, які перешкоджають витісненню нафти з частини пор мікронеоднорідного пористого середовища.

Геологічна неоднорідність продуктивних пластів проявляється у наявності шарів з різною проникністю, тріщин, каверн, лінз, півлінз, літологічної мінливості тощо. В умовах геологічної неоднорідності активний процес витіскування нафти водою відбувається по всьому об'єму пласта в межах ділянки, що охоплена заводненням. Тому в кожному перетині заводненого пласта можуть бути ділянки, до яких фронт витіснення не дійшов або які обминула вода, що нагнітається. Вплив геологічної неоднорідності на охоплення продуктивного пласта процесом заводнення характеризується коефіцієнтом охоплення заводненням за товщиною і об'ємом пласта:

$$\eta = \eta_{\text{ох.вит}} \eta_{\text{вит}} \eta_{\text{ох.розр}} \quad (1.11)$$

Тут $\eta_{\text{ох.вит}}$ — коефіцієнт охоплення, тобто відношення частини пласта, яка знає дії робочого агента, що нагнітається, до всього об'єму пласта; цей коефіцієнт залежить від властивостей продуктивного пласта і флюїдів, що рухаються в ньому, а також від відносної рухливості:

$$P = \frac{K_a}{\mu_a} \cdot \frac{K_n}{\mu_n}, \quad (1.12)$$

де K_a/μ_a — рухомість агента, що витискує (вода, газ, пара, діоксид вуглецю та ін.); K_n/μ_n — рухомість пластової нафти; K_a, K_n — фазова проникність породи відповідно для агента, що витискує, та нафти, що витискується; μ_a, μ_n — в'язкість відповідно агента, що витискує, та нафти, що витискується.

Збільшення параметра P приводить до зниження коефіцієнта охоплення і швидкого прориву агента, що витискує, до видобувних свердловин. Якщо відносна рухливість фаз невелика, прорив робочого агента до видобувних свердловин сповільнюється. Коефіцієнт $\eta_{\text{ох.вит}}$ залежить від режиму розробки покладу, темпу відбору нафти і газу, темпу закачування робочого агента в пласт та ін.

Коефіцієнт витіснення $\eta_{\text{вит}}$, тобто відношення витісненої частини нафти до всієї кількості в зоні дії робочого агента, залежить від фізичних і хімічних властивостей нафти, пластової води, газу, гірської породи і агента, що витискує. Цей коефіцієнт визначається капілярними силами, які протидіють витісненню нафти з частини пор. Капілярні сили проявляються внаслідок утворення на межі фаз незмішувальних рідин-менісків, які перешкоджають витісненню нафти. Коефіцієнт витіснення підвищується зі збільшенням змочувальної здатності агента, що витискує, та зі зменшенням поверхневого натягу на межі нафта—вода.

Коефіцієнт контактування $\eta_{\text{ох.розр}}$ — це відношення частини пласта, охопленої розробкою, до всього об'єму пласта. Залежить від геометричної конфігурації пласта, ступеня взаємодії та гідродинамічного зв'язку різних ділянок продуктивних відкладів. Найбільш впливає геологічна неоднорідність пластів (наявність шарів з різною проникністю, пористістю, тріщин, каверн, лінз тощо).

Проблему підвищення кінцевої нафтовіддачі складають також питання якісного (без забруднення) розкриття пластів, боротьби з передчасним обводненням свердловин, правильного вибору інтервалів перфорації свердловин за наявності газових і водоносних пропластків у розрізі, проведення комплексу інтенсифікаційних робіт у свердловинах (гідравлічні розриви пласта, термохімічні, теплові обробки, обробка ПАР та ін.).

1.3. Методи підвищення нафтовіддачі пластів, їх класифікація і призначення

Найбільш освоєним і поширеним методом підвищення нафтовіддачі є заводнення, яке застосовують на багатьох родовищах світу із запасами понад 75 % загальних запасів нафти на родовищах, що розробляються. За сприятливих умов (висока пористість і проникність пласта, низька в'язкість нафти) цей метод може забезпечити вилучення 60—65 % початкових запасів нафти. Системи і методи заводнення вибирають залежно від геологічної будови покладів, їх колекторських властивостей і властивостей пластових флюїдів — нафти, газу і води. При цьому намагаються, щоб системи розробки забезпечували отримання високих рівнів відбору нафти, найповніше вилучення запасів нафти за мінімальних витрат.

За допомогою низки нових методів досягають повнішої нафтовіддачі, чим при звичайному заводненні. Проте не всі ці методи добре вивчені, деякі з них недостатньо досліджені на реальних пластах і не всі поки що економічно прийнятні. На цей час ще не створено універсальної технології, яка подібно до заводнення могла б панувати у нафтовидобутку. Більшість відомих методів підвищення нафтовіддачі передбачають застосування засобів, що усувають повністю або частково прояв якоїсь однієї з трьох вищенаведених основних причин зниження ефективності витіснення нафти із продуктивних пластів. Лише незначна кількість методів збільшення нафтовіддачі пластів спрямована на поліпшення як охоплення витісненням, так і ступеня витіснення нафти.

За видом засобів, що застосовуються для поліпшення процесу вилучення нафти, методи підвищення нафтовіддачі класифікують так.

1. Гідродинамічні методи (зміна спрямування потоків рідини в пласті, циклічна зміна режимів нагнітання і відборів рідини, застосування високих тисків нагнітання, збільшення градієнтів тисків та ін.).

2. Фізико-хімічні методи (заводнення із застосуванням ПАР, загусників, сірчаної кислоти та ін.).

3. Фізичні методи витіснення нафти агентами, що з нею змішуються (вуглеводневий газ високого тиску, рідкий розчинник, вуглекислий газ та ін.).

4. Теплові методи (витіснення нафти теплоносіями, витіснення нафти за допомогою внутрішньопластових екзотермічних окисних реакцій).

5. Мікробіологічні методи.

Очевидно, що деякі методи можна одночасно залучати в декілька груп.

Розглянемо перспективні методи підвищення нафтовіддачі пластів відповідно до наведеної класифікації.

Гідродинамічні методи. Спрямовані на підвищення охоплення вироблення пластів шляхом залучення до розробки слабопроникних ділянок. Ці методи практично не впливають на коефіцієнт витіснення нафти із пористого середовища. Їх використання може лише частково компенсувати втрати нафтовіддачі, оскільки в'язкісні характеристики води, що витісняє, і витісненої нафти не змінюються. Тим не менш доцільність їх застосування не викликає сумнівів, через те що навіть незначне підвищення нафтовіддачі при широких масштабах застосування заводнення приводить до великого економічного ефекту. Важливо і те, що застосування гідродинамічних методів не потребує значних додаткових капітальних вкладень.

Ці методи можна застосовувати на всіх родовищах, що розробляються, за будь-якого штучного впливу на пласт. Який би робочий агент (вода, газ, пара, повітря, розчини та ін.) не застосовували для витіснення нафти із пластів, нагнітати його на будь-якій стадії розробки доцільно циклічно або зі зміною спрямування потоків у пласті, оскільки практично всі реальні пласти тою чи іншою мірою неоднорідні. Практика показала, що підвищення коефіцієнта вилучення за допомогою гідродинамічних методів, які застосовують на початковій стадії розробки, може досягти 5—6 % і більше, тоді як на пізній стадії це підвищення становить 1—1,5 %.

Гідродинамічні методи реалізують зміною спрямування потоків рідини в пласті (переведення експлуатаційних свердловин під нагнітання і навпаки), циклічною зміною режимів нагнітання і відборів рідин (поперемінно припиняти або обмежувати закачування води в нагнітальні свердловини і відбір рідини із експлуатаційних), застосуванням високих тисків нагнітання, збільшенням градієнтів тиску.

Фізико-хімічні методи. Використовують на родовищах, де в'язкість нафти не перевищує 15—25 мПа·с, тобто там, де можна застосовувати звичайне заводнення. Використання хімічних реагентів (ПАР, полімерів і кислот) з самого початку розробки може підвищити коефіцієнт нафтовіддачі пластів на 5—17 % порівняно із звичайним заводненням.

До цієї групи методів належать:

- обробка ПАР води, що нагнітається, — знижується поверхневий натяг на межі нафта—вода і поліпшується змочуваність породи водою; коефіцієнт нафтовилучення підвищується до 6—8 %;

- загушення води полімерами (найчастіше — застосування поліакриламід) — зменшується співвідношення рухомості нафти і води в пласті, збільшується коефіцієнт охоплення; рекомендована концентрація полімеру у воді до 0,05 %; у разі впровадження полімерного заводнення доцільно створити облямівку води з добавками полімеру, яку потім прощтовхують звичайною водою;
- внутрішньопластове сульфонування нафти — ґрунтується на закачуванні у пласт концентрованої сірчаної кислоти, яка хімічно взаємодіє в пластових умовах з нафтою. Використовують сірчаноокислотні відходи нафтопереробних заводів, тобто алкіліровану сірчану кислоту; при цьому одночасно вирішується проблема захоронення продуктів, що забруднюють навколишнє середовище. Ефект досягається у результаті: 1) генерації ПАР у процесі хімічної реакції H_2SO_4 з більшістю вуглеводневих компонентів нафти; 2) реакції H_2SO_4 з карбонатними складовими гірської породи; 3) виділення теплоти в процесі змішування H_2SO_4 з водою; 4) появи кристалів солей, що частково закупорюють промиті пори і тріщини пласта;
- лужне заводнення — ґрунтується на зниженні поверхневого натягу лугу на межі нафта—водний розчин через взаємодію лугу з нафтовими кислотами та іншими складовими нафти зі створенням нових ПАР, діючих разом із природними ПАР, що містяться в нафті. Крім того, лужні розчини здатні створювати стійкі водонафтові емульсії, які в певних умовах приводять до зміни параметра рухомості і вирівнювання фронту витіснення. Застосовують 0,05—0,1%-й водний розчин гідроксиду натрію NaOH. Метод дає добрі результати за в'язкості нафти близько 50 мПа·с. Висока мінералізація пластових вод, особливо вміст іонів Ca, знижує вплив методу. Небажаними компонентами в нафті в умовах лужного заводнення є газу H_2S і CO_2 , які зв'язують деяку кількість лугу, знижуючи його концентрацію у розчині. Наявність у породі гіпсу і ангідриту негативно впливає на результати заводнення через розчинення $CaSO_4$ і випадання $Ca(OH)_2$ в осад;
- міцелярне заводнення — ґрунтується на створенні в пласті облямівки мікроемульсії, що складається із води, вуглеводневої рідини, ПАР, спирту і електроліту, який витісняється водою. Спирт використовують для стабілізації розчину. Електроліт — хлорид натрію, сульфат амонію, додають для зміни в'язкості міцелярного розчину. Головною особливістю міцелярних розчинів є спроможність до солюбізації, тобто до самовільного розчинення речовин, у звичайних умовах не розчинних у цьому розчиннику. Наприклад, нафта стає розчинною в міцелярній системі вода—ПАР, хоча зазвичай нафта не розчинюється у воді та в розчині ПАР. Міцелярні розчини характеризуються дуже низьким поверхневим натягом на межі з нафтою і водою. Метод є найефективнішим для вилучення залишкової нафти після звичайного заводнення. Це пов'язане з тим, що

1.3. Методи підвищення нафтовіддачі пластів, їх класифікація і призначення

контактування міцелярного розчину з мінералізованою пластовою водою, яка містить катіони Ca^{2+} , Mg^{+} , Fe^{3+} , призводить до значного погіршення властивостей витіснення;

- міцелярно-полімерне заводнення є модернізацією міцелярного заводнення. За цим методом між облямівкою із мікроемульсії і водою, що витісняє, закачують як буфер водний розчин полімеру. При цьому підвищується коефіцієнт охоплення.

Фізичні методи витіснення нафти агентами, що змішуються з нею. Застосовують на родовищах з малов'язкими нафтами (0,15—1,5 мПа·с) та малопродуктивними пластами, де звичайне заводнення важко реалізувати технічно. Використання цих методів дає змогу підвищити коефіцієнт нафтовіддачі порівняно із заводненням не більше ніж на 5—7 %.

Ця група методів ґрунтується на процесі взаєморозчинення нафти і реагенту, що її витісняє. У взаєморозчинній системі кілька речовин (нафта, агент витіснення), що знаходяться спочатку в різних фазах, можуть змішуватися у довільних пропорціях із повною ліквідацією поверхні поділу між ними, тобто прояв капілярних сил зводиться при цьому до мінімуму. Залежно від складу нафти і агента, що змішується, тиску і температури суміш у пластових умовах знаходиться у стані рідини або газу.

До зазначеної групи методів належать:

- закачування сухого газу високого тиску, ґрунтується на взаємодії близьких за складом систем відповідно до їх властивостей, тиску і температури. У результаті закачування газу високого тиску створюється перехідна зона витіснення, властивості якої формуються внаслідок насичення нафти проміжними компонентами газу, що нагнітається. Метод пов'язаний зі створенням високонапірних систем і прийнятний для пластів, що містять нафту із значною кількістю легких фракцій. Для досягнення умов змішування потрібно, щоб пластовий тиск перевищував 21 МПа. Недолік — несприятливе співвідношення в'язкостей газу, що нагнітається, і нафти. У цьому випадку можливо нагнати разом з газом воду;
- витіснення нафти збагаченим газом, ґрунтується на закачуванні суміші вуглеводневих газів, збагачених добавками етану, пропану, бутану. Іноді нагнітається супутній газ після сепарації. Порівняно з методом закачування сухого газу витіснення нафти відбувається за менших тисків (10,5—21 МПа). Недолік — використання дорогого збагачувального компоненту;
- витіснення нафти вуглеводневими розчинниками, ґрунтується на послідовному закачуванні в пласт розчинника (зріджений нафтовий газ, що складається із пропану і бутану) і “сухого” газу. Ефективність досягається внаслідок доброї змочуваності пропан-бутанової фракції як пластовою нафтою, так і “сухим” вуглеводневим газом за невисоких тисків (до 10—11 МПа). Недоліки — висока вартість і дефіцит пропану;

- витіснення нафти вуглекислим газом, ґрунтується на використанні до-ступного хімічного реагенту, який можна закачувати в пласт у великій кількості і який за певних умов може бути в рідкому або газоподібному стані. Метод є перспективним. Ефективність застосування CO_2 досягається в результаті комплексного прояву таких факторів: зміни в'язкості рідин (в'язкість води з розчиненням в ній CO_2 підвищується, в'язкість нафти — знижується); збільшення об'єму нафти; взаємного змішування з нафтою; зміни проникності колектору в результаті хімічного впливу на карбонатні породи. Виділяють схеми витіснення: газоподібним CO_2 ; зрідженим CO_2 ; зі змішуванням (рідкий і газоподібний CO_2); карбонізованою водою. Для використання методу потрібно вирішувати проблему захисту обладнання від корозії і розташування джерела CO_2 близько до нафтових родовищ;
- закачування неуглеводневих газів високого тиску. Найприйнятнішим газом у цьому методі є азот. Джерелом азоту, окрім деяких виробництв, можуть бути димові гази, що містять до 70 % N_2 , а також родовища природного газу.

Теплові методи. Застосовують на родовищах нафти в'язкістю від 10—50 до 500—1000 мПа·с. Ефективні для вилучення залишкових запасів. Підвищення нафтовіддачі досягається зниженням в'язкості нафти і зменшенням капілярних сил опору, що протидіють вилученню нафти з малопроникних ділянок. Додаткові фактори — теплове розширення флюїдів, випаровування пластової нафти і перехід її в газову фазу, взаємозмішування з теплоносієм.

До цієї групи методів належать:

- закачування гарячої води;
- закачування гарячих газів;
- закачування пари;
- закачування водопарової суміші з високими термодинамічними параметрами;
- внутрішньопластове горіння — створення і переміщення у нафтонасиченому пласті високотемпературної зони (понад 300 °С). Термохімічний окисний процес підтримується нагнітанням у пласт повітря. Високотемпературний процес, коли на фронті, що рухається, підтримується температура 350—600 °С, називають *внутрішньопластовим горінням*.

У результаті горіння в пласті відбуваються термічна перегонка нафти і перехід продуктів розкладу в зону перед фронтом горіння. Коксоподібні залишки термічної перегонки нафти в пористому середовищі і є паливом, яке підтримує осередок горіння. Гарячі гази, що утворюються, проштовхують нафту і воду до видобувних свердловин.

Створення теплового фронту, температура якого досягає 450—500 °С, зумовлює:

1) перехід у газову фазу деяких (найлегших) компонентів нафти, що знаходяться попереду фронту горіння;

- 2) розщеплення (крекінг) деяких вуглеводнів, що складають нафту;
- 3) горіння коксоподібного залишку, що утворюється в результаті крекінг-процесу;
- 4) плавлення парафінів і асфальтенів у порах пласта;
- 5) перехід у парову фазу пластової води, що знаходиться перед фронтом горіння;
- 6) зменшення в'язкості нафти, що знаходиться перед фронтом, внаслідок її нагрівання і змішування з легкими фракціями.

Розрізняють сухе, вологе і надвологе горіння. Для сухого горіння як окисник застосовують атмосферне повітря, що не містить водяних парів, для вологого — на 1 м^3 повітря додають $1\text{--}2 \text{ дм}^3$ води, для надвологого — до 5 дм^3 води.

Мікробіологічні методи. В основу методів покладено введення у пласт життєздатних бактерій та поживної речовини, призначеної для метаболізму бактерій з утворенням маси, що тампонує високопроникні пори. При цьому відбуваються такі явища: вибіркове закупорювання найбільш проникних прошарків; поліпшення нафтовідмивних властивостей води, що нагнітається в пласт; збільшення об'єму порового простору колектору внаслідок взаємодії порід з вуглекислим газом, що виділяється бактеріями в процесі метаболізму; виділення мікроорганізмами газоподібних продуктів (CO_2 , CH_4 , N_2), що спричинює збільшення рухомості нафти і підвищення тиску в нафтонасичених прошарках; вивільнення шару нафти, який покриває поверхню порових каналів; утворення ПАР; руйнування високомолекулярних вуглеводнів і, відповідно, зменшення в'язкості нафти та збільшення її рухомості.

Існує два основних напрями реалізації мікробіологічних методів підвищення нафтовилучення шляхом закачки бактеріальних культур і відповідних поживних речовин у пласт: через одну або декілька видобувних свердловин при звичайній розробці родовища і через нагнітальні свердловини при розробці родовища законтурним або внутрішньоконтурним заводненням, що забезпечує швидше поширення мікрофлори по пласту.

Дослідження в цьому напрямі тривають, промислові роботи мають поодинокий характер.



ЕТАПИ РОЗВИТКУ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВІДДАЧІ ПЛАСТІВ

У процесі розробки пласт віддає нафту значно повільніше, ніж енергію, що просуває її до вибоїв свердловин, тому з часом у покладах залишається велика кількість нафти, яка не піддається вилученню.

М. Маскет [3] ще на початку 1940-х років передбачав, що об'єм нафти, яку можна вилучити з покладів, що вже досягли економічної межі експлуатації після тривалого часу розробки, становитиме 1/3 початкового її об'єму. Дослідники в галузі розробки нафтових родовищ установили, що кінцева нафтовіддача залежить від природних особливостей покладів, їх колекторських властивостей, фізико-хімічних характеристик, фазового стану вуглеводнів та режиму роботи пласта. Було усвідомлено, що велика кількість залишкової нафти в надрах становить значний резерв для нафтодобувної галузі і що потрібні нові технології, які б забезпечували максимальне вилучення нафти з наявних розвіданих запасів.

На початку 1940-х років були створені технології розробки покладів за допомогою методів заводнення різної модифікації і методу газоповітряної репресії, які мали позитивний вплив на інтенсифікацію видобутку нафти, значно сприяли продовженню фонтанного періоду експлуатації покладів. Проте застосування цих методів не вирішує проблеми максимального збільшення нафтовіддачі. Наприклад, понад 70 % видобутку з багатьох родовищ України здійснюється зазначеними способами, але нафтовіддача залишається низькою.

У деяких випадках тривале застосування методу заводнення негативно впливало на підвищення відбору нафти. Так, застосування методу заводнення на вигодському покладі Долинського родовища призвело до охолодження пласта на 18 °С, унаслідок чого видобуток нафти знизився.

При застосуванні на Долинському родовищі методів законтурного і площового заводнення, зміни напрямку філь-

траційних потоків, дії на привибійну зону та ін., незважаючи на понад 40-річний період розробки, нафтовіддача менілітового покладу родовища не перевищує 18 %.

Нафта — це жироподібна рідина складної хімічної будови, тому після вичерпання енергії пласта і обводнення продукції для витіснення вже малорухомої нафти треба застосувати додаткову енергію, за допомогою якої можна створити умови для руху залишкової нафти до вибоїв видобувних свердловин. Такою рушійною силою, як показав великий обсяг досліджень, є теплова енергія, хімічні розчини, газ високого тиску і механічна енергія вібро впливу та миттєвих депресій. Ці джерела енергії стали основою для подальших досліджень і створення технологій нових методів з метою максимального витіснення і вилучення залишкової нафти з покладів.

Розвиток робіт зі створення нових технологій підвищення нафтовіддачі покладів почався з етапу теоретичних і експериментальних досліджень у лабораторних умовах з урахуванням можливості моделювання процесів.

Після одержання позитивних результатів розпочався другий етап — дослідно-промислові дослідження, і тільки після одержання позитивних результатів дослідно-промислових досліджень здійснювалось промислове впровадження апробованих технологій нових методів.

2.1. Теплові методи

Тепловий метод підвищення нафтовіддачі поділяють на два основні способи:

- дія теплоносійми (парою, гарячою водою, водою з високими термодинамічними параметрами і димовими газами);
- створення внутрішньопластового рухомого фронту горіння.

Існує багато модифікацій цих способів.

Ідея використання теплової енергії для збільшення нафтовіддачі пластів і розробка засобів для досліджень і впровадження теплових методів належать ученим США і радянській науці. Перші дослідження з витіснення високов'язкої нафти паром провів С.Л. Стівал [4].

Результати лабораторних досліджень стали основою для промислового досліду з витіснення нафти із пласта паром, проведеного в 1932—1934 рр. на одному з родовищ Техасу (США). Після 235-добового нагнітання пари в кількості 19,2 тис. т з першого ряду видобувних свердловин вдалося вилучити 680 м³ нафти, половина з якої була витрачена на одержання пари. У пласті, де пройшла пара, залишилось 2 % початкового об'єму нафти, що знаходилась на дослідній ділянці, близько 40 % нафти перемістилося в подальші ряди свердловин. Цей перший у світовій практиці дослід виявив багато недоліків, які призвели до значних теплових втрат. Незважаючи на це, результати досліду подавали надію на майбутнє застосування методу. Втім подальші дослідження із застосування пари як засобу підвищення нафтовіддачі через високу вартість були припинені.

У 1932 р. наукові співробітники Державного дослідного нафтового інституту (ДДНІ, Москва) А.Б. Шейнман, К.К. Дубровой та інші провели широкі дослідження зі створення осередку горіння в нафтовому пласті та випробування різних способів запалювання пласта. За результатами цих досліджень спосіб, рекомендований академіком І.М. Губкіним, було випробувано на дослідній ділянці південного відводу Нафтогірського родовища (Краснодарський край). Завдяки цьому були доведені можливість запалювання нафтових пластів і подальше підтримування в них осередку горіння [5]. Після досліджень кількох способів запалювання нафти в пласті дійшли висновку щодо можливості вилучувати газ і нафту з виснаженого пласта методом термічної дії.

У Грозненському нафтовому районі, в Чувських Городках, за запропонованим способом був здійснений дослід у пласті, що має особливу літолого-структурну характеристику, але в літературі відомості про його результати відсутні.

У системі Майкопнафтокомбінату в 1934 р. був організований спеціальний промисел, де у пласті на глибині 500 м уперше виконали закачування суміші газів горіння, що виходять, та повітря температурою 500—600 °С.

За ініціативою професорів Азербайджанського державного нафтового інституту З.Б. Єляшевича і М.М. Скворцова проводились досліді з підігрівання привибійної зони видобувних свердловин електричним струмом, який пропускали по експлуатаційній та обсадній колонах труб. Мета цих робіт — здійснення термогазліфта і підігрівання води, яка збирається у привибійній зоні видобувних свердловин.

Ці роботи стали початком досліджень в СРСР у галузі теплових методів підвищення нафтовіддачі пластів. Проте Велика Вітчизняна війна (1941—1945) перешкодила здійсненню наміченої програми.

Післявоєнний період характеризується великим розмахом теоретичних і дослідно-промислових робіт у Радянському Союзі, в тім числі в Україні, а також у США. Розроблялись технології і технічні засоби для теплових методів дії, в першу чергу на пласти, які містять нафту високої в'язкості, тому що в них бачили засіб вилучення такої нафти. При цьому в дослідженнях ураховували геологічні умови залягання пластів, складність їх будови, а також характеристику нафти, що їх насичує.

Теплоносіями, які на практиці рентабельно можуть забезпечити тепловий вплив на пласт, є гаряча вода, пара, повітря і димові гази. Тому перші повоєнні дослідження проводились у напрямі застосування цих теплоносіїв.

Уперше в СРСР у 1947—1949 рр. в Україні на Східницькому промислі (ямненський горизонт) Р.Т. Закіров провів промислові досліді з нагнітання парогазової суміші. Для цього він переобладнав устевий опалювальний агрегат ІГК АН СРСР, який застосовували в системі Майкопнафтокомбінату. Після 8 місяців нагнітання парогазової суміші у свердловину, вибій якої знаходився на глибині 477 м, температура за глибиною виміру становила: 420 м — 127 °С,

440 м — 84,6 °С, 468 м — 59,6 °С, 477 м — 37 °С за пластової температури 17 °С. Аналогічні температури були зафіксовані по стовбуру інших свердловин, на яких здійснювався процес нагнітання парогазової суміші. Під час відбору проб з вибою свердловин в усіх випадках була присутня тепла вода, яка не сприяла високому витісненню нафти. Дебіти свердловин збільшились мало, оскільки незначна частина привибійної зони опинилась під впливом суміші.

Через обмежену кількість і тиск газу та повітря, які надходили у камеру згоряння, генератор виробляв не більше 65—70 % об'єму суміші від запроєктованого. Дослід показав, що для впливу парогазовою сумішшю потрібні потужніші агрегати, за допомогою яких можна змінювати температурні умови всієї пластової системи, що обробляється.

У праці [6] наведені результати промислового дослід з використання перегрітої пари для видобутку високов'язкої нафти з пласта родовища Леопрехтінг (Австрія), проведеного в 1949—1955 рр.

Паралельно з дослідом із застосування теплоносіїв здійснювались експериментальні та промислові дослідження зі створення і переміщення внутрішньопластового фронту горіння внаслідок часткового спалювання пластової нафти. Такий спосіб дає змогу концентрувати і генерувати велику кількість теплової енергії безпосередньо в пласті в процесі спалювання важких залишків нафти.

У повоєнний період перший промисловий дослід, за даними статті [7], із внутрішньопластового горіння був проведений у 1950—1953 рр.

Основна мета дослід — перевірка роботи обладнання, виявлення труднощів, пов'язаних з процесом створення і переміщення горіння, а також встановлення співвідношення лабораторних даних і результатів дослід. Була підтверджена технічна можливість здійснення внутрішньопластового фронту горіння.

Результати лабораторних і теоретичних досліджень із застосування теплоносіїв і внутрішньопластового горіння, проведених у 1953—1954 рр. колективом УкрНДГІ (м. Львів), були опубліковані у статтях [8—10]. Е.Б. Чекалюк зі співавторами обґрунтували вимоги до якості теплоносія, що нагнітається в пласт [9], сформулювали механізм витіснення нафти паром з пористого середовища [11], а також визначили шляхи подальших робіт з підвищення нафтовіддачі пластів за допомогою теплових методів впливу. Великим поштовхом для майбутніх дослідно-промислових робіт стали теоретичні дослідження Е.Б. Чекалюка [9] і Х.А. Ловер'є [12].

З другої половини 1950-х років і донині здійснено великий обсяг фундаментальних теоретичних і промислових досліджень з удосконалення технології і техніки теплових методів підвищення нафтовіддачі, які дали змогу вивчити процеси, що відбуваються в пористому середовищі, із введенням у нього великої кількості теплової енергії.

Одним з перших математичну модель розрахунку температурного поля для нагнітання теплоносіїв запропонував Е.Б. Чекалюк [9], а пізніше її під-

твердив Х.А. Ловер'є [12]. Згідно з цією моделлю, під час нагнітання теплоносія тепло поширюється в пористе середовище пласта у напрямку течії внаслідок конвекції, а в навколишні покрівлю і подошву пласта — внаслідок теплопровідності.

У фундаментальній праці “Термодинамика нефтяного пласта” [50] Е.Б. Чекалюк описав явища, що виникають в пласті в процесах внутрішньопластового горіння і застосування теплоносіїв. Він розробив математичні моделі варіантів для розрахунків показників за новими технологіями теплових способів впливу. Теоретичні розробки Е.Б. Чекалюка і великий обсяг лабораторних досліджень, результати яких наведені у виданій вперше монографії з теплових методів [13], дали змогу обґрунтувати критерії якості теплоносія і довести, що пара і гаряча вода за високих температур і тисків можуть забезпечити витіснення значної кількості нафти в промислових умовах.

Е. Блюм [14], проаналізувавши результати досліджень [8, 9, 11], підтвердив, що кращим теплоносієм за вмістом теплової енергії є вода, а високоякісним витискувачем — пара. При цьому він обґрунтував висновки дослідників про те, що в умовах нагнітання і переміщення пара конденсується і перед фронтом витіснення утворюється вал конденсованої води з нафтою. Швидкість переміщення цього фронту залежить від темпів нагнітання, що в кінцевому результаті визначає поширювання теплового потоку в пласті.

Наприкінці 1960-х років у ВНДІнафта розпочались дослідження з розробки способу внутрішньопластового фронту горіння.

Паралельно з роботами, що проводились у США [15], в СРСР [16, 17] була доведена можливість використання великої кількості теплової енергії, що накопичується в тилу фронту горіння, шляхом подання в зону горіння води у визначених співвідношеннях. Формування такого горіння є досконалішим, його називають *вологим*.

Наприкінці 1950-х — на початку 1960-х років у світовій практиці розпочались дослідно-промислові дослідження із застосування технологій теплових способів підвищення нафтовіддачі пластів.

Слід зауважити, що роботи в галузі теплових способів підвищення нафтовіддачі переважно здійснюються у пластах, які містять нафту високої в'язкості (понад 30 мПа · с).

Роботи з підвищення нафтовіддачі пластів з високов'язкою нафтою в промислових умовах за період 1956—1960 рр. проводились у США за допомогою внутрішньопластового горіння на площах Саут-Белрідж (шт. Каліфорнія), Джеверсон-Каунті (шт. Оклахома), Мідудей-Сансет (великомасштабний дослід), а також в Японії на родовищі Ніітсу (пласт Когуші). Результатами дослідних робіт було доведено, що в пласті з високов'язкою нафтою можна створити внутрішньопластовий фронт горіння за рахунок важких залишків нафти у вигляді коксу.

У подальшому роботи зі створення горіння в пластах здійснювали за схемою внутрішньопластового вологого горіння (ВВГ). У СРСР такі роботи бу-

ли проведені на родовищі високов'язкої нафти Павлова Гора (Краснодарський край), результати яких виявилися позитивними.

Промислові дослідження з вилучення високов'язкої нафти за допомогою внутрішньопластового горіння, які виконувались за технологічною схемою, складеною ВНДІнафтою разом з АзНДІГПнафтою, на ділянці Хоросани (Балахани) Сабунчі Рамнинського родовища, показали високу ефективність способу.

В Україні промислові дослідження зі створення внутрішньопластового фронту горіння були здійснені на ямненському горизонті Східницького родовища і бориславському пісковнику однойменного родовища. Ці роботи відрізняються від досліджень в інших країнах тим, що були виконані у пластах, які містять нафту малої в'язкості — до 10 мПа·с, хоча застосування теплових способів для пластів з малов'язкою нафтою багато хто з дослідників на той час взагалі заперечував.

У 1970-х роках водночас з промисловим дослідом на родовищі Слосс (шт. Небраска, США) [18] в Україні був проведений аналогічний дослідно-промисловий процес зі створення внутрішньопластового фронту горіння на повністю обводненій ділянці горизонту P_3 Гнідинцівського родовища. Результати обох дослідів показали, що за допомогою цього способу можна вилучити додаткову нафту з тих ділянок пласта, в яких її, здавалось, немає взагалі. Ці результати виявились ефективними і були основою для поширення процесів на зазначених площах.

Незважаючи на позитивні результати дослідно-промислових досліджень з впливу на пласт внутрішньопластовим фронтом горіння, у світовій практиці перевага в галузі теплового методу підвищення нафтовіддачі все ж надається способу паротеплового впливу (ПТВ) із застосуванням теплоносіїв — пари і гарячої води. Тому першочергово проводились і проводяться роботи з ПТВ у великих промислових масштабах на неглибоко розташованих покладах (до 1000 м) родовищ Оха (Росія, Сахалін), Схонібек (Нідерланди), Колд-Лейк, Пайкс-Лейк, Піс-Рівер та ін. (Канада). В США ПТВ і термозаводнення застосовують у широкому масштабі на родовищах штатів Техас, Каліфорнія, Аляска. Найбільший за масштабом ПТВ здійснюють на площі 2800 га на родовищі Дурі (Індонезія), де за допомогою способу добовий видобуток нафти доведено до 41 000 т. За способом ПТВ на родовищі Колд-Лейк (Канада) щодоби добувають 12 000, на родовищах Венесуели — 5530 т високов'язкої нафти. На родовищах США, при реалізації понад 100 проектів, щорічний видобуток становить 24—25 млн т додаткової високов'язкої нафти.

Питанню застосування пари для вилучення високов'язкої нафти велику увагу приділяють в Китаї, де з 1981 р. на цей час в роботі знаходиться 9 проектів, за якими щорічно вилучується до 700 тис. т додаткової нафти.

Починаючи з 1970-х років здійснюються роботи з ПТВ на родовищах Росії (Ухта, Башкортостан, Татарстан), Казахстану та України.

За даними статей [18, 19], у світі за допомогою нових методів щорічно видобувається 100 млн т додаткової нафти, з них тепловими методами — 64—65 млн т.

ТАБЛИЦЯ 2.1. Кількість діючих проектів з теплових способів підвищення нафтовіддачі на родовищах США в 1976—1998 рр.

Спосіб підвищення КВН	1976	1978	1980	1982	1984	1986	1988	1990	1992	1994	1996	1998
Паро-тепловий	85	99	133	118	$\frac{133}{20,78}$	$\frac{181}{27,2}$	$\frac{133}{26,43}$	$\frac{137}{25,77}$	$\frac{119}{26,12}$	$\frac{109}{24,3}$	$\frac{105}{24,3}$	$\frac{105}{25,5}$
Внутрішньо-пластового горіння	21	16	17	21	$\frac{18}{0,37}$	$\frac{17}{0,6}$	$\frac{9}{0,38}$	$\frac{8}{0,35}$	$\frac{8}{0,27}$	$\frac{5}{0,15}$	$\frac{8}{0,26}$	$\frac{7}{0,27}$
Термозаводнення	—	—	—	—	—	$\frac{3}{0,4}$	$\frac{10}{0,17}$	$\frac{9}{0,23}$	$\frac{6}{0,11}$	$\frac{2}{0,15}$	$\frac{2}{0,15}$	$\frac{1}{0,13}$

Примітки: 1. КВН — коефіцієнт вилучення нафти. 2. Над ризикою — кількість проектів, під ризикою — загальний видобуток нафти за допомогою застосованого методу, млн т.

Оскільки США є лідером з досліджень і застосування теплових методів підвищення нафтовіддачі пластів, у табл. 2.1 наведено динаміку їх розвитку за даними публікацій [19—21].

Отже, незважаючи на те що кількість проектів з ПТВ в 1996 р. порівняно з 1986 р. зменшилась на 76 одиниць, видобуток нафти в 1996 р. знизився всього на 6 %. Кількість проектів з внутрішньопластового горіння має тенденцію до зниження.

У 1970-х роках в Україні на Бориславському родовищі (ділянки МЕР і Міріам) були розпочаті промислові дослідження з вилучення нафти малої в'язкості (до 10 мПа·с) із покладів складної геологічної будови. В результаті дослідних робіт була досягнута висока нафтовіддача від початкових геологічних запасів. На ділянці МЕР за допомогою ПТВ було вилучено 85 тис. т додаткової нафти, коефіцієнт нафтовіддачі підвищився на 0,235, на ділянці Міріам — на 0,18.

У світовій практиці відоме застосування пари для витіснення нафти малої в'язкості з глибинних покладів. Перший такий дослідно-промисловий процес здійснили в Китаї на родовищі Гаошань на глибині 1700 м, в результаті чого було вилучено 73,7 тис. т додаткової нафти [22].

Другий такий дослід проводили на родовищі Боскан у Венесуелі на глибині 2400—2460 м [23]. Тут хоча і були складності з доведенням якісного теплоносія до вибою свердловин, дебіти нафти в свердловинах усе ж збільшувались. Автори проекту вважають, що промислові дослідження закінчилися вдало.

Становить інтерес результат промислового дослід з витіснення нафти в'язкістю 6 мПа·с [24]. Пласт, на якому проводився дослід, залягає на гли-

бині 1520 м з крутопадаючим кутом — понад 60°. Об'єм додатково видобутої нафти за 4 роки процесу становив 58 тис. т.

У результаті теоретичних і лабораторних досліджень було встановлено [25, 26], що вода за високих термодинамічних параметрів взаємозмішується з нафтою. На цій основі була розроблена нова технологія підвищення нафтовіддачі, за якою теплоносієм може забезпечити витіснення нафти на глибині до 3000 м. За результатами досліджень автори нового методу розробили комплексний технологічний проект. На початку 1980-х років розпочався дослідний процес на одній з ділянок горизонту P_3 Гнідинцівського родовища на глибині 1830 м. Незважаючи на перші обнадійливі результати, дослідно-промисловий процес через різні причини завершити не вдалося.

У статті [27] наведено результати досліджень із застосування пари на родовищах Бріа, Каолінг і Смаковер, що містять легку нафту в'язкістю 6 мПа·с в пластових умовах.

За п'ять років проведення процесів ПТВ добовий видобуток на зазначених родовищах збільшився на 8 тис. т, приріст становив 48 %. При цьому паронафтовий фактор коливався в межах 2—4 м³/т.

2.2. Фізичні методи

До фізичних методів вилучення нафти належать методи витіснення нафти вуглеводневими газами, а також діоксидом вуглецю, що змішуються і не змішуються з нафтою.

Дж. Стосур і Р. Лунінг [28] вважають, що поряд з ПТВ як найефективнішим способом підвищення нафтовіддачі найчастіше застосовують і метод витіснення нафти газами, особливо в США і Канаді, де витіснення нафти здійснюють вуглеводневим газом завдяки його наявності у великій кількості в промислових умовах і доступності за помірними цінами. Передбачається, що у майбутньому ці методи поширюватимуться в більш швидкому темпі.

Нагнітання вуглеводневого газу в пласт має давню історію. Перші роботи в цьому напрямі в Україні були розпочаті ще в 1920-х роках на Східницькому родовищі. Тоді цей метод називали методом Марієта. За період нагнітання вуглеводневого газу з ямненського горизонту родовища було вилучено понад 300 тис. т додаткової нафти. У 1930-х роках вуглеводневий газ почали нагнітати на бориславському пісковнику однойменного родовища. Зі зниженням кількості видобувного газу на цих родовищах застосовували газоповітряну репресію.

У подальшому метод газової репресії удосконалили з доданням різних розчинників і назвали методом витіснення вуглеводневим газом, що змішується або не змішується з нафтою.

Механізм витіснення нафти при змішуванні з вуглеводневим газом полягає в тому, що змішування відбувається в результаті багаторазового контакту-

вання газу з пластовою нафтою. Для досягнення масообміну між газом, що нагнітається, і пластовою нафтою потрібний високий тиск — 24 МПа і більше. Нині цей метод привертає більшу увагу дослідників, ніж методи фізико-хімічного впливу, оскільки він простіший і дешевший.

При нагнітанні газу і змішуванні його з пластовою нафтою газ вилучається разом з нафтою, збагачений її легкими фракціями. Газами, що нагнітаються в пласт, переважно є етан і пропан. Легкі вуглеводні — етан, пропан і бутан — найефективніше змішуються з нафтою, оскільки діють як розчинники. Для того щоб здешевити процес, передбачається поетапне нагнітання реагентів із закачкою об'ємів вищезгаданих газів — етану або пропану, потім об'ємки проштовхують дешевшими газами — метаном або димовими.

Іншим методом газового впливу є витіснення нафти із застосуванням діоксиду вуглецю як зі змішуванням, так і без змішування з нафтою.

У цьому випадку механізмами, що сприяють підвищенню коефіцієнта нафтовіддачі, можуть бути зниження в'язкості пластової нафти, забезпечення змішуваності, збільшення приймальності нагнітальних свердловин.

Існує кілька схем застосування діоксиду вуглецю: безперервне нагнітання CO_2 ; створення об'ємки CO_2 з подальшою закачкою дешевшого газу; створення об'ємки CO_2 з подальшим нагнітанням води для проштовхування об'ємки; комбіноване закачування CO_2 і розчинника; комбіноване закачування CO_2 і теплоносія, що сприяє кращому взаємозмішуванню з нафтою.

Склад газів і рідин, які в певних умовах утворюють однорідну фазу незалежно від співвідношення застосованих агентів, визначає і спосіб змішувального витіснення.

На початок 1998 р. у світовій практиці в роботі знаходилось понад 100 проектів з різною модифікацією впливу вуглеводневими газами, у тім числі за допомогою CO_2 при змішуванні з нафтою — 70 проектів, під дією азоту — 10 проектів. Більшість з них (>70 %) впроваджувались на покладах США (табл. 2.2).

Цікавими є результати промислового дослідження із застосування CO_2 на родовищі Мід-Строк (шт. Техас), розпочатого в 1964 р. За проектом у пласт спочатку закачали CO_2 , потім по черзі нагнітали об'ємки CO_2 і мінералізованої води, проштовхним агентом була мінералізована вода. Після завершення процесу пробурили оцінну свердловину з відбором керна, аналіз якого показав, що залишкова нафтонасиченість в охоплених дією зонах знизилась до 5 %, але, за оцінкою авторів [28], результати виявились досить високими.

Іншим прикладом є застосування CO_2 на родовищі Літл-Крік (шт. Міссісіпі), що здійснюється з 1973 р. на пласті глибиною 3260 м, де температура дорівнює 120 °С, тиск змішуваності — 31 МПа. За таких умов роботи виявились першими і показали шляхи подальшого удосконалення цього способу [28].

ТАБЛИЦЯ 2.2. Найбільші проекти із вилучення природного газу і азоту на родовищах США

Штат	Родовище	Початок процесу, рік	Площа, га	Кількість свердловин		Видобуток нафти, т/добу		Оцінка проекту
				видобувних	нагнітальних	загальний	з результативними процесу	
Техас	SACROC	1972	19 960	400	230	1 348	1 348	Успішний
	Сейдер-Лайк	1984	1 000	175	166	858	235	—
	Слотер	1984	2 565	175	134	593	350	Успішний, рентабельний
Юта	Семіпол-Юніт	1983	7 480	408	160	4 717	4 043	Те саме
	Уоссон-ОДС	1984	3 120	293	290	1 794	1 253	" "
Техас	Гретр-Ліег	1985	5 376	146	120	809	404	" "
	Солт-Кірк	1983	4 800	85	48	3 369	1 348	" "
	Уоссон (Ден-вер)	1983	1 139	785	365	4 933	4 137	" "
Аляска	Куларук-Рівер	1988	2 320	27	26	2 291	809	" "
Уайомінг	Норд-Бак-Драу	1988	2 280	11	8	1 482	1 078	" "
Техас	Мейбл	1992	5 130	380	85	773	292	Перспективний
Аляска	Прадхо-Бей	1987	22 000	450	190	29 650	7 412	Успішний
Флорида	Джейн-Лігл (азотом)	1981	5 766	56	30	1 496	1 496	Успішний, рентабельний
Алабама	Чангула Філд-цайд Юніт (азотом)	1982	1 040	55	23	957	310	Те саме

На родовищах Канади значні за обсягом роботи за методом змішувального витіснення нафти вуглеводневим газом і CO_2 виконуються по 46 проєктах. Найбільші з них: родовище Ніпісі з охопленням площі 11 630 га і вилученням додаткової нафти 820 т/добу; Джуді-Крік площею 11 620 га — 1300 т/добу; Мітсу площею 6880 га — 1100 т/добу та ін.

Фірма “Техасо Експлорейшн С^о” здійснила процес витіснення нафти з рифового покладу в провінції Альберта (Канада) за допомогою газів-розчинників — суміші вуглеводнів від C_1 до C_5 , що містить переважно етан, пропан і бутан [29]. Як повідомляє автор, у склепінну частину рифу закачали через дві свердловини 187 тис. m^3 пропану і бутану. Результати дослідів не опубліковані.

Інший спосіб змішувального витіснення був здійснений в Канаді на родовищі Рейнброу-Г-пул. Газ-розчинник закачували у свердловину з горизонтальним стовбуром довжиною 150 м. Результати виявилися позитив-

ТАБЛИЦЯ 2.3. Застосування CO_2 на родовищах Росії

Показник	Родовище, колектор				
	Сергіївське, пісковик	Ольховське, пісковик	Родаївське, пісковик	Козловське, пісковик + вапняк	Ромашкинське, Абдраханівська площа, пісковик
Проникність, мкм^2	0,23	0,04	1,54	0,28	0,548
В'язкість пластової нафти, $\text{МПа} \cdot \text{с}$	5,7	0,72	20—30	7—6,1	4
Пластова температура, $^{\circ}\text{C}$	40	27	26,5	30—31	36
Поточний пластовий тиск, МПа	18,1	18,5	12,7	12,6	16,8
Кількість свердловин видобувних	50	76	86	50	325
нагнітальних	16	25	27	22	93
На початок застосування методу, %:					
нафтовіддача	22,8	28,8	42,7	42,6	45,2
обводненість	51	28,3	82,7	80,9	80,2
Об'єм облямівки CO_2 , % об'єму пор	15	15	12	12	30
Середнє відношення $\text{CO}_2 : \text{H}_2\text{O}$	1 : 1,5	1 : 1	1 : 3,1	1 : 2,8	1 : 3
Приріст кінцевої нафтовіддачі, %	10,4	12,4	12,8	10,4	13
Додатковий видобуток нафти на 1 т CO_2 , т	0,56	0,48	0,89	0,67	0,32

ними [30]. Цей спосіб застосували ще у 9 горизонтальних свердловинах, результати також виявилися позитивними.

За кількістю проектів із використанням CO_2 Росія теж не відстає від США і Канади. Спосіб дії CO_2 був впроваджений на 21 об'єкті, переважно на родовищах Західного Сибіру, Татарстану, Башкортостану, Пермської, Куйбишевської обл. та ін. Першим прикладом успішного застосування CO_2 при видобутку нафти є закачування карбонізованої води на Александрівській площі Туймазинського родовища. В 1979 р. розпочалась реалізація великомасштабних проектів видобутку нафти за допомогою CO_2 на Роднівському і Козловському родовищах нафтогазового виробничого управління (НГВУ) “Сергіївнафта” (Куйбишевська обл.).

М.Л. Сургучов [1] детально описав процес використання CO_2 на окремих родовищах Росії (табл. 2.3). За механізмом взаємодії цей процес є найбільш універсальним і перспективним для впровадження. Важлива перевага методу полягає в можливості застосування його у заводнених покладах. Основною з перешкод розвитку такої технології є відсутність достатньо великих, надійних і недорогих джерел CO_2 .

У 1960-х роках за проектом інституту “Укрдіпрондінафта” на менілітових відкладах Битківського родовища, де нижче знаходиться пласт з газом високого тиску, почали здійснювати перепуск газу в ці відклади.

У 1972 р. була розроблена технологія великомасштабного процесу газозводного впливу на менілітові відклади того ж родовища. Нагнітання водогазової суміші здійснювали в 48 нагнітальних свердловин, на площі в той час експлуатували 93 видобувні свердловини.

У процесі газозводної репресії з менілітових відкладів Битківського родовища з важкодобувними запасами нафти було вилучено понад 1 млн т додаткової нафти.

2.3. Фізико-хімічні методи

Дослідження з хімічних методів підвищення нафтовіддачі пластів впроваджувались набагато пізніше від інших нових методів, хоча газовий вплив був відомий ще на початку 1930-х років, коли застосовували метод Марієта. Основні дослідження з хімічних методів підвищення нафтовилучення припадають на кінець 1950-х років. До таких методів дослідники відносять технології з витіснення нафти мицелярно-полімерними розчинами, розчинами полімерів і ПАР, а також лужними розчинами [31—33]. Перші дослідження проводились із застосуванням ПАР, які поділяють на іонні, катіонні, неіоногенні та амфотерні.

Фізико-хімічні методи переважно призначені для покладів, які містять нафту низької та середньої в'язкості.

На етапі лабораторних досліджень [34] результати застосування ПАР під назвою “Етомід НГ/60”, “Твін 20”, “Емільфор”, “Інтрзоль” концентрацією

0,01—0,001 % показали, що для кожного родовища залежно від його геолого-промислового стану треба підбирати відповідні ПАР.

Г. Дуннінг із співавт. [35] за результатами досліджень нафтових родовищ Ріо-Браво і Оклахома Сіті (США) виявили, що витіснення нафти із застосуванням ПАР (оксетильованих алкілфенолів) збільшується на 20—30 %. Щоб уникнути набухання глин, перед закачуванням води в пласт на родовищі Вейнар-Колбі (шт. Техас) провели кислотну обробку з урахуванням проникнення її в пласт на 1,2—1,5 м. Через деякий час нагнітали воду з додаванням ПАР, що збільшило видобуток нафти на цій ділянці вчетверо.

За результатами лабораторних досліджень у 1950-х роках в СРСР було встановлено, що за допомогою водних розчинів ПАР, різних агентів і концентрацій можна збільшити кількість нафти, яка витісняється з пористого середовища, прискорити витіснення і зменшити витрати води для заводнення. Найліпші результати отримані з використанням неіоногенних ПАР, які рекомендуються для використання в технологічних процесах підвищення нафтовіддачі. Крім того, застосування водорозчинних ПАР сприяє більш рівномірному витісненню нафти водою. Перші експериментальні дослідження з використанням ПАР для підвищення нафтовіддачі в колишньому СРСР наведено у публікації [36].

У 1981—1983 рр. Н. Манген видав серію статей, що стосуються досліджень з використання різних хімічних реагентів у чистому вигляді і в комбінації з іншими витискувачами. Н. Манген [37] досліджував витіснення нафти діоксидом вуглецю в умовах їх взаємозмішування. Він зазначив, що такі явища, як підвищення об'єму і зменшення в'язкості нафти при цьому, сприяють значному збільшенню коефіцієнта нафтовіддачі. Автор дав рекомендації щодо вибору дослідних ділянок для проведення процесів за допомогою CO_2 .

У статті “Основи лужного заводнення” [38] Н. Манген підкреслив, що застосування лугів у вигляді дешевого хімічного реагенту — каустичної соди — є одним з прогресивних методів підвищення нафтовіддачі пластів. Механізм витіснення нафти дослідник пояснює так: луг реагує з певними компонентами пластової нафти, в результаті чого зменшує поверхневий натяг між нафтою і водою, сприяє емульгуванню нафти, змінює змочуваність породи і здатність розчинювати плівки.

У статті [39] наведено результати досліджень із застосування ПАР у комбінації з полімерним розчином — спосіб утворення облямівки ПАР різної концентрації з подальшим переміщенням її полімерним розчином.

Існують перспективні методи, наприклад із застосуванням азоту для збільшення видобутку нафти і газу [40].

У 1960-х роках у США в лабораторних умовах був випробуваний метод міцелярно-полімерного заводнення — витіснення нафти з пластів облямівками міцелярних розчинів, просування яких по пласту здійснюється водними

розчинами полімеру. Для одержання міцелярних розчинів було використано явище, помічене під час розчинення мила у воді, коли за певної концентрації молекули мила утворюють ніби ізольовані асоціації, або агрегати, які складаються з десятків і сотень молекул [32]. Такі агрегати називають *міцелами*. Міцелярні розчини складаються з трьох і більше компонентів: вуглеводневої рідини, води і ПАР. Можна додати ще один компонент — різного роду стабілізатори. Утворенню міцел сприяють ПАР, наприклад нафтові сульфонати, алкілфеноли та ін. Молекули ПАР, розчиненої в нафті, є сполучним елементом між молекулами нафти і води, коли вони переміщуються в певних умовах; при цьому утворюються однофазні гомогенні розчини, що складаються з нафтоводних агрегатів — міцел. Прискорюють міцелоутворення простим механічним перемішуванням компонентів. Міцели є термодинамічно стабільними системами. Багато дослідників вважає, що цей метод витіснення нафти для підвищення нафтовіддачі є прогресивнішим, ніж інші хімічні методи. Проте є багато складнощів у підборі оптимального складу міцелярного розчину для конкретних геолого-фізичних умов пластів, визначенні оптимального розміру міцелярної облямівки і об'єму буферної рідини.

В інститутах “ВНДІнафта”, УфНДІ, “ТатНДПІнафта”, “КуйбишевНДІ”, “АзНДІ”, “Укрдіпрондінафта”, ЦНДЛ ВАТ “Укрнафта” та інших проводились дослідження різних ПАР для виявлення їх придатності з метою прискорення темпів відбору і підвищення нафтовіддачі. В результаті було встановлено, що в певних умовах додаток ПАР до води, що нагнітається, приводить до збільшення коефіцієнта нафтовіддачі й підвищення приймальності нагнітальних свердловин. Дослідженнями також були встановлені вимоги, яким мають відповідати ПАР.

У результаті досліджень визначені найприйнятніші класи ПАР, які застосовують у нафтовій промисловості, а саме:

- аніоноактивні ПАР — алкілакрилсульфонати (сульфаноли), алкілсульфонати, алкілсульфати;
- катіоноактивні ПАР — алкілбензилпіридинхлориди (катапін К), аліфатичні аміни — солянокислі солі (АНП), похідні імідазолінів (карбозолін О);
- неіоногенні ПАР — оксіетильовані алкілфеноли (ПАР типу ОП-10), оксіетильовані жирні кислоти, блоксополімери оксидів етилену і пропілену (дисолвани, проксаноли, сепароли).

За даними закордонних дослідників, найефективнішими для застосування при заводненні пластів виявилися неіоногенні ПАР та їх суміші з іоногенними, а також сульфонати.

До неіоногенних ПАР належить ОП-10 і аналогічні закордонні продукти: превоцел W — ON, тритон X-100, ігепал СО-630, піржитол NP-27 та ін.

Великий обсяг лабораторних і теоретичних досліджень із застосування різних хімічних реагентів для підвищення нафтовіддачі визначив подальші дослідно-промислові роботи з фізико-хімічних методів впливу.

У статті [41] наведено результати досліджень добавок ПАР у процесі закачування в нагнітальні свердловини на родовищах США: Новата, Оклахома (пісковик Бартсвілл), Моунтвернон, Оклахома (пісковик Ред Форк), Коулі, Канзас (пісковик Бартсвілл), Арчер, Техас (пісковик Страун), Гровер та ін. У поклади здійснювали:

- разове закачування 100 % ПАР (назва речовини не зазначена) протягом кількох хвилин, після цього — закачування води;
- закачування водного розчину ПАР концентрацією 3—18 %, потім — закачування води;
- безперервне закачування водного розчину ПАР концентрацією 0,01—0,05 %.

У результаті закачування ПАР за зазначеними способами приймальність пластів збільшилась від 20 до 900 %.

У. Брестон і У. Джонсон [42] повідомили про промислові дослідження ПАР на родовищах Квейкер Стрейт Дрейк, Кейбер-Культер і Тіббет. Позитивні результати з вилучення додаткової нафти (з урахуванням економічного ефекту) були одержані тільки на родовищі Кейбер-Культер із застосуванням ПАР “Ігепал” концентрацією 0,043 %. На решті родовищ результати виявились економічно не вигідними.

На родовищі Ніагара було здійснено дослідне закачування розчину поліакриламід (ПАА) протягом 33 міс. Об’єм вилученої додаткової нафти досяг 4000 м³/га.

Роботи із застосування розчину ПАР, що складається з мікроемульсії, яка містить нафтові сульфонати, були проведені на пласт Робінсон штату Іллінойс [43]. До складу промислових сульфонатів входять нафта з цієї ділянки, прісна вода і первинний спирт як допоміжна ПАР. Розмір облямівки з розчину ПАР становить 6,7 % порового об’єму, в’язкість мікроемульсії за пластових умов не перевищувала 30 мПа · с. Для контролю рухомості в пласт закачали 1,3 порового об’єму розчину ПАА “Пушер 700” компанії “Дау Кемікал”. У результаті такого процесу вміст вилученої нафти збільшився з 2 до 22 %. Це був перший проект великомасштабного використання мікроемульсії, реалізація якого виявилася успішною.

У статті [43] описано промисловий дослід із застосування розчину ПАР, здійснений компанією “Шелл Ойл” на родовищі Бентон у пісковик тарспрингс штату Іллінойс для оцінки можливості вилучення нафти, що залишається після заводнення. Процес здійснювали в 4 етапи:

- попередня промивка слабкомінералізованою водою для витіснення пластової води;
- закачування розчину ПАР на основі 0,9%-го розчину NaCl, що містить 2,7 % сульфонату натрію, 0,5 % триполіфосфату натрію, 0,4 % полімеру “Дау Пушер 500”;
- закачування буферної рідини (розчин полімеру “Дау Пушер 500”);
- закачування проштовхної води.

Після завершення процесу на ділянці були пробурені чотири свердловини з відбором керна. В зоні пласта, охопленій процесом, залишкова нафтовіддача не перевищувала 4 % порового об'єму.

Дослідний процес із застосування облямівки ПАР у вигляді мікроемulsії і проштовхної рідини на ділянці родовища Лаудок на півдні штату Іллінойс описано в статті [44]. Мікроемulsію готували на основі пластової води із заданою концентрацією (2,3 %) ПАР, розробленою фірмою “Екссон”, до мікроемulsії додавали ксантановий біополімер “Флокон 4800”. У результаті вміст нафти у вилученій продукції досяг 26 %, а нафтовіддача зросла до 60 % запасів нафти, що залишились у пласті на початок процесу.

У великій кількості публікацій наведено результати дослідних робіт з лужного заводнення. Дослідники вважають, що лужне заводнення порівняно з іншими методами є набагато простішим. Для приготування лужного розчину використовують гідроксид, оксид або карбонат натрію, каустичну соду (NaOH).

За даними статті [38], у США до 1980 р. було проведено 12 дослідних процесів із застосування лужного заводнення на родовищах Бісон, Норт-Уард-Істес, Іппінг та ін. На родовищі Харісбург (шт. Небраска) проведений промисловий дослід з використанням NaOH. Розмір облямівки лужного розчину з 2%-ю концентрацією NaOH масової частки становив ~ 9 % порового об'єму дослідної ділянки. Результати лужного заводнення класифіковано як успішні [38].

На родовищі Мідуей-Сансет (шт. Каліфорнія) із застосуванням лужного заводнення одержали додаткову нафту в кількості 12,5 % запасів нафти в пласті на початок процесу.

Становить інтерес промисловий дослід на ділянці пласта родовища Синглетон (шт. Небраска) на площі 16 га з трьома видобувними і однією нагнітальною свердловинами зі створенням облямівки з 2%-го розчину NaOH. За такої концентрації лужного розчину змінюється характер змочуваності: гідрофобна порода стає гідрофільною, що і приводить до підвищення нафтовіддачі. Ці дослідні були досить успішними, хоча нафтовіддача за способом лужного заводнення, як вважають автори проектів, виявилася нижчою, ніж прогнозувалось лабораторними дослідженнями. Причиною такої невідповідності, очевидно, є неоднорідність пластів, на яких проводились дослідження, що призвело до зменшення коефіцієнта витіснення нафти і недостатнього охоплення пласта закачанним розчином.

У 1976 р. у США на стадії дослідно-промислових досліджень з хімічних методів було реалізовано 28 проектів, у 1986 р. — до 206, у 1998 р. — до 11. Скорочення кількості проектів фахівці США пояснюють дорожнечою різних ПАР та обмеженістю їх виробництва.

У Росії дослідно-промислові роботи із застосуванням реагентів різної концентрації та їх масштабне впровадження здійснено більш ніж на 200 об'єктах. Пласти, на яких проводились дослідні роботи і промислове впровадження методів, представлені теригенними і карбонатними колекторами, що

відрізнялись за проникністю $((75-960)10^{-3} \text{ мкм}^2)$ і в'язкістю нафти в пластових умовах (2,1—36,0 мПа · с).

У промислового масштабі дослідження з використання різних ПАР, за даними [45], проводили на Ніколо-Березовській площі, Ашитській, Шариповській та Іваненській ділянках Арланського родовища, на Стахановській площі, а також на Туймазинському родовищі.

Розчини ПАР закачували в 46 нагнітальних свердловин Ніколо-Березовської і в 19 нагнітальних свердловин Вятської площі Арланського родовища, а також у 25 нагнітальних свердловин Кушкульського родовища (табл. 2.4). Для закачування застосовували переважно неіоногенні ПАР типу ОП-10.

На Ніколо-Березовській площі Арланського родовища, за уточненими даними [46], за період 1967—1974 рр. у процесі закачування 6810 тис. м³ розчину ПАР поперемінно в різні нагнітальні свердловини в розрізувальні ряди було видобуто 4415 тис. т нафти і 3327 тис. т води. Поточна нафтовіддача становила 26,2 %, обводненість видобутої продукції знизилась до 64 %.

На більшості основних покладів ВАТ “Сургутнафтогаз”, на яких закінчився перший етап застосування традиційних методів, розпочалось впровадження нових методів підвищення нафтовіддачі. На найбільших покладах Федорівського, Лянторського, Західносибірського та інших родовищ здійснювалось закачування великих об'ємів розчинів різних хімічних реагентів.

Найбільшим об'єктом, що розробляється із застосуванням полімерного заводнення, є східна ділянка родовища Каламкас, де для закачки розчину використовують 30 нагнітальних і 120 видобувних свердловин. Питома ефективність методу становить 408 т нафти на 1 т реагенту. Особливо ефективним виявилось застосування цього методу на поліміткових колекторах юрського горизонту родовища. Цей горизонт характеризується великою неоднорідністю та високою проникністю прошарків. За 9 років процесу було вилучено 2,8 млн т додаткової нафти. Питома ефективність становила 463 т нафти на 1 т агенту.

Передбачається, що удосконалення методу зшиванням поліакриламід у поверхнево-активною речовиною в пласті дасть змогу підвищити технологічну ефективність до 4000 т нафти на 1 т ПАА.

На високу ефективність вплинуло поліпшення якості ПАА, що має добру розчинність і високі фільтраційні характеристики. В усіх досліджених технологіях використовували зшиті полімери, при цьому здійснювали послідовне закачування розчину полімеру зі зшивальним агентом, розчину полімеру без нього і в подальшому — води.

Результати процесу на пластах Б₂, В₁ Дерюжівського родовища, розпочато в 1983 р., показали, що закачування зшитого полімеру в 8 разів ефективніше закачування розчину полімеру. На цьому родовищі питома ефективність становила 4950 т/га.

На родовищі Ніагара (США) в процесі закачування розчину ПАА за 33 міс об'єм вилученої нафти досяг 4000 м³/га.

ТАБЛИЦЯ 2.4. Результати дослідних процесів із застосуванням ПАР на родовищах Росії

Родовище, площа	Тип колектора	Проникність, мкм ²	Система заводнення	Кількість нагнітальних свердловин	Витрати ПАР, т	Середня концентрація ПАР, %
Арланське	Пісковик	0,39	Розрізувальні ряди	15	3275	0,04
Ніколо-Березовська	”	—	Осередкова	12	3960	0,037
Центральна ділянка	”	—	”	7	2550	0,038
Ашитське	”	0,46	Розрізувальні ряди	14	510	0,048
Вятське	”	—	Осередкова	31	1610	0,031
Стаханівська	”	0,15	Розрізувальні ряди	4	200	0,05
Нагаївський купол	”	0,46	Те саме	1	50	0,05
Курсянго	”	0,1	” ”	17	738	0,02
Кюровдаг	Поліміктовий пісковик	0,18	Осередкова	20	1300	0,03
Бібі-Ейбат	Те саме	0,13	”	6	300	0,06
Ромашкинське	Пісковик (де-вон)	0,26	Розрізувальні ряди	13	746	0,025
Західносургутське	Пісковик, алевроліт	0,08	Те саме	6	1070	0,061
Саматлорське	Пісковик	0,5	” ”	19	17116	0,046

Спосіб полімерного заводнення зі зшитим полімером, на думку багатьох фахівців, буде ефективним для неоднорідних пластів, які мають прошарки високої проникності і характеризуються слабким гідродинамічним зв'язком між окремими продуктивними прошарками, що вміщують нафту підвищеної в'язкості.

Технології полімерного впливу випробувані і застосовуються в промислових масштабах на родовищах Сибіру, Удмуртії, Самарської обл. Росії, Казахстану та ін.

У СибНДІНП через обмеженість виробництва деяких хімічних реагентів розробляють альтернативні технології підвищення нафтовіддачі, які ґрунтуються на застосуванні побічних продуктів вітчизняних хімічних виробництв. У 1992—1993 рр. на основі цих досліджень були проведені промислові роботи на 11 об'єктах АТ “Юганськнафтогаз” із загальною кількістю нагнітальних свердловин — 71 і видобувних — 544. Додатковий видобуток нафти становив

316,4 тис. т і продовжував збільшуватись [45]. У табл. 2.5 наведено результати окремих промислових випробувань розроблених реагентів.

В Україні дослідно-промислові дослідження з фізико-хімічних методів впливу були розпочаті в 1979 р. на Струтинському і Старосамбірському родовищах на менілітових відкладах, що мають низькі колекторські властивості. Попередні дослідження показали, що для таких покладів ефективну нафтовитиску властивість має суміш розчинів превоцелу W-ON-100 і сульфанола НП-3 у співвідношенні 1 : 2,4. Дослідження на Струтинському родовищі продовжувалися до 1991 р. На менілітові відклади закачали 1940 т розчину і вилучили 99,7 тис. т нафти. Коефіцієнт нафтовіддачі збільшився з 0,266 до 0,28. На Старосамбірському родовищі закачали 1170 т розчину, вилучили 78,2 тис. т нафти. Коефіцієнт нафтовіддачі було збільшено з 0,307 до 0,333.

В інституті “Укрдіпрондінафта” були проведені лабораторні й промислові дослідження із застосування композицій хімічних реагентів (ОП-10, неонол АФ₈-12) у сполученні з прісною водою на пласті П₃ Леляківського родовища в умовах високої обводненості пласта. Процес було розпочато в

ТАБЛИЦЯ 2.5. Попередні результати промислових досліджень розроблених хімічних реагентів

Хімічний продукт	Родовище, пласт	Кількість свердловин		Технологічний ефект, тис. т			Питомий ефект, т/т
		оброблених нагнітальних	реагуючих	від збільшення нафтовіддачі	від інтенсифікації	загальний	
ССт, КОП-1	Тамотівське, БС10, АС4, АС5-6	30	244	182,7	37,5	220,2	139
ССт, СаCl ₂	Південнобалицьке, БС10	9	69	10,7	2,9	13,5	20
	Усть-Балицьке, БС10	3	28	2,1	8,2	10,4	49
	Північносалимське	4	26	5,1	0	5,1	17
ОП	Правдинське, БС8	2	13	9,9	3,6	13,4	71
	Північносалимське, БС6	2	23	0	4,3	4,3	33
НВ	Усть-Балицьке, БС10	2	25	8,4	1,1	9,5	72
	Асомкинське, ЮС1	1	11	2,3	2,4	4,7	49
ССт, ПСП, ПАА, ПАВ	Правдинське, БС6	2	17	10,8	1,0	9,8	194

ТАБЛИЦЯ 2.6. Застосування міцелярних розчинів на покладах США

Назва досліджу	Горизонт	Площа дослідної ділянки, га	Дата початку дослідів	Глибина об'єкта, м
Дедрік	Робінсон	1,0	XI. 1962	300
Уїлкін	”	1,0	I. 1964	300
Хенрі В	”	0,3	XI. 1965	300
Хенрі Е	”	0,3—1,2	XI. 1965	300
119-R	”	16	IX. 1968	300
Хенрі S	”	—	X. 1969	300
118-K	Кіквут (сайкріс)	1,0	IX. 1969	460
Айке-Вейс	Айке-Вейс	1,7	V. 1970	900
Бенгхем 533	Бредфорд-3	0,3	XII. 1968	550
Бенгхем	Бредфорд-3	18,0	I. 1971	550
Гудвіл Хілл	Вейндо	4,0	V. 1971	150

1988 р. На пласт закачали 179 тис. м³ агенту і вилучили понад 30 тис. т додаткової нафти.

У 1960-х роках у США були проведені дослідження із застосування міцелярних розчинів спочатку в лабораторних умовах, а потім і на покладах. Перші промислові дослідження із застосування міцелярних розчинів проводив Марафлуд [35]. За його проектами впровадження методу здійснювалось на 11 об'єктах (табл. 2.6). У 1977 р. кількість об'єктів збільшилась до 22, а в подальшому почала знижуватись і в 1995 р. досягла нуля. Даних щодо одержання додаткової нафти під дією міцелярних розчинів в публікації [35] не наведено.

Після підрахування економічних показників методу міцелярного заводнення з'ясувалося, що вартість цього процесу є високою. Економічна нерентабельність застосування міцелярних розчинів є однією з основних причин того, що вони не знаходять широкого промислового впровадження. Крім того, як вважають фахівці США, іншою причиною є те, що виробництво нафторозчинних ПАР є дорогим і недостатнім.

Початково механізм дії фізико-хімічних методів був спрямований на розв'язання проблеми збільшення коефіцієнта витіснення зменшенням негативного впливу капілярних сил та ефекту нестійкості витіснення за несприятливого співвідношення в'язкостей нафти і витискувальної рідини.

Останнім часом фізико-хімічні методи спрямовують на вирішення проблеми підвищення ступеня охоплення пластів заводненням. Для цього все ширше застосовують полімери, здатні набухати у воді. Одним із перших був підготовлений до промислового використання полімер з товарною назвою “Полікар” [180], розроблений в Івано-Франківському університеті нафти і газу. При змішуванні з водою Полікар утворює стійкі водно-полімерні

дисперсії з яскраво вираженим неньютонівським характером течії. Їхня ефективна в'язкість за зіставних концентрацій і швидкостей зсуву в 20—30 разів вища за ефективну в'язкість водних розчинів звичайного поліакриламідю. Водні дисперсії полімеру високостабільні. Їхні реологічні характеристики зберігаються понад п'ять років при контакті з водами загальною мінералізацією до 130—150 г/л. Термічна деструкція полімеру відбувається за температури 180 °С незалежно від мінералізації води. За швидкості зсуву до 130 с⁻¹ механічна деструкція не спостерігається. Полікар одержують за допомогою радіаційної технології на основі гелеподібного ПАА. Полікар використовують як технологічну рідину для регулювання процесів витіснення нафти водою в умовах тріщинувато-порового пласта.

Російським аналогом Полікару є реагент з товарною назвою “Темпоскрін” [181]. Використовують його здатність вибірково впливати на пласти з різними колекторськими властивостями, в першу чергу фільтруватися у високопористі і більш проникні інтервали пласта та ізолювати їх. Подібні властивості мають “зшиті” полімери, здатні набухати у воді, на основі акриламідю АК-639. Ці полімери створені Саратовським філіалом НДІполімерів і мають декілька марок: В-105, В-120, В-415, В-615, В-820 (цифра вказує його водопоглинальну здатність у дистильованій воді, г/г) [183]. Використання Темпоскріну на родовищі Узень показало його високу технологічну ефективність: за 7 міс було видобуто 14 568 т додаткової нафти за середнього питомого технологічного ефекту 3642 т на одну свердловино-операцію.

Досягнення у сфері фізико-хімічних методів дії засвідчують доцільність їх розвитку у таких напрямках:

- полімерне заводнення неоднорідних пластів з високов'язкими нафтами;
- комплексна дія полімерними системами у поєднанні з ПАР, лугами і кислотами;
- дія на пласт в'язкопружними сполуками (ВПС) для вирівнювання профілю витіснення нафти;
- лужно-полімерне заводнення;
- теплова дія у сполученні з різними ПАР;
- полімерне заводнення із закачуванням вуглекислоти;
- створення моделей об'єктів зі складною геологічною будовою для дії різними ПАР.

Впровадження перелічених методів показало, що їх можна без особливого ризику застосовувати на промислах за умови, що вибір об'єкта відповідає критеріям вибраного методу. Успішність проведення процесів залежить від правильного вибору витискувача нафти, хімічних реагентів, технічного обладнання, а також від технологічних факторів.

Слід підкреслити, що в практиці підвищення нафтовіддачі пластів знову повернулися до застосування свердловин з горизонтальними і розгалуженими стовбурами та бокових горизонтальних стовбурів у діючих і ліквідованих свердловинах, що сприяє значному збільшенню відбору нафти.



СВІТОВА ПРАКТИКА ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВІДДАЧІ

Під час розробки нафтових пластів порушуються гідродинамічний і температурний режими, що зумовлює зміну термодинамічної рівноваги процесів, які відбуваються в складній багатоконпонентній системі, що утворює нафтоносний пласт. Ці процеси не сприяють максимальному вилученню нафти з покладів.

Після застосування традиційних і вторинних методів розробки в пластах залишається понад 60 % запасів нафти, які можна вилучати за допомогою технологій нових методів впливу. В основу механізмів витіснення нафти за цими методами покладено взаємодію реагенту з пластовими флюїдами і породою-колектором. Тому виникає необхідність вивчення процесів, які відбуваються в пласті під час реалізації методів у різних геолого-фізичних умовах.

Природно, що пошук і створення дешевих та ефективних технологій у кожному конкретному випадку потребують всебічного знання фізико-хімічних основ методів. Тому в цьому розділі наведено результати характерних досліджень, які більш глибоко й детально вивчені і розкривають механізми кожного методу з погляду придатності їх для проектування і використання на покладах України.

3.1. Теплові методи

Світовий досвід з дослідження і застосування теплових методів впливу на пласт та історію їх розвитку висвітлено в публікаціях І.А. Чарного [47], І.Д. Амеліна [48], М.К. Байбакова, А.Р. Гарушева [49], М.Л. Сургучева [1], К.О. Оганова [13], Е.Б. Чекалюка [50], О.В. Шейнмана зі співавт. [51], Ж. Бурже зі співавт. [52], М.А. Мислюка, Ю.О. Зарубіна [53], Ю.П. Желтова [17], А.А. Боксермана зі співавт. [54], М.А. Пу-

довкіна [55], Х.Д. Ремі [15], А.О. Боксермана, Ю.П. Желтова, С.О. Жданова [16] та ін., в яких можна знайти широку бібліографію праць, що присвячені тепловому впливу на поклад.

Тепловий вплив на пласт супроводжується різноманітними фізико-хімічними явищами, пов'язаними зі зміною характеристик рідин і газів, а також пористого середовища, з фазовими перетвореннями, зміною інтенсивності міжфазової взаємодії. Тому цей вплив можна використовувати для вирішення багатьох завдань з підвищення відбору нафти з пласта. Одна з докладних класифікацій теплових методів наведена у праці [51]. Найбільш широко ці методи застосовують для підвищення нафтовіддачі пластів і продуктивності свердловин, видалення парафінових відкладів із привибійної зони свердловини.

Відомі три основні методи підвищення нафтовіддачі:

- вплив теплоносійми (пара, гаряча вода);
- вплив внутрішньопластовим фронтом горіння;
- застосування теплоносіїв (вода з параметрами розчинника) у поєднанні з хімічними реагентами.

Для розв'язку задач про теплове поле в пласті приймається, що в пласт подається тепло з постійною температурою і витратами, за яких між породою і водою, що нагнітається, утворюється тепла рівновага.

Пара є високовитискувальним агентом нафти, яка насичує пласт, незалежно від її в'язкісної характеристики, хоча і вода за високих термодинамічних параметрів (доведено українськими дослідниками) внаслідок змішування з нафтою є також ефективним витискувачем нафти.

Тому способи витіснення нафти теплоносійми мають різні модифікації. У світовій практиці застосування пари здебільшого спрямоване на вилучення високов'язкої нафти на покладах, які залягають на глибині до 1000—1500 м. Механізм витіснення полягає у зниженні в'язкості, чим поліпшуються умови просування нафти до вибоїв видобувних свердловин.

Перш ніж перейти до опису промислових робіт, вважаємо за необхідне навести результати основних лабораторних і теоретичних досліджень, які розкривають явища, що відбуваються в пористому середовищі пласта і дають змогу встановити механізми витіснення нафти при нагнітанні теплоносіїв.

3.1.1. Фізико-хімічні явища, що супроводжують тепловий вплив на пласт

З огляду на велику кількість праць, присвячених механізму нафтовіддачі, в тім числі при використанні теплових методів, теоретичну базу цієї проблеми не можна вважати вивченою достатньою мірою.

Встановлено багато якісних залежностей ступеня вилучення нафти від характеристик колектору, властивостей пластових флюїдів і умов вилучення. Проте ці залежності залишаються зазвичай на феноменологічному рівні і по-

ки що не дають змоги передбачити з високою або достатньою точністю зміну коефіцієнта нафтовіддачі. Можна виділити дві основні причини:

а) різноманітність фізико-хімічних характеристик фаз, що взаємодіють у пористому середовищі, та їх неоднорідність;

б) недостатньо глибокий опис цих властивостей та інтенсивності взаємодії фаз. Якісні характеристики, що використовують на цей час, є зазвичай інтегральними. Так, проникність, поверхневий натяг, в'язкість визначають як деякі середні величини, не враховуючи умови вилучення нафти, а деякі, наприклад змочуваність, встановлюють тільки якісно.

Основні проблеми у сфері теоретичних досліджень нафтовіддачі сформулював Ш.К. Гіматудінов. Це недостатність теоретичних розробок для опису залежності нафтовіддачі від змочуваності в процесі витіснення нафти із неоднорідних пористих середовищ, а також у випадку високої в'язкості нафти або підвищеної швидкості фільтрації. Ускладнення виникають під час визначення причин зв'язків результатів витіснення з властивостями пластових систем і умовами проведення дослідів. Не знаходять достатнього пояснення і факти неоднакових, а іноді й протилежних результатів різних дослідників, які вивчають залежність нафтовіддачі від властивостей пластових систем і умов витіснення. Не можна сказати, що сформульовані Ш.К. Гіматудіновим проблеми повністю вивчені.

Завдання теоретичного осмислення механізму нафтовіддачі можна поділити на дві складові. По-перше, це — об'єктивний опис властивостей фаз, що беруть участь у процесі, і зміни їх залежно від термодинамічних умов. Склад вуглеводнів, води, мінеральної структури і текстуру скелета колектору існуючими методами можна визначити практично з високою точністю. Зміна цих властивостей по об'єму пористого середовища може бути встановлена статистичними методами. На потрібному рівні можна виміряти і фізико-хімічні характеристики фаз у різних термобаричних умовах. По-друге, потрібні опис і тлумачення взаємодії фаз у ході витіснення нафти. Найбільш вивчене питання якісної ролі поверхневих явищ, найменш — гідродинамічні аспекти на мікрорівні, невизначені деякі питання взаємодії поверхневих, гравітаційних і гідродинамічних сил, особливо в умовах складної капілярної структури реального колектору, процесу витіснення нафти.

У процесі витіснення нафти із пористого середовища можна виділити такі складові:

1) заміщення нафти фазою, що витісняє в частині порового об'єму гідродинамічними силами (повноту заміщення слід визначати динамічною рівновагою поверхневих, гравітаційних і гідродинамічних сил на поверхні поділу фаз);

2) відмивання з поверхні пористого середовища плівки залишкової нафти.

Вплив температури на процес нафтовилучення насамперед пов'язаний зі зміною фізичних характеристик фаз, що беруть участь у процесі, інтенсивно-

сті їх взаємодії і певною мірою зі зміною складу та агрегатного стану рідин. Крім того, важливими є вплив температури на зміну залишкової нафтонасиченості й динаміка її досягнення. Вочевидь, що зміна яких-небудь властивостей або факторів може по-різному впливати на повноту й динаміку вилучення нафти.

Найдетальніше вивчено, як температура впливає на фізичні характеристики фаз, що взаємодіють у процесі вилучення нафти. Густина рідин, газів і твердих тіл з підвищенням температури зменшується.

Використавши різноманітні рівняння стану, можна передбачити з високою точністю змінення густини з температурою. В межах невеликої зміни температури можна прийняти лінійні залежності, а в широкому діапазоні потрібні складніші співвідношення.

Густина фаз впливає на розподіл об'ємної насиченості, інтенсивність гравітаційних сил і динамічні характеристики потоку на мікрорівні. Зі зменшенням густини (збільшенням питомого об'єму) зростає насиченість пористого середовища певною фазою, а відповідно, і її рухомість. Тому зменшення густини приводить до зниження маси залишкової нафти і підвищення швидкості руху фаз, а отже, до прискорення досягнення кінцевого коефіцієнта витіснення.

Відносно великим ступенем термічного розширення володіють переважно речовини, що мають за рівних умов меншу густину. Тому ефект термічного розширення більш впливає на нафти з меншою густиною, ніж на важкі нафти.

З термічним розширенням пов'язане виникнення природних теплових конвективних потоків у пористому середовищі на мікрорівні. Критерієм, що характеризує інтенсивність природної конвекції в пористому середовищі, є число Релея (Ra):

$$Ra = g \frac{\alpha_t \rho c_p k}{\nu \lambda_0} \Delta T H, \quad (3.1)$$

де g — прискорення земного тяжіння; α_t — коефіцієнт термічного розширення; ρ — густина породи; c_p — теплоємність; ν — кінематична в'язкість; λ_0 — ефективний коефіцієнт теплопровідності; ΔT — різниця температури на межах шару товщиною H .

Теоретично обґрунтовано, що природна конвекція виникає при $Ra > 4\pi^2$ [52]. Перепад температур, достатній для виникнення природної конвекції, може існувати на тепловому фронті між фазами (таке явище було інструментально зафіксовано в експериментах з ПТВ) або в зоні дії теплового джерела. Кількісна оцінка ролі природної конвекції на прогрес вилучення нафти ускладнена, однак із упевненістю можна вважати, що виникнення додаткових конвективних потоків, особливо в перпендикулярному відносно швидкості фільтрації напрямку, може відігравати позитивну роль з позиції як об'єму залишкової нафти, так й інтенсивності нафтовилучення.

Інтенсивність прояву гравітаційних сил у насиченому пористому середовищі пропорційна різниці густин фаз, що контактують, тому для фаз із різними коефіцієнтами термічного розширення вона з підвищенням температур зростатиме. Для системи важка нафта — вода, з близькими коефіцієнтами термічного розширення, різниця незначна і помітна для системи легка нафта — вода.

Збільшення гравітаційних сил може відігравати двояку роль. На макрорівні воно підвищуватиме неоднорідність потоку по товщині пласта, знижуючи коефіцієнт охоплення, на мікрорівні, навпаки, сприятиме переходу залишкової нафти до рухомого стану. Проте в обох випадках вплив зміни гравітаційних сил з температурою не є істотним.

Термічне розширення порівняно зі зміненням в'язкості із температурою менш інтенсивне і, отже, відіграє підпорядковану роль у динамічних характеристиках потоку.

Коефіцієнт термічного розширення мінералів скелета пористого середовища на порядок менший, ніж рідин, і тому роль термічного розширення скелета пористого середовища незначна.

Головний ефект, якого добиваються за теплових методів впливу, пов'язаний зі зміненням в'язкості нафти із температурою. В'язкість рідин зі збільшенням температури зменшується за залежністю, близькою до експоненціальної. Запропоновано багато залежностей для її опису [52, 56—58], найпростішою з них є експоненціальна залежність Андраде.

Вплив в'язкості флюїдів на процес витіснення експериментальним шляхом вивчено докладно, менш глибоким є його теоретичне обґрунтування. В основі обґрунтування — узагальнений закон Дарсі щодо впливу в'язкості на відносну фазову проникність і залишкову насиченість, але феноменологічний характер закону не розкриває суті фізичних явищ, які визначають вплив в'язкості на динамічні характеристики потоку.

Можна припустити, що зниження в'язкості за постійної швидкості зсуву веде до зниження напруження зсуву між шарами рідини в мікропоточі або до підвищення відносної швидкості руху шарів за незмінного напруження зсуву. За сумісного руху двох рідин відносну швидкість шарів, що контактують, і зсувне напруження між ними насамперед визначають співвідношенням в'язкостей уже обох рідин. Саме зі зміною зсувних напружень на контакті фаз, напевне, пов'язаний вплив зміни в'язкостей на кінцевий коефіцієнт витіснення.

У праці [52] викладені дві гіпотези впливу в'язкості на залишкову нафтонасиченість. Одна з них ґрунтується на тому, що в умовах перехідного режиму в масштабі однієї пори відбувається флуктуація тиску на поверхні поділу між нафтою і водою. Збільшена в'язкість рідин уповільнює подібні коливання, тому вважається, що зменшення в'язкості підвищує порушення рівноваги і, отже, має привести до зниження залишкової нафтонасиченості. Інша гіпотеза припускає, що з досягненням рівня залишкової нафтонасиченості в

деяких зонах, зайнятих нафтою, можуть існувати внутрішні конвективні потоки, спричинені рухом води поблизу поверхні. Їх інтенсивність тим помітніша, чим менша відносна в'язкість. Очевидно, що гіпотези не альтернативні, і обидва явища можуть існувати паралельно. Неоднозначним є вплив температури на повноту вилучення нафт, що виявляють неньютонівський характер течії.

Так, в'язкопластична нафта на мікрорівні є нерухомою там, де зовнішній градієнт тиску недостатній для приведення її в рух, що природно впливає на коефіцієнт витіснення. Оцінки, наведені у статті [59], показують, що для початкових градієнтів тиску, характерних для в'язких нафт, зниження коефіцієнта витіснення внаслідок прояву початкового градієнта тиску може досягнути 30—40 %. Приблизно на таку ж величину він може підвищитися в результаті зменшення до незначного рівня початкового градієнта тиску з підвищенням температури.

Складнішою є залежність характеру витіснення від прояву в'язкопружних (релаксаційних) властивостей нафти [60]. За дилатантного характеру течії нафти її уявна в'язкість у великих порах може бути вищою, ніж у дрібних, що приводить до вирівнювання швидкостей рідин у порах різного розміру і має сприяти зменшенню залишкової нафтонасиченості. З ростом температури зменшуються час релаксації і, відповідно, вплив в'язкопружності на уявну в'язкість. На основі цього автори праці [60] дійшли висновку і підтвердили його експериментально, що з підвищенням температури характеристики витіснення можуть погіршуватися внаслідок зниження в'язкопружних властивостей нафти і що під час витіснення в'язкопружних нафт існує оптимальна температура прогріву, за якої цей процес є найефективнішим. Імовірна наявність аномальних властивостей рідин у тонких плівках дає змогу поширювати ці висновки на нафти, що в звичайних умовах не виявляють неньютонівського характеру течії.

Змінення з температурою поверхневих сил, які багато в чому визначають ефективність витіснення нафти, пов'язане зі зміною міжфазного поверхневого натягу і характеру змочуваності пористого середовища.

Практично завжди з підвищенням температури зменшується поверхневий натяг рідини на межі з парою, що передусім пов'язане зі значним коефіцієнтом термічного розширення парової фази, аж до зникнення поверхневого натягу як явища в критичній точці. Змінення з температурою міжфазного натягу на межі двох рідин не є однозначним. На контакті двох неполярних рідин міжфазний натяг з підвищенням температури має зменшуватись, згідно з уявленням його як надмірної енергії створення поверхні. Оскільки підвищення температури веде до збільшення питомого об'єму рідин і зменшення кількості молекул на одиницю поверхні, то енергія, необхідна для створення такої поверхні, має знижуватись. У полярних, а особливо неоднорідних за складом рідинах, таких, як нафта, підвищення температури веде також до абсорбційного перерозподілу активних молекул

полярних компонентів між об'ємом і поверхнею поділу, що може зумовити збільшення міжфазного натягу. Тому з підвищенням температури міжфазний поверхневий натяг на межі двох рідин може збільшуватися, зменшуватись або не змінюватись. У більшості випадків, і особливо в широкому діапазоні температур, слід вважати, що міжфазний натяг двох рідин знижується з помірною швидкістю [52].

Зміну поверхневого натягу рідин і газів з твердою фазою залежно від температури виражають через змочуваність і кількісно оцінюють зміною крайового кута змочування, в загальноприйнятих уявленнях вимірюного у бік водної фази. Відповідно до прямих вимірів крайового кута змочування на склі та кварці з використанням води і різних вуглеводневих рідин і нафт [52, 61], з підвищенням температури характер змочування пористого середовища має помітно зсуватися у бік гідрофільності. Гідрофілізацію поверхні з ростом температури пов'язують насамперед з десорбцією активних компонентів нафти. Відомо, що вплив температури на адсорбцію нафтових кислот, смол і асфальтенів залежить від наявності в пористому середовищі води. За відсутності води адсорбція з підвищенням температури зменшується, однак за присутності води адсорбція спочатку зростає, а потім зменшується. Передбачається, що з підвищенням температури зменшується товщина плівки води на поверхні мінералів, унаслідок чого збільшується площа, яку займають активні молекули і підвищується величина адсорбції. За температури 60—70 °С зменшення товщини водної плівки вже не відбувається, і з наступним підвищенням температури адсорбція зменшується.

Наслідком спільної зміни поверхневого натягу і крайового кута змочування з підвищенням температури є зріст капілярного тиску, спрямованого у бік вуглеводневої фази, що має сприяти зменшенню об'єму залишкової нафти в порах, не охоплених гідродинамічним витісненням. Зниження поверхневого натягу має позитивно впливати на ефективність відривання плівкової нафти потоком рідини, на коалесценцію крапель нафти в потоці за фронтом витіснення.

Про спільний вплив змінення змочуваності й відносної в'язкості з підвищенням температури на кінцевий коефіцієнт витіснення можна дійти висновку за результатами дослідів ізотермічного витіснення нафти водою [52]. Приріст кінцевого коефіцієнта витіснення може становити 5—7 % на 100 К підвищення температури. Залежність кінцевого коефіцієнта витіснення нафти від температури аналогічна залежності відносної в'язкості цієї нафти від температури [52], що пов'язане зі значною роллю останньої в процесі витіснення в'язких нафт. Під час прогнозування кінцевої нафтовіддачі з використанням теплового впливу слід ґрунтуватися на її кореляційних залежностях від відносної в'язкості нафти [12, 52].

Вплив температури на динаміку витіснення нафти ілюструють зазвичай, використовуючи одномірну модель витіснення Баклея—Леверетта. Відповідно до неї, швидкість досягнення визначеної насиченості, в тім числі кінце-

вої, встановлюють за відносною в'язкістю, співвідношенням фазових проникностей і швидкістю зміни цього співвідношення в умовах насиченості (останні два фактори в сукупності виявляють за значенням похідної від функції Баклея—Леверетта за насиченістю). Згідно з теорією Баклея—Леверетта, зі зменшенням відносної в'язкості швидкість досягнення залишкової нафтонасиченості зростає. Швидкість витіснення зростає і зі збільшенням значення похідної функції Баклея—Леверетта, однак передбачення поведінки фазової проникності, а відповідно, і функції Баклея—Леверетта за зміною температури ускладнене, тому зазвичай обмежуються констатацією факту про підвищення темпу вилучення нафти шляхом зниження її в'язкості [52].

З огляду на вплив відносної в'язкості на характер функції Баклея—Леверетта можна дійти висновку, що зі зменшенням відносної в'язкості збільшиться значення безводного коефіцієнта витіснення внаслідок підвищення стрибка насиченості на фронті витіснення, чому є експериментальне підтвердження. Важливість цього явища з позиції реалізації теплових методів впливу, на жаль, виявляється невисокою через відставання теплових фронтів від фронту витіснення. Згаданий висновок міг би бути корисним, якщо б прогрівання відбувалося безпосередньо на фронті витіснення, наприклад через покрівлю і подошву пласта або за наявності теплового джерела.

У високотемпературній зоні легкі компоненти нафти випаровуються, переходять у парову фазу і конвективним потоком переносяться в зону з пониженою температурою, де конденсуються і змішуються із залишковою нафтою, зменшуючи її густину і в'язкість. Частина легких вуглеводнів залишається в нерухомій нафті до підходу високотемпературної зони, тому між фронтом витіснення і тепловим фронтом формується зона, збагачена легкими компонентами нафти, що рухається зі швидкістю, проміжною між швидкостями теплового фронту і фронту витіснення. Прихована теплота пароутворення, що поглинається при переході в парову фазу і виділяється при конденсації вуглеводнів, приводить до розширення високотемпературної зони і зниження температури в ній. Очевидно, що в зоні руху конденсованих легких вуглеводнів істотно знижується залишкова нафтонасиченість. Утім після проходу високотемпературної зони залишкова нафта збагачується важкими фракціями і практично не підлягає вилученню.

За температури від 400 до 700 °С відбувається піроліз вуглеводнів [48, 52], тобто дегідрогенізація, крекінг і конденсація. Під час дегідрогенізації відокремлюються атоми водню за незмінної довжини вуглеводневого ланцюга. Крекінг супроводжується розривом вуглеводневих зв'язків і утворенням вуглеводнів з коротшим ланцюгом. У процесі конденсації утворюються сполучення з більшим числом атомів вуглецю, ніж вихідні. Енергія активації крекінгу (близько 80 кДж/моль) менша, ніж реакції дегідрогенізації (близько 120 кДж/моль) [52]. Тому в пласті спочатку відбувається крекінг вуглеводнів і лише потім у зоні з найвищою температурою — дегідрогенізація вуглеводнів.

Крекінг і дегідрогенізація — реакції, що проходять під час внутрішньо-пластового горіння нафти і передують створенню осередку горіння. Крекінг сприяє повноті вилучення вуглеводнів, а подальша дегідрогенізація компонентів залишкової нафти веде до утворення коксу, що є паливом в осередку горіння.

Випаровування і конденсація вуглеводнів, а під час внутрішньопластового горіння і крекінг — є, певно, основними процесами, що приводять до практично повного вилучення нафти в зонах пласта, охоплених ПТВ або внутрішньопластовим горінням.

За відповідних термобаричних умов у повноті вилучення нафти певну роль може відіграти розчинність компонентів нафти у воді. Ю.І. Філяс [25] і А.Ю. Наміот [62] експериментально встановили, що за певних значень температури (320—340 °С) і тиску (до 20 МПа) розчинність вуглеводнів у воді стає необмеженою [26]. За оцінками Е.Б. Чекалюка і К.О. Оганова [26], існуюча техніка може забезпечити використання водопарової суміші як терморозчинника нафти до глибин залягання близько 3000 м.

Отже, різноманітні фізико-хімічні процеси визначають результати теплового впливу на пласт, причому більшість з них можуть бути спрямовані на підвищення повноти вилучення нафти з надр та інтенсифікацію її видобутку. В зв'язку з цим актуальним є завдання вдосконалення і розробки нових методів теплового впливу, які використовують відмінні від традиційних джерела тепла, для розширення їх можливостей і галузей застосування.

3.1.2. Використання теплоносіїв

При виборі теплоносія для впливу на пласт слід урахувати, що нагріта вода спроможна переносити значно більше теплової енергії, ніж інша рідина за однакових температур. Крім того, вода має найбільші значення теплоти пароутворення й питомої теплоємності і в процесі охолодження тривалий час виділяє значно більше тепла, ніж інша рідина.

Існує великий вибір джерел тепла і способів його доставки на вибій свердловини і в пласт. Це насамперед поверхневі генератори, від яких тепло доставляють у пласт теплоносії, а також вибійні нагрівачі, переважно електричні; пропонується застосування вогневих і ядерних вибійних теплогенераторів. Джерелами теплової енергії є хімічні реакції. Нині широко використовують екзотермічні реакції компонентів нафти з киснем під час внутрішньопластового горіння, реакцію металічного магнію з кислотою.

Закачування в пласт теплоносіїв для підвищення температури пласта — найбільш прийнятний спосіб вирішення проблеми. Кількість тепла, що вводиться при цьому в пласт, визначається температурою теплоносія на вході в пласт і його фізичними властивостями. Найдоступніша для витіснення речовина — вода — спроможна переносити найбільшу кількість тепла порівняно з іншими речовинами, що знаходяться в такому ж агрегатному стані [52]. Зале-

жно від термобаричних умов воду як теплоносії вводять у пласт у рідкому, двофазному (у вигляді вологої пари) або газоподібному (у вигляді сухої пари) стані. За тисків і температур, не досить близьких до критичної точки, ентальпія вологої пари за рахунок прихованої теплоти пароутворення в кілька разів вища за ентальпію води. У цьому полягає одна з причин ширшого використання водяної пари для теплового впливу на пласт порівняно з іншими теплоносіями, в тім числі гарячої води.

При використанні пари застосовують дві принципові схеми: закачування пари в нагнітальні свердловини для дії на пластову систему; циклічне закачування пари у видобувні свердловини. Оскільки закачувати пару в нагнітальну свердловину до кінця процесу витіснення нафти економічно недоцільно, створюють так звану теплову облямівку і переміщують її по пласту ненагрітою водою [63]. Швидкість руху води в пористому середовищі більша за швидкість руху теплових фронтів, і вода, що проходить крізь високотемпературну зону, нагрівається до температури пароутворення, випаровується, рухається у вигляді пари, потім конденсується і тим самим зумовлює переміщення високотемпературної зони по пласту. Вважають, що технологічно доцільною є тепла облямівка об'ємом 30—40 % порового об'єму пласта, який передбачається охопити тепловим впливом.

За сприятливих умов на вилучення 1 т додаткової нафти витрачається 2,5—3,5 т пари, водночас спалювання 1 т нафти в парогенераторах дає змогу отримати 13—15 т пари. Тому за рахунок 1 т витраченої нафти можна отримати 4—5 т нафти з пласта. Довід показує, що створення паротеплових облямівок є ефективним у пластах, що залягають на глибині до 1500 м, товщиною від 10 до 100 м, з добрими колекторськими властивостями і за в'язкості нафти до 1000 мПа·с. У таких умовах можна досягти кінцевої нафтовіддачі 50—55 % проти 15—18 % при заводненні.

Найбільш відомі проекти ПТВ — на родовищах Східницькому і Бориславському [13], Каражанбас [49], родовищах США і Венесуели [52].

Циклічний ПТВ реалізується через видобувні свердловини. Технологія впливу складається із циклів нагнітання пари і циклів відбору нафти. Під час нагнітання пари відбувається прогрівання пласта у зоні, що прилягає до видобувної свердловини. Після нагнітання пари свердловину закривають на нетривалий період, протягом якого відбуваються процеси теплообміну і капілярного насичення в пористому середовищі.

У циклі відбору нафта проходить крізь нагріту зону пласта, де її в'язкість істотно знижується. Очевидно, це знижує гідравлічні опори руху нафти по пласту. Оскільки нагріта зона переміщується по пласту повільніше, ніж нафта, що фільтрується, період роботи видобувної свердловини з підвищеним дебітом достатньо тривалий. Істотно, що в процесі нагнітання пари внаслідок розплавлення і видалення асфальтосмолистих і парафінових відкладів привибійна зона очищується і, відповідно, підвищується охоплення пласта дренаванням. Вважають, що значну роль у процесі циклічного ПТВ

відіграють протитечійне капілярне насичення і перерозподіл у мікронеоднорідному пористому середовищі нафти і сконденсованої води. Гарячий конденсат витісняє, заміщує нафту з дрібних пор і слабопроникних ліній у великі пори і високопроникні шари пласта.

Тривалість циклів нагнітання і відбору, об'єми нагнітання пари протягом циклу визначають під час промислової оптимізації процесу. Тривалість циклу нагнітання сягає кількох тижнів, за цей час закачують від 15 до 300 т пари на 1 м товщини пласта [1, 52]. Тривалість періоду зупинки свердловини для вирівнювання температури — до 2 тижнів, але переважно становить кілька діб [52]. Цей період має бути достатнім для прогрівання зон, не охоплених конвективним теплопереносом, і дисипації прихованої теплоти пароутворення для найефективнішого його використання. Разом з тим нетривалий період теплообміну дає змогу використовувати частину механічної енергії закачаної пари для підйому рідини на поверхню, що важливо в умовах в'язких нафт [1, 52].

Тривалість циклу відбору встановлюють за моментом зниження дебіту свердловини нижче рентабельного рівня. Як правило, він у 10—20 разів перевищує час нагнітання пари.

Загальна тривалість циклів збільшується від першого до наступного. Ефективність дії знижується від циклу до циклу і через 12—15 циклів вже не виправдовує витрат. Ефективність циклічного закачування пари сильно залежить від умов, найвищою вона буде приблизно в тих самих межах, що і витіснення нафти паром. Ширшим є лише діапазон в'язкості нафти, який внаслідок меншого тиску нагнітання збільшується до 4000 мПа·с. У сприятливих умовах за один цикл видобувають кілька тисяч тонн нафти або 5 т нафти на 1 т закачаної пари [52]. Кінцевий коефіцієнт нафтовіддачі може досягати 25—30 % проти 3—4 % на природному режимі. В деяких випадках після вичерпання можливостей циклічного впливу є доцільним перехід на безперервне закачування пари. Циклічне закачування пари може передувати ініціюванню осередку внутрішньопластового горіння. Ідентичність фізичних явищ, які виникають під час витіснення нафти паром і пароциклічним впливом, визначає збіг факторів, що обмежують використання процесів і технічні складності. Насамперед це — високі вимоги до якості води для отримання пари із сухістю понад 80 %. У воді, що подається до парогенератора, має бути не більше 0,005 мг/дм³ твердих зважених часток, менше 0,0004 мг/дм³ іонів заліза, мінімум іонів кальцію і магнію, відсутні домішки органічних сполук, кисень та інші речовини, що спричиняють корозію.

Обмеження на зону застосування ПТВ накладають теплові втрати, особливо в стовбурі свердловини. Ці втрати можуть складати 3—4 % на кожні 100 м стовбура і досягати 40 % всієї енергії, що підводиться до устя свердловини [51—53]. Використання термоізолюваних труб частково вирішує цю проблему, але цей спосіб — технологічно складний і дорогий, особливо для глибоких свердловин. Неможливість доставки на вибір свердловини пари з

високою температурою обмежує зону ПТВ глибиною 800—1500 м. В Україні розроблена конструкція високоміцних термоізольованих труб з хвилястими компенсаторами для нагнітання теплоносія на глибину до 3500 м. Першу партію таких труб було випробувано на Гнідинцівському родовищі, це дало змогу знайти шляхи вдосконалення конструкції.

Підвищення температури в експлуатаційних колонах свердловин ставить високі вимоги до їх конструкції, обумовлює необхідність використання термокомпенсаторів, якісного термостійкого цементування свердловин до устя.

Пара і сконденсована прісна вода спроможні активно взаємодіяти із деякими мінеральними компонентами колекторів, а саме спричинювати інтенсивне набухання глинистих мінералів, дисоціацію карбонатів, що призводить до закупорювання порового простору колектору, винесення піску із свердловини.

Істотні обмеження на ефективність ПТВ пов'язані із закономірностями теплопереносу в пористому середовищі. Тепловий фронт під час закачування пари істотно відстає від фронту витіснення, і тому нафту витісняє практично холодна вода, а у високотемпературній зоні відбувається довилучення нафти. Швидкість руху теплової облямівки значно нижча за швидкість руху рідини в пористому середовищі. Цим зумовлені підвищення тривалості всього процесу витіснення, необхідність закачування великих об'ємів теплоносія або води для переміщення теплової облямівки, а також витрати тепла у покрівлю і підшову пласта.

І.К. Чарний [47] теоретично обґрунтував можливість нагрівання привибійної зони під час закачування теплоносія в свердловину і внаслідок цього — вилучення додаткової нафти.

Одним із перших математичну модель розрахунку температурного поля при нагнітанні теплоносія в пласт запропонував Е.Б. Чекалюк [10]. Пізніше він деталізував і розширив поняття про процеси у пористому середовищі пласта. Дослідник показав [50], що теплообмін у пористому середовищі відбувається значно швидше, ніж за законом теплопередачі.

Коефіцієнт теплопередачі залежить від теплопровідності та переважно дисперсності пористого середовища і збільшується прямо пропорційно зростанню питомої поверхні. Різниця між температурою пористого тіла та теплоносія, що нагнітається, в точці максимального теплообміну дуже мала. Для дослідження гідродинамічних і термодинамічних явищ у пласті буде справедливим взяти за основу закон рівності температур породи та рідин і газів, що її насичують, у певному елементі об'єму пласта.

У результаті вивчення взаємозв'язку між тепловим полем і полем тисків під час переміщення теплоносія в пористому середовищі були відкриті важливі для практики закономірності. Температура в точці, що рухається із швидкістю конвективного переносу тепла, зберігається сталою, якщо не враховувати дросельного ефекту і перешкод від теплопровідності. В цих умовах температурне поле пласта пористого середовища вздовж осі струменя те-

плоносія, побудоване залежно від об'єму, охопленого конвективним переносом тепла, переміщується зі сталою об'ємною швидкістю.

На основі встановлених закономірностей був запропонований метод визначення температурного поля, утвореного рухом рідини в пористому середовищі, який є досить точним і універсальним для застосування на практиці. За цим методом виявлені загальні закономірності, що пов'язують зміну тиску в пористому середовищі зі зміною температур.

Із моделі розрахунку показників впливає, що під час нагнітання теплоносія тепло в пласті переноситься в напрямку потоку внаслідок конвекції, а у вертикальному напрямку, в покрівлю і підшву, — за рахунок теплопровідності. З часом цю модель підтвердив Х.А. Ловер'є [12].

Теоретичні роботи Е.Б. Чекалюка [11, 50] і великий обсяг лабораторних експериментальних досліджень [12] дали змогу обґрунтувати критерії якості теплоносія і довести, що пара і гаряча вода за високих температур і тисків можуть забезпечити в промислових умовах вилучення нафти незалежно від її в'язкості, навіть з енергетично виснажених покладів. На основі встановленої закономірності поширення гарячої зони в пласті під час нагнітання теплоносія вперше була визначена, обґрунтована і доведена в промислових умовах можливість використання теплової енергії, накопиченої попередньо у високотемпературній об'ємній певного розміру. Ця енергія переміщує об'ємну вглиб пласта шляхом нагнітання ненагрітої води для охоплення процесом віддалених ділянок [63]. Цей спосіб є основним для впровадження ПТВ у промислових умовах.

Е. Блюм [14] проаналізував наші дослідження і підтвердив, що найліпшим нагрівачем є вода з високою температурою, а високоякісним витіснювачем нафти — пара, а також те, що в процесі нагнітання і переміщення в пласті пара конденсується, в результаті чого перед фронтом витіснення утворюється вал конденсованої пари з нафтою, і швидкість переміщення фронту витіснення залежить від темпу нагнітання теплоносія, а це, у свою чергу, визначає форму поширення теплового потоку в пласті.

Нехтуючи кількістю нафти, яка витіснюється в зонах холодної і гарячої води з нагнітанням пари, Маркс і Лангенгейм [61] запропонували розрахункову схему оцінки нафтовіддачі пласта, яка ґрунтується на визначенні площі, охопленої зоною пари. За цією схемою визначають переміщення фронту пари у часі, а потім, припустивши, що в охопленій парою зоні нафтонасиченість змінюється від початкової до кінцевої, розраховують положення фронту пари.

М.З. Корнаєв і О.Ю. Наміот [62] запропонували методику розрахунку дистиляції легких фракцій нафти в парову фазу при ПТВ. Ці дослідження мають важливе значення для розвитку робіт з дії теплоносієм на пласти, що містять малов'язку нафту.

На ранній стадії досліджень механізм витіснення малов'язкої нафти при ПТВ ми пояснювали тим, що крім зниження в'язкості відбувається термічне

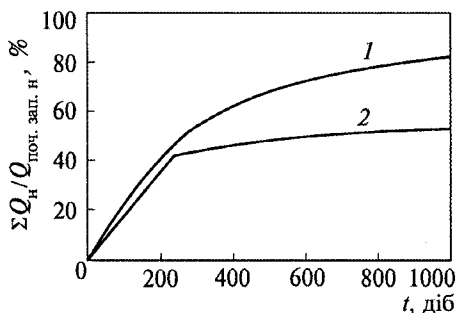


РИС. 3.1. Нафтовіддача при витісненні нафти паром (1) і холодною водою (2)

розширення нафти і в зоні конденсації пари випаровуються легкі компоненти нафти, які переносяться по пласту і попереду себе витісняють нафту. Це сприяло розвитку робіт з вилучення мало-в'язкої нафти паротепловим впливом. Відомий дослідник Фаруг Алі [64] розробив метод розрахунку видобутку нафти при витісненні її паром. Для розрахунку слід установити положення фронтів пари і гарячої води, швидкість зростання зони пари в заданий момент часу, а також величину залишкової нафтонасиченості в зоні пари [65]. Цей метод має давати задовільні результати, якщо закачувати пару в обводнений пласт. Розрахунок нафтовіддачі в зоні гарячої води дослідник здійснив відповідно до модифікованого методу Баклея—Лeverетта, в якому врахований вплив температури на в'язкість нафти. Було встановлено, що нафта, яка знаходиться попереду зони пари, все більше збагачується легкими фракціями, що приводить до змішаного витіснення нафти [65].

На рис. 3.1 показана можлива нафтовіддача за різними принципами дії на пластову систему.

У праці [66] розглянуто питання взаємозалежності деяких властивостей породи пласта і рідини на основі приблизного розв'язання рівняння теплопровідності, наведено спрощену модель руху теплоносія через плоскі щілини пласта, розташовані близько одна від одної. Для цього випадку було одержано рівняння для усталеного режиму розподілу температури в пласті, в якому параметром, що впливає на розподіл температур, є відношення проникності до ефективної теплопровідності пласта.

Дослідженнями встановлено [67], що під дією пари частина нафти витісняється внаслідок її випаровування у газовій фазі. Випаровування існує там, де є газова фаза. Із закачуванням у пласт пара конденсується, і зона, де можливе випаровування нафти, може бути обмежена зоною несконденсованої пари. Тому пропонується разом з паром нагнітати інертний газ для створення великої за об'ємом зони, де постійно існуюватиме газова фаза.

У статті [68] запропонований експрес-метод оцінки основних параметрів процесу витіснення нафти паром, за яким слід визначити:

- температуру пари, що нагнітається, в умовах заданого тиску за допомогою графіка;
- втрати тепла під час пересування пари в стовбурі свердловини;
- темп конденсації пари за наведеним графіком;
- кількість уведеного у пласт тепла, що припадає на 1 м^3 пари;
- питому теплоємність пласта, яка становить у середньому $2323 \text{ кДж}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$;

- загальну об'ємну теплоємність пласта без урахування непроникних прошарків;
- зону прогрівання пласта і темп її збільшення в кожен момент часу;
- кількість витісненої нафти, яка припадає на 1 м^3 зони прогрівання пласта, за формулою

$$q_n = \frac{h_{\text{еф}} m (1 - S_v^* - S_r^* - S_n)}{B_n} [\text{м}^3/\text{м}^3], \quad (3.2)$$

де $h_{\text{еф}}$ — ефективна товщина пласта, м; m — пористість пласта, %; S_v^* — початкова водонасиченість, %; S_r^* — початкова газонасиченість, $\text{м}^3/\text{м}^3$; S_n^* — залишкова нафтонасиченість, $\text{т}/\text{м}^3$; B_n — об'ємний коефіцієнт нафти;

- кількість накопиченої нафти для кожного моменту часу за формулою

$$Q_n = q_n S(t), \quad (3.3)$$

де $S(t)$ — площа зони прогрітої частини пласта до моменту часу t .

Визначення розподілу температури перед фронтом рухомої пари наведено у статті [69]. Для розрахунку розподілу температури приймається низка припущень, що дає змогу встановити положення температурного фронту в пласті з нагнітанням пари.

Результати досліджень тепло- і масопереносу під час витіснення нафти парою та інженерні розрахунки розглянуті у публікації [70]. Існуючі методи інженерних розрахунків у процесі витіснення нафти парою ґрунтуються на математичній теорії, розробленій Марксом і Лангенхеймом. Запропонована нова теорія, яка враховує теплоперенос через фронт конденсації. В ній розглянуто лінійне витіснення нафти парою в однорідному ізотропному пласті сталої товщини. При цьому припускається, що густина і в'язкість рідини, а також питома теплоємність нафти є функціями температури; питома теплоємність води і пористого середовища від температури не залежить; площина фронту конденсації перпендикулярна до покрівлі і підшви пласта. Виведено загальне рівняння теплового балансу для умов фронту конденсації, що переміщується, розв'язок якого за допомогою перетворення рівняння Лапласа раніше одержали Маркс і Лангенхейм.

Автори публікації [70] порівнюють експериментальні дані збільшення зони пари з результатами розрахунків за запропонованою методикою і теорією Маркса—Лангенхейма. Встановлено, що нова теорія є точнішою, її без ускладнень можна використовувати для розрахунку радіального витіснення нафти.

Дослідження на фізичній моделі пласта показали [71], що з нагнітанням пари нафтовіддача підвищується зі збільшенням розміру об'ємів пари, причому за цим розміром нафтовіддача підвищується із зростанням процентного вмісту в ній легких фракцій.

Питання моделювання термічного впливу на пласт і порівняння теоретичних і чисельних методів розрахунку розглянуті у статті [72]. У ній запро-

понована двовимірною математичною моделлю нагнітання пари в пласт. Модель була використана для розрахунку температури оточуючих пластів і ефективності нагнітання пари в одновимірний ізотропний пласт. Стаття ілюстрована прикладами розрахунку, вихідні дані для яких взяті за результатами експериментів на дослідній ділянці одного з родовищ західної частини Канади.

Розвиток зон пари і гарячої води під час нагнітання пари описав Фаруг Алі у статті [68]. Метод розроблено для випадку радіального витіснення нафти гарячим агентом, що нагнітається в єдину свердловину. Проте цей метод можна застосовувати для випадків площової системи розташування свердловин. За п'ятиточкової системи розташування свердловин течія рідини має приблизно радіальний характер, доки об'єм прокачаного теплоносія не перевищить 35 % порового об'єму п'ятиточкового елемента.

На основі матеріального балансу отримано вираз для визначення радіуса фронту агента, що нагнітається [68]:

$$R = \sqrt{\frac{qt}{\pi hm(1 - S_{н.зал})}}, \quad (3.4)$$

де q — витрати теплоносія, що нагнітається; t — час нагнітання; h — ефективна товщина пласта; m — пористість; $S_{н.зал}$ — залишкова нафтонасиченість за фронтом витіснення.

Великий вклад у розвиток експериментальних і теоретичних досліджень з теплових способів впливу на пласт зробили спеціалісти країн СНД, які працюють у цій галузі. За результатами експериментальних досліджень Г.Е. Малофєєва і співавт. [73], проведених на лабораторній моделі, було створено радіальний пласт зі збереженням безрозмірних параметрів подібності температурних полів для моделі і натури. На основі досліджень побудована залежність коефіцієнта тепловикористання від критерію Фур'є. Встановлено, що в пласті утворюється зона пари (постійної температури), радіус якої в часі збільшується. У статті [74] наведено результати оцінки різних методів розрахунку температурного поля в пласті під час нагнітання водяної пари з урахуванням тепловтрат через покрівлю і подошву пласта. Порівнювалися розрахункові і експериментальні значення коефіцієнта тепловикористання, отриманого як відношення кількості тепла, акумульованого в пласті, до сумарної кількості теплової енергії, внесеної в пласт. Дослідженнями встановлено хороша збіжність дослідних даних із розрахунковими, одержаними за схемою Маркса—Лангенгейма. Запропоновано приблизний метод розрахунку температурного поля під час нагнітання водяної пари.

А.А. Боксерман [75], досліджуючи динаміку зон прогрівання пласта при закачуванні пари, одержав розрахункові формули для визначення цих зон із змінним у часі темпом нагнітання. Автор запропонував приблизний спосіб визначення величини теплової об'ємівки за комбінованим методом впливу на пласт шляхом поєднання ПТВ із заводненням. Він розраховував об'єм високотемпературної об'ємівки за такими вихідними даними: темп закачування

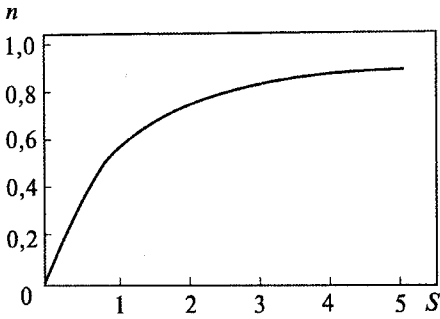
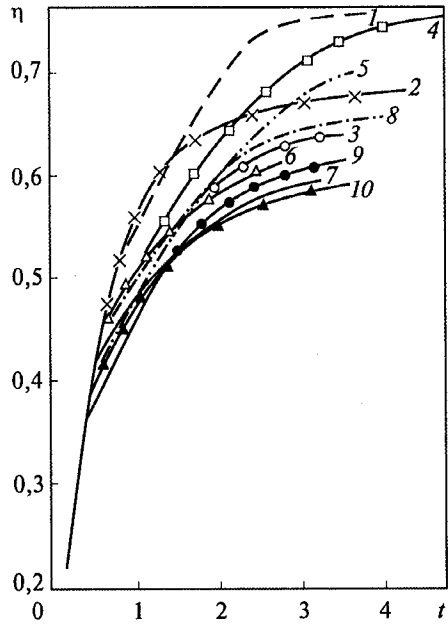


Рис. 3.2. Залежність розміру початкової облямівки пари (в частках одиниці) від загальної площі елемента пласта, що підпадає під вплив теплоносія

Рис. 3.3. Залежність коефіцієнта витіснення від довжини пласта:

При $L = 50$ м: 1 — 2; 2 — 1; 3 — 0,5; при $L = 100$ м: 4 — 3; 5 — 2; 6 — 1; 7 — 0,5; при $L = 200$ м: 8 — 2; 9 — 1; 10 — 0,5



пари — 6,93 ГДж/год; товщина пласта — 15 м; питома теплоємність пласта разом з флюїдом — 2520 кДж/(м³ · °С); різниця між температурою пари і пластовою — 250 · °С; коефіцієнт теплопровідності — 6,3 кДж/(м · год · °С); коефіцієнт температуропровідності — 0,003 м²/год.

Установлена залежність розміру облямівки пари від загальної площі пласта, який підлягає впливу теплоносієм (рис. 3.2).

У.П. Куванишев, Є.П. Казаков [76] розглянули задачу про температурне поле секторального пласта при центральному і законтурному нагнітанні теплоносіїв. Одержані прості розрахункові формули для визначення температурного поля такого пласта. Показано, що при центральному нагнітанні теплоносія зона істотного температурного збурювання пласта по радіусу поширюється на значну відстань, а при законтурному — обмежується деякою вузькою смугою біля контуру. Площі нагрівання до заданої температури в обох випадках залишаються однаковими за величиною. Одержані дані дають змогу дослідити форму припливу теплоносія до свердловини за багаторядної системи розробки пласта.

С.І. Якуба [77] встановив вплив на коефіцієнт витіснення нафти таких найважливіших параметрів, як розмір пласта, тривалість стадії закачування пари для створення гарячої облямівки і швидкість нагнітання ненагрітої води для переміщення її по пласту. На рис. 3.3 видно, що коефіцієнт витіснення зменшується зі збільшенням розмірів пласта. Із збільшенням об'єму закачування пари цей коефіцієнт підвищується, причому його приріст тим більше, чим менше розміри пласта.

Встановлено, що, чим довше пласт, тим менше співвідношення об'ємів прогрітої зони та усього пласта, а отже, тим більша густина ненагрітої води у загальній кількості видобутої рідини.

Ці обставини слід урахувувати під час розрахунків щільності сітки у випадку застосування теплоносія. Велике значення для технологічних показників розробки з гарячими облямівками пари має темп закачування ненагрітої води.

Ю.П. Желтов в одній із ранніх публікацій [78] пояснював, що із впливом на пласт парою або гарячою водою швидкість теплового фронту менша за швидкість фізичного фронту витіснення водою у 7—10 разів. Частина тепла з прогрітої зони пласта внаслідок теплопровідності розсіюється в покрівлю і підшову, причому якщо $L = \sqrt{kt}$ (k — коефіцієнт теплопровідності, t — час), то при $t = 1$ рік = 8750 год $k = 5 \cdot 10^{-3}$ м²/год, $L = 6,6$ м. Отже, фронт тепла просунеться в покрівлю на 6,6 м.

Відомо, що швидкість теплового фронту V_T більша за швидкість фільтрації, наприклад: $V_T = 1,3 V_\Phi$, тобто якщо закачувати в пласт 1 т пари, без урахування витоку тепла у покрівлю—підшову, а також теплопровідності пласта, буде прогріто 1,3 м³ об'єму пласта в цілому. При цьому важливе значення має коефіцієнт використання тепла η_T , який дорівнює відношенню кількості тепла, що залишається в пласті, тобто не розсіяного у покрівлю—підшову, до введеної в пласт кількості тепла.

Цей коефіцієнт залежить від безрозмірного параметра Фур'є

$$F_0 = \frac{\lambda_{\text{п}} t}{c_{\text{п}} h^2},$$

де $\lambda_{\text{п}}$ — теплопровідність пласта; $c_{\text{п}}$ — теплоємність пласта; h — товщина пласта; t — час. При $t = 10^4$ год, тобто не набагато більше року, $\lambda_{\text{п}} = 8,4$ кДж/(м · год · °С); $c_{\text{п}} = 2520$ кДж/(м³ · год · °С); $h = 10$ м, $F_0 = 0,3$. За таких умов у покрівлю і підшову за рахунок теплопровідності втрачається близько 20 % уведеного в пласт тепла.

Проте під час переміщення гарячої зони ненагрітою водою частина тепла, що розсіюється у покрівлю—підшову, повертається і бере участь у нагріванні ненагрітої води. У статті [72] наведено результати досліджень поширення зони пари під час її нагнітання в багатошаровий нафтоносний пласт товщиною h_s , розділений непроникними прошарками товщиною i (рис. 3.4). При розрахунках автор припускає таке:

- пара нагнітається в кожний шар з однаковими витратами, які не змінюються в часі;
- температура в зоні пари залишається сталою;
- об'ємна теплоємність зони пари є деяким середнім значенням $P_1 C_1$;
- втрати тепла відбуваються по нормалях до горизонтальних меж зон пари;
- тепло не переходить уперед за фронт нагнітання пари, і температура перед фронтом залишається сталою і дорівнює за величиною початкової температури пласта;
- температура рідини і породи в кожній точці рівні між собою.

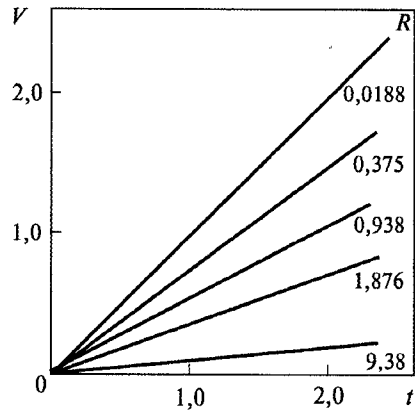
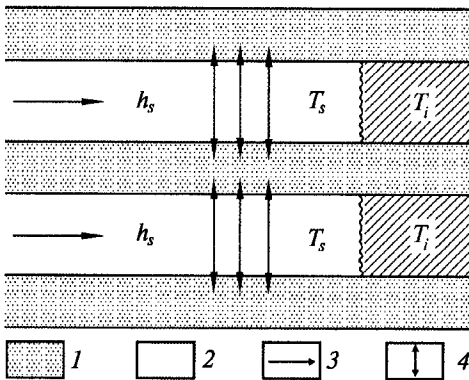


Рис. 3.4. Схема нагнітання пари у багатошаровий пласт:

1 — непролиний шар; 2 — нафтонасичений шар; 3 — рух пари; 4 — втрати тепла

Рис. 3.5. Збільшення безрозмірного об'єму зони пари V від безрозмірного часу в процесі її нагнітання у багатошаровий пласт у зазначеному діапазоні R

За цими припущеннями, автор наводить рівняння балансу тепла при закачуванні пари у вигляді

$$(P_s i_s)_1 = P_1 C_1 \Delta T \frac{dV_s}{dt} + \frac{8K\Delta T}{h_s} \int_0^t \frac{dV_s}{d\xi} \sum_{n=0}^{\infty} e^{-n(1-\xi)} d\xi, \quad (3.5)$$

де $(P_s i_s)$ — масові витрати пари у кожному шарі; h_s — ентальпія одиниці маси пари; $\Delta T = T_s - T_i$ — різниця температури закачуваної пари T_s і початкової температури пласта T_i ; V_s — об'єм зони пари в пласті; t — час; K — теплопровідність непролиних шарів, яку визначають за формулою $\omega_n = \frac{K(2n+1)^2 n^2}{P_2 C_2 l^2}$;

$P_2 C_2$ — об'ємна теплоємність непролиних шарів.

Після перетворень отримано

$$V_s(t) = \frac{(P_s i_s)_1 H_s h_s^2 P_1 C_1}{4K\Delta T P_2 C_2} \left(e^{vt} \operatorname{erfc} \sqrt{at} - 1 + 2\sqrt{\frac{at}{n}} \right), \quad (3.6)$$

$$V_s(t) = \frac{(P_s i_s)_1 H_s t}{P_1 C_1 \Delta T}. \quad (3.7)$$

На думку автора [72], ці формули придатні для розрахунку поширення зони пари як для лінійного, так і для радіального випадків.

На рис. 3.5 наведені криві збільшення безрозмірного об'єму пари, залежно від безрозмірного часу при нагнітанні пари в багатошаровий пласт.

У статті [79] описано механізм витіснення нафти при закачуванні пари в пласт: зона впливу пари поширюється по всьому поперечному перерізу пласт-

та, при цьому нафтонасиченість знижується по всьому фронту витіснення. Це не стосується високов'язких нафт, оскільки, за даними автора, вал в'язкої нафти не може витіснитися з помітними швидкостями за тих градієнтів тиску, які фактично є в пласті.

Аналіз матеріалів промислових робіт і фізичного моделювання свідчить про те, що під час нагнітання пари паралельно з нафтонасиченими шарами в неоднорідних пластах утворюються канали пари. Потік пари в цих каналах постійно розширюється і захоплює за собою нафту з нафтових шарів, при цьому відбувається емульсифікація нафти під дією пари, що конденсується.

Основні фактори, що впливають на процес витіснення нафти, — в'язкість нафти, витрати і швидкість потоку пари. Товщина пласта не має суттєвого впливу на інтенсивність витіснення нафти. Автор вважає, що заміна частини пари азотом поліпшує показники процесу витіснення нафти.

У публікаціях детальніше описані основні положення теорії тепло- і масопереносу в пористому середовищі, а також хімічні перетворення, які відбуваються в пласті при нагнітанні теплоносія.

У праці [52] підтверджується, що вода переносить набагато більшу кількість тепла, що припадає на одиницю маси, ніж будь-яка інша рідина у тому ж агрегатному стані.

Ентальпія одиниці маси вологої пари

$$H = (1 - X)H_i + XH_v = H_i + X\alpha, \quad (3.8)$$

де H_i — питома ентальпія води в рідкій фазі на кривій насичення; H_v — питома ентальпія сухої насиченої пари; α — питома прихована теплота пароутворення за постійного тиску.

Як видно з рис. 3.6, ентальпія пари при $X = 1$ практично незмінна в інтервалі тисків від 1 до 7 МПа і становить 2,79 МДж/кг, ентальпія суміші при $X = 0,8$ є сталою за тиску від 2,5 до 10 МПа і становить 2,46 МДж/кг.

За температури, не дуже близької до критичної, суха пара переносить більшу кількість теплоти, ніж вода (рис. 3.7).

Криві рис. 3.4 і 3.5 слід використовувати для розрахунків показників кількості пари для нагрівання пласта.

Для витіснення малов'язкої нафти важливу роль відіграє коефіцієнт термічного розширення, який для будь-якого фізичного стану взятого тіла визначають за формулою [52]

$$\alpha = \frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dT} \right), \quad (3.9)$$

де V — питомий об'єм; T — абсолютна температура.

Для вуглеводнів при 20 °С $\alpha \approx 10^{-3} \text{ К}^{-1}$, для води $\alpha = 2 \cdot 10^{-4} \text{ К}^{-1}$, для твердих тіл значно менший (для кварцу, наприклад, $\alpha = 3,8 \cdot 10^{-5} \text{ К}^{-1}$). Експериментальними вимірюваннями встановлено, що за температури від 25 до 1000 °С

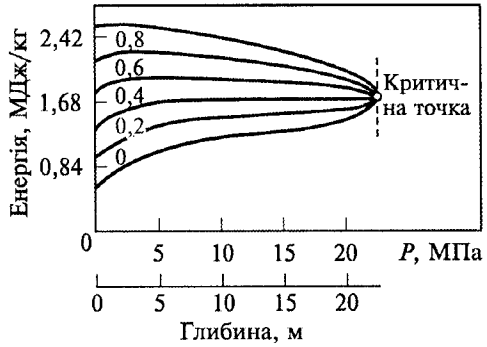
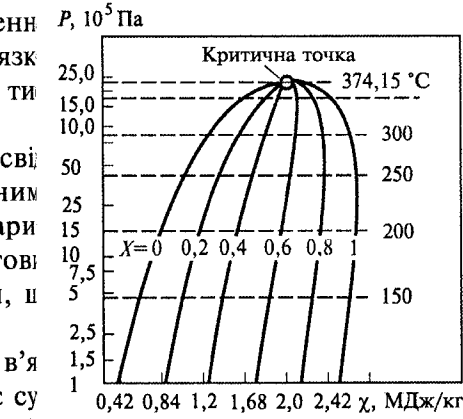


Рис. 3.6. Взаємозв'язок питомої ентальпії X двофазної суміші, що знаходиться в стані термодинамічної рівноваги, від ступеня сухості і тиску

Рис. 3.7. Енергія, що вноситься в пласт під час нагнітання водяної пари

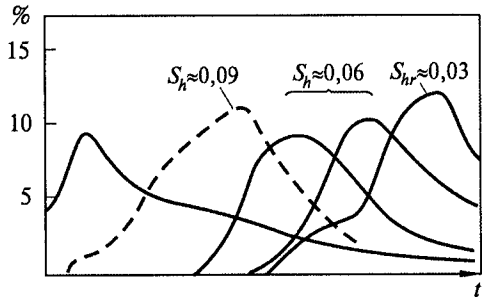


Рис. 3.8. Вплив дистиляції паромо на склад алишкової легкої нафти (6 сПз) в силкому середовищі ($K = 25 \text{ мкм}^2$)

і переднє значення коефіцієнта термічного розширення кварцу і пісковиків (з яких переважно складається пласт) становить $5 \cdot 10^{-4} \text{ K}^{-1}$ [52].

Іншими важливими факторами для вилучення малов'язкої нафти є випарювання і конденсація легких фракцій нафти в зоні підвищеної температури. Під час розробки теплового балансу цими факторами часто нехтують. Проте при нагнітанні теплоносія на початку конденсації пари суміш вуглеводнів збагачується легкими фракціями, причому об'єм, зайнятий легкими фракціями, збільшується у міру розширення процесу.

При нагнітанні пари безпосередньо в зоні, зайнятій паром, відбуваються виділення легких фракцій та збільшення об'єму важких фракцій (з менш легкими компонентами) і нафтонасиченість пласта з часом знижується. Це добре видно з кривих на рис. 3.8. Значення S_h відповідають нафтонасиченості в різних зонах, з яких були відібрані проби нафти; t — безрозмірний час.

При проектуванні процесів теплових способів слід враховувати зміння в'язкості нафти в стандартних умовах зі зміною температури [52]. На рис. 3.9 видно, що навіть в'язкість легкої нафти з підвищенням температури знижується.

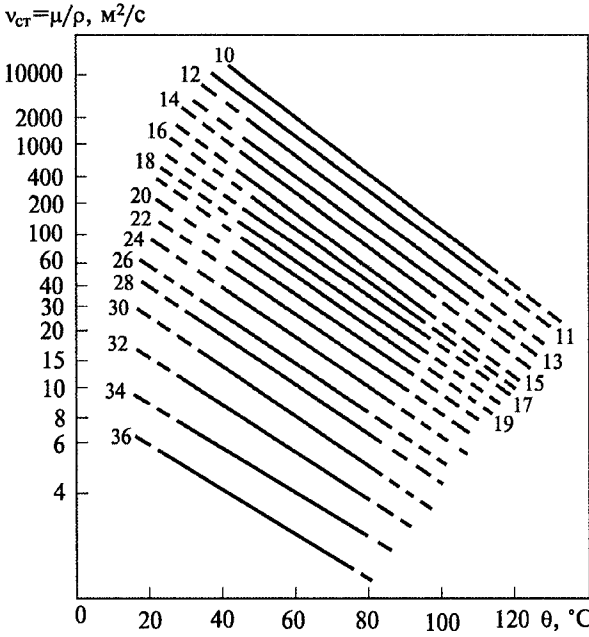


Рис. 3.9. Змінення в'язкості нафти у стандартних умовах зі зміною температури

У монографії [53] наведено результати досліджень з конвективного переносу тепла і теплових втрат у пласті. Автори цієї праці зазначають, що для вирішення проблеми теплового впливу на привибійну зону і розробки теплових способів підвищення нафтовіддачі в основі математичного моделювання має бути температурне поле. Постановка задачі моделювання теплового явища в системі з рухомим об'ємом рідини потребує су-

місного розв'язання рівнянь збереження маси та енергії.

Вибір моделі теплопереносу багато в чому залежить від того, наскільки достовірно можуть бути визначені для неї коефіцієнти переносу. Оскільки двотемпературна модель дає добрі результати під час вивчення температурних полів у пористих середовищах, особливо за наявності в них рухомих джерел, то становить інтерес і вивчення закономірностей теплообміну між фазами.

Кількісно швидкість міжфазного теплообміну в пористому середовищі оцінюють здебільшого за величиною коефіцієнта міжфазного теплообміну α , вважаючи, що теплообмін описується законом Ньютона

$$q = \alpha \Delta t, \tag{3.10}$$

де q — потік теплоти між фазами в розрахунку на одиницю поверхні або об'єму, рідше маси пористого середовища, зумовлений різницею температур Δt між фазами.

Залежно від того, до якої характеристики пористого середовища належить тепловий потік, коефіцієнти міжфазного теплообміну називають поверхневими, об'ємними або масовими. З огляду на формулювання задач теплопереносу в пористому середовищі, найзручнішим для використання є об'ємний коефіцієнт теплообміну $[\alpha] = \text{Вт}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$.

Визначенню коефіцієнта міжфазного теплообміну присвячено велику кількість робіт, як теоретичних, так і експериментальних. Перші спроби теоретичного обґрунтування значення коефіцієнта міжфазного теплообміну зробив Е.Б. Чекалюк [50]. Проаналізувавши тепловіддачу в пористому тілі за аналогією з тепловіддачею до плоскої стінки з відповідною поверхнею змо-

чування за однакової теплопровідності фаз, він отримав формулу

$$\alpha_s = \frac{\pi \Omega \lambda}{4(1-m)}, \quad (3.11)$$

де Ω — питома поверхня; λ — теплопровідність фаз; m — коефіцієнт пористості.

Для отриманих у праці [50] величин коефіцієнт міжфазного теплообміну $\alpha = 580$ кВт/(м³ · К), що при $\Omega = 1,5 \cdot 10^5$ м⁻¹ відповідає $\alpha v = 87$ ГВт/(м³ · К).

За аналогічного підходу [80], але з урахуванням різниці теплопровідності фаз, одержано формулу

$$\alpha_s = \frac{12\Omega\lambda_1\lambda_2}{\lambda_1 m_1 + \lambda_2 m_2}, \quad (3.12)$$

де λ_1, λ_2 — коефіцієнти теплопровідності фаз; m_1, m_2 — частки об'єму, який займають відповідні фази.

Оцінка величини α для водонасичених пісків становила 1,5 ГВт/(м³ · К), що дало змогу авторам статті [68] дійти висновку про неможливість прямого експериментального визначення величини коефіцієнта міжфазного теплообміну.

А.П. Трянін [81] оцінив коефіцієнт міжфазного теплообміну шляхом аналізу чисельного розв'язку задачі нерівноважного теплообміну в пористому тілі:

$$\alpha_v = 0,083 \left(\frac{\rho v}{\mu} \right) \frac{\lambda}{d^{1,06}}, \quad (3.13)$$

де ρ, μ, λ — відповідно густина, в'язкість і теплопровідність теплоносія (у дослідженнях А.П. Тряніна — газу); d — характерний розмір; v — швидкість конвективного переносу.

Поряд з визначенням теоретичного зв'язку коефіцієнта міжфазного теплообміну і швидкості міжфазного теплопереносу А.П. Трянін робить також висновок про неістотний вплив роду граничних умов на розв'язання задачі.

Із різноманітних експериментальних методів визначення коефіцієнта міжфазного теплообміну [82—84] найбільш відомі методи нестационарного теплового режиму. Технічно їх реалізують шляхом прокачування через пористе середовище нагрітого або охолодженого газу і вимірювання його температури на вході і виході із пористого середовища. При цьому теплообмін, що моделюється, близький за механізмом до процесів, що відбуваються в нафтових пластах під час інжекції в них теплоносіїв. Проте застосування як матеріалів пористого середовища спечених металів і як теплоносіїв — газів потребує критичного використання отриманих значень коефіцієнта міжфазного теплообміну.

Більшість досліджень проведені для випадку теплообміну всередині пористих спечених металів або металевих, іноді скляних кульок відносно вели-

кого розміру. Як теплоносії використовують гази і лише в окремих випадках рідини. Зазвичай дослідження, проведені за високих значень чисел Pe або Re , відповідають швидкостям фільтрації, що принаймні перевищують 10 м/с.

Використання нерівноважних моделей теплопереносу (якими по суті є двотемпературні моделі) стосовно процесів, що відбуваються в нафтових пластах, потребує додаткових досліджень з визначення коефіцієнта міжфазного теплообміну в пористих середовищах з властивостями, близькими до реальних колекторів, і із застосуванням як теплоносіїв рідин, що фільтруються із малими швидкостями. При цьому слід знати, наскільки якісно і кількісно картина теплообміну відмінна від отриманої для інших умов теплопереносу. В зв'язку з тим що при моделюванні конвективного теплопереносу в нафтових пластах головним предметом досліджень є температурне поле пласта, методику визначення коефіцієнта міжфазного теплообміну доцільно ґрунтувати на інтерпретації зміни температури теплоносія з часом у процесі прокачування його через пористе середовище. Проте на відміну від математичної моделі, що використовують для цього, слід врахувати і теплоємність теплоносія.

Складність визначення коефіцієнта міжфазного теплообміну полягає у різноманітності фактів, що зумовлюють розподіл температури в пористому середовищі і теплоносії. Навіть в ідеалізованих умовах на нього впливають додатково конвективний теплоперенос, теплопровідність фаз, дисперсія потоку теплоносія в пористому середовищі. Вирішення всеосяжного завдання дуже складне, тому важливо виділити роль окремих факторів і оцінити можливість використання спрощених моделей, що враховують обмежену кількість факторів, але зручні для ідентифікації коефіцієнтів переносу. Коефіцієнти в таких моделях носитимуть ефективний характер.

Модель лінійного конвективного теплопереносу в пористому середовищі, що враховує теплопровідність фаз і міжфазний теплообмін, можна сформулювати так:

$$\begin{aligned} \lambda_1 \frac{\partial^2 t}{\partial x^2} - m\rho_1 c_1 v \frac{\partial t}{\partial x} - m\rho_1 c_1 \frac{\partial t}{\partial \tau} - \alpha(t - \vartheta) &= 0, \\ \lambda_2 \frac{\partial^2 \vartheta}{\partial x^2} - (1 - m)\rho_2 c_2 \frac{\partial \vartheta}{\partial \tau} + \alpha(t - \vartheta) &= 0, \end{aligned} \quad (3.14)$$

де індекс 1 належить до теплоносія, індекс 2 — до скелета пористого середовища.

Розглянемо безрозмірні координати вигляду

$$F_0 = \frac{a_{t1}\tau}{mr_0^2}, \quad X = \frac{x}{r_0}, \quad T = \frac{t - t_0}{t_0}, \quad \theta = \frac{\vartheta - t_0}{t_0}, \quad (3.15)$$

де r_0 , t_0 — характерні розмір і температура відповідно; a_{t1} — коефіцієнт теплопровідності скелета пористого середовища.

Тоді система (3.14) перетворюється до вигляду

$$\begin{aligned} \frac{\partial^2 T}{\partial X^2} - \text{Pe} \frac{\partial T}{\partial X} - \frac{\partial T}{\partial F_0} - \text{Nu}(T - \theta) &= 0, \\ \frac{\partial^2 \theta}{\partial X^2} - \frac{1}{\alpha^*} \frac{\partial \theta}{\partial F_0} + \text{Bi}(T - \theta) &= 0, \end{aligned} \quad (3.16)$$

де $\text{Pe} = \frac{m\rho_1 c_1 v r_0}{\lambda_1}$, $\text{Nu} = \frac{\alpha r_0^2}{\lambda_1}$, $\text{Bi} = \frac{\alpha r_0^2}{\lambda_2}$ — відповідно критерії Пекле, Нуссельта

і Біо (α — коефіцієнт швидкості міжфазного теплообміну); $\alpha^* = \frac{m a_{12}}{(1-m) a_{11}}$; a_{12} —

коефіцієнт температуропровідності теплоносія.

Із вигляду системи (3.16) випливає, що критеріальні рівняння для коефіцієнта міжфазного теплообміну доцільно шукати у вигляді: $\text{Nu}(\text{Pe}, \lambda_1/\lambda_2)$.

Якщо як характерний час використати швидкість міжфазного теплообміну, а не швидкість передачі теплоти під впливом теплопровідності, то безрозмірний час і безрозмірну координату можна визначити за співвідношеннями

$$\text{Mi} = \frac{\alpha \tau}{m\rho_1 c_1}, \quad \text{Mi} = \frac{\alpha x}{m v \rho_1 c_1}; \quad (3.17)$$

система рівнянь теплопереносу (3.14) має вигляд

$$\begin{aligned} \Lambda_1 \frac{\partial^2 T}{\partial X^2} - \frac{\partial T}{\partial X} - \frac{\partial T}{\partial \text{Mi}} - (T - \theta) &= 0, \\ \Lambda_2 \frac{\partial^2 \theta}{\partial X^2} - \frac{1}{a} \frac{\partial \theta}{\partial \text{Mi}} + (T - \theta) &= 0, \end{aligned} \quad (3.18)$$

де $a = \frac{m\rho_1 c_1}{(1-m)\rho_2 c_2}$, $\Lambda_1 = \frac{\lambda_1 \alpha}{(m v \rho_1 c_1)^2}$, $\Lambda_2 = \frac{\lambda_2 \alpha}{(m v \rho_2 c_2)^2}$ є безрозмірними критеріями

ми, що виражають співвідношення кількості теплоти, яка передається теплопровідністю, конвективного переносу і міжфазного теплообміну. Ці критерії можна зобразити як комбінацію чисел Пекле, Нуссельта і Біо:

$$\Lambda_1 = \frac{\text{Nu}}{\text{Pe}^2}, \quad \Lambda_2 = \frac{\text{Nu}}{\text{Bi}^2}. \quad (3.19)$$

У загальному випадку коефіцієнт теплопровідності теплоносія носить характер ефективного, який враховує і теплопровідність, і перенос тепла шляхом переміщення, пов'язаного із дисперсією (пульсацією) швидкості теплоносія в окремих порах, порівняно з середньою швидкістю руху теплоносія. Ефективний коефіцієнт теплопровідності має бути лінійною функцією середньої швидкості руху.

Із аналізу критеріїв Λ_1, Λ_2 виходить, що для системи кварцовий пісок — вода ($\lambda_1 = 0,6$ Вт/(м · К), $\rho_1 c_1 = 4200$ кДж/(м · К)) з коефіцієнтом міжфазного теплообміну порядку 10 Дж/(м³ · с) ці критерії стають значними лише за швидкості руху менше 10 м/с. Отже, за таких умов у математичній моделі можна знехтувати теплопровідністю скелета пласта й теплоносія і використовувати для визначення модель, що враховує тільки конвективний перенос і міжфазний теплообмін.

Під час побудови математичної моделі виникають питання, пов'язані з вибором крайових умов, які відповідали б фізичній моделі і забезпечували б ефективний розв'язок задачі. З позиції фізичного моделювання прийнятні нульова початкова умова і умова першого або третього роду на вході в пористе середовище.

Для опису розподілу температури використаємо систему рівнянь (3.18) без урахування теплопровідності скелета і теплоносія. Додатково врахуємо тепловтрати в зовнішнє середовище, припускаючи, що вони виходять від теплоносія і підлягають закону Ньютона. Вважатимемо, що в початковий момент часу температура пористого середовища дорівнює температурі зовнішнього середовища, а теплоносієм, що закачується, має сталі в часі витрати і температуру. З граничними умовами першого роду на вході в пористе середовище задачу сформулюємо у вигляді

$$\begin{aligned} \frac{\partial T}{\partial X} + \frac{\partial T}{\partial Mi} + (T - \theta) + \beta T &= 0, \\ \frac{1}{a} \frac{\partial \theta}{\partial Mi} - (T - \theta) &= 0, \end{aligned} \quad (3.20)$$

$$T(Mi = 0, X) = \theta(Mi = 0, X) = 0, \quad T(Mi, X = 0) = T_{\text{н}},$$

де $\beta = \alpha^*/\alpha$, α^* — коефіцієнт тепловіддачі в розрахунку на одиницю об'єму пористого середовища; $T_{\text{н}}$ — безрозмірна температура на вході в пористе середовище.

Після заміни змінних $T^* = e^{\beta \cdot X} \frac{T}{T_{\text{н}}}$, $\theta^* = e^{\beta \cdot X} \frac{\theta}{T_{\text{н}}}$ система (3.20) зводиться до вже відомої задачі

$$\frac{\partial T^*}{\partial X} + \frac{\partial T^*}{\partial Mi} + (T^* - \theta^*) = 0, \quad \frac{1}{a} \frac{\partial \theta^*}{\partial Mi} - (T^* - \theta^*) = 0, \quad (3.21)$$

$$T^*(Mi = 0, X) = \theta^*(Mi = 0, X) = 0, \quad T^*(Mi, X = 0) = 1,$$

яка має такий розв'язок:

$$\begin{aligned} T^* &= \alpha \int_x^{Mi} B(X, \xi) d\xi + B(X, Mi), \quad \theta^* = \alpha \int_x^{Mi} B(X, \xi) d\xi, \\ B(X, \xi) &= e^{(a-1)X - a\xi} I_0[2\sqrt{\alpha X(\xi - X)}]. \end{aligned} \quad (3.22)$$

жк - Важливо, що T^* і θ^* — це відношення поточної температури до температури, що встановилася в певній точці при $Mi \rightarrow \infty$. Залежності (3.22) це показують, що коефіцієнт міжфазного теплообміну можна визначити і можа деформацією в часі теплової хвилі, що надходить, вимірюванням температури теплоносія на виході із пористого середовища, що технічно легко іос здійснено.

Розв'язанням відповідних задач показано, що використання більш ані фізично обґрунтованих граничних умов третього роду на вході в пористе сели редовище не впливає значуще на результати визначення коефіцієнта між- ятифазного теплообміну. Ці умови враховують теплозняття на вході в пористе риссередовище, а також немиттєвість зміни температури на вході, якщо трива- лість її встановлення не перевищує 3—5 % часу руху теплоносія через пори- 3.18сте середовище.

уем Фізичне моделювання теплової хвилі, що формується, проводилось на дтенасипних пористих середовищах із використанням спеціального приладу. (моПористі середовища — це скляні трубки діаметром 18—36 мм, завдовжки ніш 200—480 мм, заповнені кварцовим піском. На вході і виході з пористого сере- ати довища температуру реестрували термопарами і самописними мілівольтмет- редорами. Показання самописців контролювали цифровими мілівольтметрами. До системи подачі теплоносія входили резервуар з дистильованою водою, перистальтичний насос з двома каналами, що діють у протифазі, буферний ре- зервуар, теплообмінник і триходовий кран.

Для забезпечення близького до ступеневого підвищення температури 3.20 протягом 10—15 хв вода циркулювала за заданих витрат через теплообмін- ник, а потім переключенням триходового крана її подавали на вхід пористого середовища. Це забезпечувало досягнення заданої температури, зазвичай 78—80 °С, здебільшого протягом 5—10 с з урахуванням часу, обумовленого у по інерцією термопар і самописців.

се- Задачу ідентифікації коефіцієнта міжфазного теплообміну щодо зміни температури теплоносія вирішували у два етапи. Спочатку по точці $0,5T^*$ уточнювали коефіцієнт a , що характеризує швидкість руху теплового фронту, тьсь: потім по кількох точках, що лежать в межах $(0,1-0,9)T^*$, з точністю до 5 кВт/(м³ · К) за мінімумом середньоквадратичного відхилення визначали ко- ефіцієнт міжфазного теплообміну.

3.21 На рис. 3.10 проілюстровано добрий збіг розрахункових і експеримен- тальних даних за різних чисел Re .

Використання однотемпературних моделей теплопереносу в пористому середовищі пов'язане з визначенням коефіцієнта теплопровідності цього середовища. Він також має носити ефективний характер, щоб тим самим урахувати і роль інших явищ у деформації піку підвищення температури. Тому доцільно, ґрунтуючись на наявних дослідних даних, побудувати кри- 3.22 теріальні залежності, що зіставляються, для ефективного коефіцієнта теп- лопровідності.

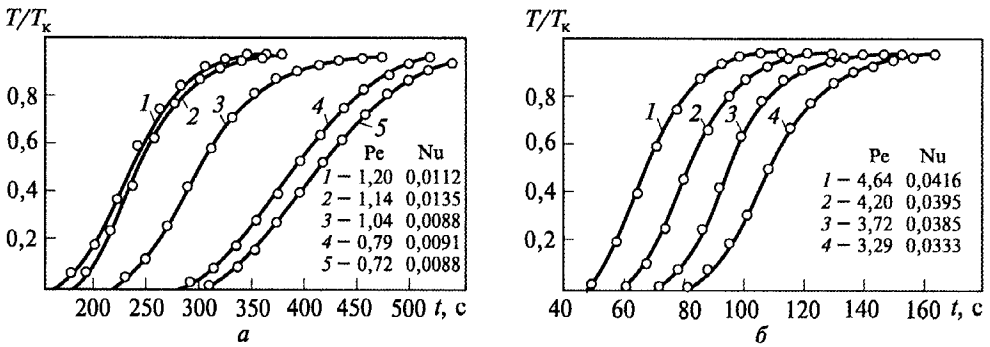


Рис. 3.10. Розрахункові та експериментальні профілі температури теплоносія на виході з пористого середовища:
 а — $Pe < 3$; б — $Pe > 3$

Як математичну модель для інтенсифікації коефіцієнта теплопровідності можна взяти простішу однотемпературну модель переміщення в пористому середовищі ступеневого піку:

$$T^* = \frac{1}{2} \left[e^{-\lambda Pe^*} \operatorname{erfc} \left(\frac{2X}{\sqrt{F_0}} - \frac{Pe^* \sqrt{F_0}}{2} \right) + \operatorname{erfc} \left(\frac{2X}{\sqrt{F_0}} + \frac{Pe^* \sqrt{F_0}}{2} \right) \right], \quad (3.23)$$

де $X = \frac{x}{l}$; $Pe^* = \frac{mvd_0}{a_t}$; $a_t = \frac{\lambda}{m\rho_1 c_1}$; $F_0 = \frac{a_t \tau}{l}$.

Порівняння фактичних і розрахованих за однотемпературною моделлю профілів температури показало, що їх збіг також досить задовільний, як і у випадку використання двотемпературної моделі.

Результати визначення коефіцієнта міжфазного теплообміну і ефективного значення коефіцієнта теплопровідності під час конвективного переносу в кварцовому піску фракції 0,25 мм показано на рис. 3.11. Для кожної моделі пористого середовища зв'язок між швидкістю руху теплоносія і коефіцієнтом міжфазного теплообміну до деякого верхнього значення добре апроксимується лінійними критеріальними рівняннями. За великих чисел Пекле лінійний зв'язок між критеріями порушується, спостерігається криза моделі (3.22), що виражається у великому розкиді точок на вузькій ділянці швидкостей фільтрації, водночас недостатньо добре описується фактичний температурний профіль теоретичної кривої.

Становить інтерес зіставлення отриманих критеріальних залежностей із залежностями для інших пористих матеріалів і з теоретичними оцінками. Загальний характер критеріальних рівнянь збігається з відомими як якісно, так і кількісно [60]. Теоретичні оцінки [50, 78] дають істотно завищені значення коефіцієнта міжфазного теплообміну, близькі до фактичного значення, прийнятого О.І. Чарним апіорі [47].

Підкреслимо, що у відомих публікаціях немає відомостей щодо наявності критичних значень швидкості, до яких лінійність зберігається. Найімовірнішою причиною порушення лінійного зв'язку між критеріями Нуссельта, що встановлено за моделлю (3.22), слід, очевидно, вважати не фізичні процеси, а недосконалість моделі, що не враховує нестационарну частину підвищення піку температури і теплосняття на вході в пористе середовище, а можливо, й інші явища.

Лінійний зв'язок ефективного коефіцієнта теплопровідності з швидкістю фільтрації (рис. 3.11) збігається з уявленням про те, що дисперсія потоку має вести до зростання ефективних коефіцієнтів переносу в пористому середовищі.

Спираючись на отримані критеріальні рівняння для ефективного коефіцієнта теплопровідності і ефективного коефіцієнта теплообміну, проведено порівняння одно- та двотемпературних моделей теплопереносу за однакових умов.

За наявності в пористому середовищі джерела тепла, що рухається, обидві моделі приводять до однаково якісних і кількісних результатів з визначення положення високотемпературної зони відносно осередку тепловиділення і максимально можливої температури в ній. Ці величини не потребують знань конкретних коефіцієнтів переносу, а визначаються тільки тепловим балансом.

Істотні кількісні розбіжності спостерігаються при прогнозуванні динаміки формування високотемпературної зони, що потребує конкретизації коефіцієнтів теплопереносу. За відносно високих чисел Пекле одотемпературна модель дає майже миттєве досягнення температури в осередку тепловиділення свого максимуму. В цьому вона наближається до простішої моделі, коли враховується тільки конвективний перенос тепла. Двотемпературна модель веде до істотно нижчої швидкості формування високотемпературної зони. За малих значень числа Пекле результати, отримані по двох моделях, зближуються, а за дуже малих ($Pe < 0,001$) спостерігається зворотна карти-

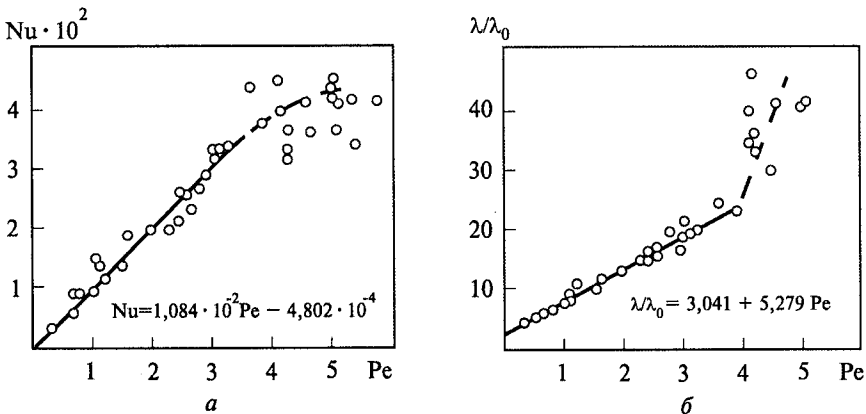


РИС. 3.11. Зв'язок критерію Нуссельта (а) та ефективної теплопровідності (б) з числом Пекле

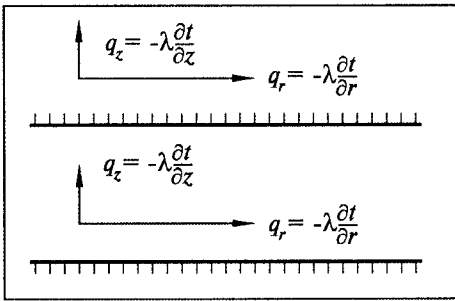
на — швидкість зростання температури, отримана за двотемпературною моделлю, стає більшою, ніж за однотемпературною. На швидкість формування високотемпературної зони впливають два протилежно діючі процеси. Локалізація тепла між рухомим джерелом і фронтом теплопереносу відбувається внаслідок конвективного руху теплоносія. Чим більше швидкість руху теплоносія, тим швидше тепло переноситься в зону локалізації. У зворотному напрямку діють процеси, що намагаються вирівняти градієнт температури. З наближенням швидкості руху теплоносія до нуля ефективний коефіцієнт теплопровідності наближається до свого асимптотичного значення і в області малих чисел Пекле майже не змінюється, а коефіцієнт міжфазного теплообміну наближається до нуля рівномірно. Тому для двотемпературної моделі співвідношення кількості тепла, що переноситься конвекцією і в результаті міжфазного теплообміну, залишається сталим в усьому діапазоні швидкостей. У підсумку швидкість формування високотемпературної зони по експоненті підвищується із зростанням швидкості фільтрації. Для однотемпературної моделі розсіювання тепла визначається ефективним коефіцієнтом теплопровідності, який на ділянці малих швидкостей змінюється мало, тому швидкість формування високотемпературної зони виявляється пропорційною квадрату швидкості руху теплоносія.

На основі аналізу можна дійти висновку про працездатність обох моделей, природно, з використанням ефективних коефіцієнтів переносу. На ділянці високих швидкостей руху теплоносія і за наявності в пористому середовищі рухомого джерела або витoku тепла перевагу, певно, слід надавати двотемпературній моделі, як фізично більш обґрунтованій.

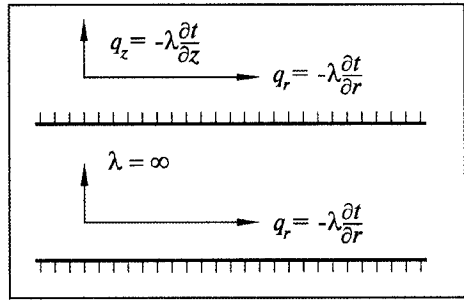
Одним із явищ, що істотно визначає температурне поле пласта в умовах теплового впливу, є теплообмін з породами, що його оточують. Великі тепловтрати у зовнішнє середовище можуть поставити під сумнів доцільність теплового впливу. Енергетичні витрати можуть виявитись настільки високими, що не скомпенсуються додатково видобутою нафтою. Очевидно, що саме тепловтрати накладають основні обмеження як на розмір теплової об'ємівки, так і на температуру в ній.

Для врахування тепловтрат при математичному моделюванні теплопереносу запропоновано кілька схем [77, 78]. Головні з них такі:

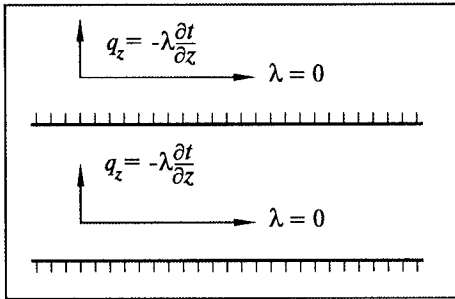
- точна схема, коли в моделі врахована теплопровідність пласта і порід, що його оточують, як у вертикальному, так і в горизонтальному напрямку;
- схема зосередженої ємності, коли теплопровідність оточуючих порід враховують в усіх напрямках, а пласт вважають анізотропним, що має нескінченну теплопровідність у вертикальному напрямку і скінченну — в горизонтальному;
- неповна точна схема передбачає, що у вертикальному напрямку пласт і породи, що його оточують, мають скінченну теплопровідність, а в горизонтальному напрямку тепло переноситься тільки конвективним потоком;
- неповну схему зосередженої ємності будують у передбаченні, що теплопровідність пласта у вертикальному напрямку нескінченна, в горизон-



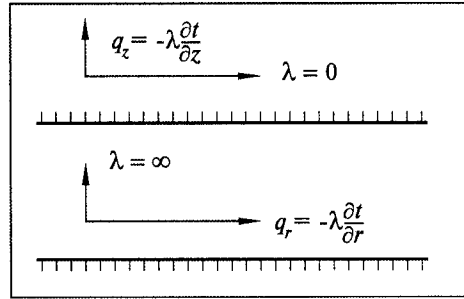
a



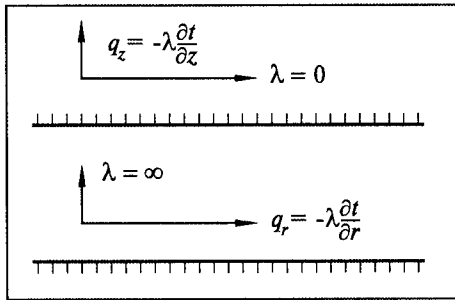
б



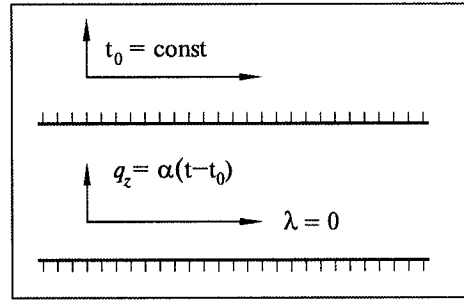
в



z



д



e

РИС. 3.12. Схеми врахування тепловтрат у покриття і підшву пласта:

a — точна схема; б — схема зосередженої ємності; в — неповна точна схема; z — неповна схема зосередженої ємності; д — схема Ловер'є; e — схема зі стоком

тальному — скінченна, а породи, що оточують пласт, проводять тепло тільки у вертикальному напрямку;

- схема Ловер'є [12] передбачає, що проводять тепло тільки оточуючі породи і тільки у вертикальному напрямку;
- схема, що враховує тепловтрати із пласта у вигляді витoku з інтенсивністю, яку визначають за законом Ньютона.

На рис. 3.12 показано розрахункові схеми з різним урахуванням тепловтрат або теплообміну з породами, що оточують пласт. Результати розрахун-

ку температурного поля за п'ятьма першими схемами зіставив Л.І. Рубінштейн [85]. Він показав, що точні схеми не мають істотних переваг перед іншими схемами, особливо при великих значеннях часу. З позицій інженерних розрахунків проста схема Ловер'є дає цілком достатню точність. Розрахована за нею середня температура пласта (кілька відсотків) відрізняється від отриманої за точною схемою.

З позицій розв'язання практичних інженерних задач найцікавішою є схема, що враховує тепловтрати у вигляді витоку. Це дає змогу не виконувати розрахунків температурного поля довколишніх порід. Крім того, заміна координат зводиться задачу з тепловтратами до задачі без них — простішою.

Порівняємо результати розрахунку температурного поля пласта з урахуванням тепловтрат за схемою Ловер'є і схемою з тепловим витоком. Для випадку нагнітання в пласт теплоносія зі стрибкоподібним змінням температури схема Ловер'є приводить до розв'язання задачі про розподіл температури у вигляді

$$T = \operatorname{erfc} \frac{\xi - \eta}{2\sqrt{\tau - \xi}} U(\tau - \xi). \quad (3.24)$$

Тут $T = (t - t_0) / (t_0 - t_n)$ — нормована температура; U — одинична функція; ξ, η, τ — безрозмірні координати, для прямолинійного випадку мають вигляд

$$\xi = \frac{a_i x}{wh^2}, \quad \tau = F_0 = \frac{a_i \tau}{h^2}, \quad \eta = \frac{z}{h}, \quad (3.25)$$

де h — товщина пласта; a_i — температуропроводність; w — швидкість фільтрації теплоносія.

У праці [86] запропоновано залежність, що з високою точністю апроксимує розрахункову схему Ловер'є.

Розв'язок задачі, аналогічної схемі Ловер'є, але з урахуванням тепловтрат у вигляді витоку, приводить до простої формули

$$N = e - BxU \left[x - \frac{m\rho_1 c_1 v \tau}{\rho_1 c_1 + (1 - m)\rho_2 c_2} \right], \quad (3.26)$$

де $B = \beta^\circ / (vm\rho_1 c_1)$; β° — коефіцієнт тепловіддачі.

Для оцінки коефіцієнта тепловіддачі у зовнішнє середовище можна скористатися дослідженнями Г.Е. Малофєєва, що встановив зв'язок між критеріями Нуссельта Nu і числом Фур'є. За достатньо великих значень часу критерій Нуссельта близький до сталої величини. Якщо прийняти його таким, що дорівнює одиниці, то впливає простий зв'язок для коефіцієнта тепловіддачі $\beta^\circ = \lambda/h^2$.

Порівняння розподілу температури в пласті під час руху теплової облямівки в різні моменти процесу, розраховане за схемою Ловер'є і схемою з витоком, показало їх добру збіжність за максимальною температурою в тепло-

вій облямівці. Проте “всередині” облямівки схема із вибоком веде до помітних викривлень. Штучною зміною критерію Нуссельта можна добитися задовільного опису схемою середньої температури в облямівці. Врахуванням тепловтрат за схемою із вибоком можна користуватися для розрахунку максимальної температури в облямівці. Якщо ж принципове значення має розподіл температури всередині облямівки, то ця схема веде до спотворених результатів. Для середньої температури в облямівці схемою із вибоком можна користуватися за умови спеціального обґрунтування коефіцієнта тепловіддачі або використати його зв’язок із числом Фур’є, як це зроблено в статті [12]. За наявності джерела, що рухається, на максимальну температуру в зоні локалізації тепла тепловтрати у покрівлю і підошву пласта починають істотно впливати тільки за великих значень часу і відносно великих значень β° . При вивченні початкової стадії формування високотемпературної зони тепловтратами допустимо нехтувати.

Аналіз результатів великого обсягу лабораторно-експериментальних і теоретичних досліджень показав, що застосування теплоносіїв для підвищення нафтовіддачі є перспективним способом. Ці дослідження сприяли розвитку дослідно-промислових робіт з удосконалення і промислового впровадження теплоносіїв для вилучення додаткової нафти 15—25 % після застосування традиційних методів розробки нафтових покладів.

У світовій практиці було здійснено сотні промислових досліджень із застосування теплоносіїв, кількість проектів з цього способу зростає.

В теоретичних і промислових дослідженнях використання теплоносіїв розглядають як спосіб вилучення високов’язкої нафти. В деяких випадках цей спосіб знаходить промислове впровадження на покладах малов’язкої нафти. Це пояснюється тим, що у світі накопичилось кілька сотень мільярдів тонн такої нафти та бітуму (понад 300 млрд т), які не підлягають вилученню традиційними методами впливу.

Нафтовіддача покладів, які містять високов’язку нафту, дуже низька і, як встановлено практикою, рідко сягає 15 % початкових балансових запасів.

У спеціальній літературі з теплових методів впливу є окремі публікації про результати досліджень із застосування теплоносіїв для вилучення малов’язкої нафти — в’язкістю до 10—15 мПа·с, одержані позитивні відповіді на запитання про можливість вилучення додаткової нафти такої в’язкості, навіть після тривалого застосування традиційних методів розробки.

Тому спосіб впливу на пласт теплоносіями слід розглядати як прогресивний не тільки для покладів, які містять нафту високої в’язкості, а й для покладів, що містять малов’язку нафту.

Нижче описано дослідно-промислові дослідження, які були проведені на ранній стадії розробки і виявили результативність способу.

Промислові дослідження із застосування пари і гарячої води були початі в 1950-х роках циклічним нагнітанням на покладах високов’язкої нафти родовищ штатів США: Пенсильванії, Техасу, Каліфорнії, а також родовищ Венесуели і Канади.

Результати застосування циклічного способу дії виявилися технологічно і економічно високоефективними. Водночас у деяких країнах у той же період почали нагнітання пари і гарячої води в площовому варіанті.

А.К. Уїнклер [6] наводить докладні результати промислового способу із застосування перегрітої пари для видобутку високов'язкої нафти з пласта родовища Леопрехтінг (Австрія), проведеного в 1950 р. В'язкість нафти становила $7500 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ за температури $25 \text{ }^\circ\text{C}$, густина — 980 кг/м^3 , тобто така в'язкість виключала можливість течії нафти не тільки в пласті, а й по експлуатаційних трубах. Змішування деякої кількості повітря з парою сприяло утворенню водонафтової емульсії, що полегшувало її переміщення.

Температуру пароводяної суміші на вибої нагнітальної свердловини доводили до $200\text{—}220 \text{ }^\circ\text{C}$.

Спосіб нагнітання гарячої води було розпочато у 1957 р. на родовищі Схонебек (Нідерланди). Нафтоносний колектор покладу — сипкий пісок, його проникність $1000 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, пористість близько 30 %, густина нафти 905 кг/м^3 , в'язкість у пластових умовах $160 \text{ мПа} \cdot \text{с}$. Середня глибина залягання пласта 850 м, товщина пласта від 20 до 60 м. Коефіцієнт нафтовіддачі під час первинної експлуатації перед початком процесу — близько 8—10 %.

До складу дослідно-промислового нафтовидобувного комплексу входили дві нагнітальні свердловини, розташовані в нижній частині структури на відстані 400 м одна від одної, та сім видобувних свердловин.

Воду нагнітали температурою $140 \text{ }^\circ\text{C}$, витрати становили $3600 \text{ м}^3/\text{добу}$. В період з 1963 до 1973 р. було введено ще сім комплексів, які охоплювали від двох до шести нагнітальних свердловин, що дало змогу значно збільшити нафтовіддачу. Із застосуванням такої технології із зони впливу за час процесу було видобуто 26 % додаткової нафти.

Підвищеного видобутку було досягнуто раніше за розрахований час унаслідок нерівномірного поширення теплоносія по пласту.

У 1980 р. через 14 діючих нагнітальних свердловин при 43 видобувних розпочали закачування пари температурою $360 \text{ }^\circ\text{C}$ за тиску 14 МПа .

За розрахунками внаслідок нагнітання пари буде видобуто додатково ще 4 млн т, або 15 %, нафти.

Загальний видобуток шляхом зазначених способів треба було довести до 38—40 %. На рис. 3.13 показано схему розташування нагнітальних і видобувних свердловин за проектом, який почали здійснювати в 1980 р.

Незважаючи на те що процес продовжується, попередні результати свідчать про таке:

- нагнітання пари по падінню пласта з активним напором крайових вод є ефективним. На родовищі одержаний високий показник відношення додаткова нафта—пара, що дорівнює $0,7 \text{ м}^3/\text{т}$;

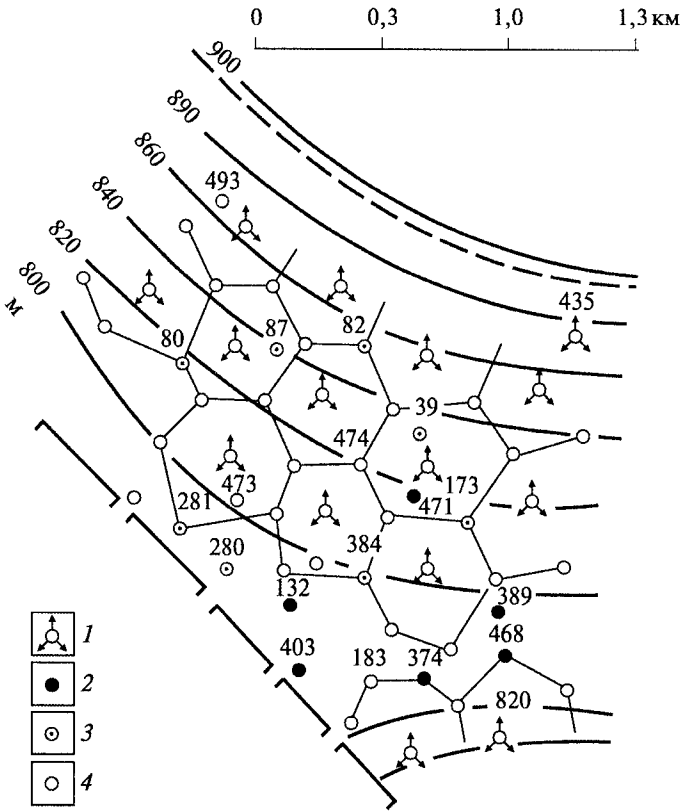


РИС. 3.13. Великомасштабний проект нагнітання пари на родовищі Схонебек (Нідерланди). Свердловини: 1 — паронагнітальні, 2 — видобувні, 3 — в ремонті, 4 — проектні

нагнітання пари по падінню пласта зменшує напір крайових вод, що приводить до зменшення вмісту води в продукції і збільшення видобутку нафти з розташованих угору по підняттю пласта видобувних свердловин задовго до того, як тепло надійде до них.

Хід роботи та попередні результати описано в публікаціях [87, 88].

У США у 1970-х рр. від невеликих площових варіантів дослідно-промислових робіт із застосування пари для підвищення нафтовіддачі перейшли до розробки великих родовищ за допомогою пари.

З 1970 р. спостерігалось збільшення кількості проектів з ПТВ, в 1977 р. було здійснено 43 проекти. Це великомасштабні комплекси робіт з витіснення нафти парою на каліфорнійських родовищах: Керн-Рівер, Кет-Кеньйон, Сан-Ардо, Лек-Сан, Мідудей-Сансет, Георгсдорф, Маунт-Позо та ін. Понад половину діючих проектів реалізують на трьох великих родовищах важкої нафти — Керн-Рівер, Саут-Белрідж і Мідудей-Сансет із запасами відповідно 630, 225, 960 млн т.

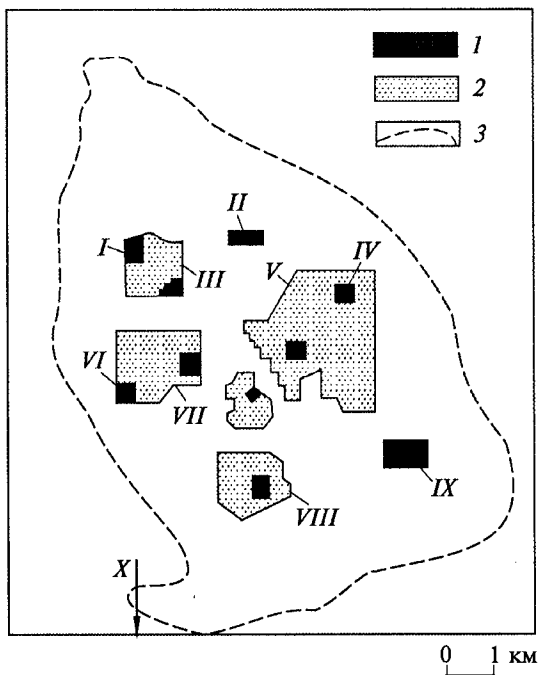


РИС. 3.14. План родовища Керн-Рівер, що розроблюється з витісненням нафти паром:

1 — установки; 2 — зона охоплення; 3 — межа поля Керн-Рівер; ділянки: I — Чикаго Крюд, II — Мекка, III — Гава, IV — Рід, V — Керн, VI — Гав, VII — Стерлінг, VIII — Сан Жоакін, IX — Тен-Веттерн; X — напрямок до Бекерсфілду

За даними табл. 3.1, основний видобуток нафти здійснюється за методом ПТВ. Незважаючи на значне зростання проектів, що реалізуються, за методами газового, фізико-хімічного впливу та іншими видобуток нафти не перевищує 50 % порівняно з видобутком за методом ПТВ.

Найбільш масштабні роботи з витіснення нафти паром роз-

почалися у 1964 р. на родовищі Керн-Рівер, США (рис. 3.14).

За даними публікацій [89, 90], продуктивний шарувато-неоднорідний пласт складений чергуванням проникних нафтонасичених шарів, розділених глинистими пропластками, які перешкоджають фільтрації у вертикальному напрямку.

Характеристика покладу: глибина залягання 275—400 м; нафтонасичена товщина — 18 м; пористість — 30 %; проникність — до $400 \cdot 10^{-3}$ мкм²; густина нафти — 950 кг/м³. Гравітаційна течія є основним механізмом, що впливає на збільшення припливу нафти до вибоїв свердловин. Оскільки родовище дуже

ТАБЛИЦЯ 3.1. Динаміка реалізації проектів і видобутку нафти за методами підвищення нафтовіддачі у США в 1980—1999 рр.

Методи впливу	1980	1982	1984	1986	1988	1999
Термічні	150/14,8	139/17,3	151/21,2	201/21,8	152/27,0	154/26,4
У тому числі						
ПТВ	133/14,1	118/16,7	133/20,8	181/27,8	133/26,4	137/25,8
ВГ	17/0,7	21/0,6	18/0,4	17/0,6	9/0,4	8/0,4
Термозаводнення	—	—	—	3/0,04	10/0,2	9/0,4
Газові, фізико-хімічні та ін.	76/4,5	135/4,5	322/5,6	311/12,9	214/8,9	141/11,7

Примітка: перед косяю — кількість проектів, за косяю — видобуток, млн т.

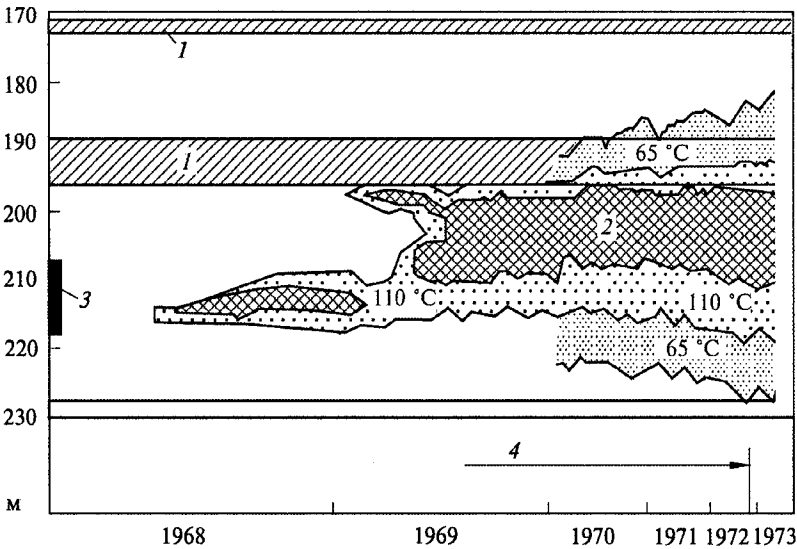


Рис. 3.15. Об'єми зон підвищеної температури на ділянці Тен-Веттерн родовища Керн-Рівер: 1 — алевроліти; 2 — зона, зайнята паром; 3 — горизонт, відповідний глибині нагнітання; 4 — об'єм пари, що дорівнює сумарному об'єму пор

велике (третє у США), площу поділили на ділянки і на них працювало декілька компаній, які застосовують ПТВ на пластову систему.

Площу (2900 га), на якій роботи здійснювала компанія "Гетті Ойл" (у подальшому "Техасо"), спочатку розробляли за п'ятиточковою схемою розташування свердловин. До 1995 р. кількість нагнітальних свердловин довели до 1320, а видобувних — до 4760. Витрати пари в середньому становили 50 т/добу на одну нагнітальну свердловину, коефіцієнт нафтовіддачі — від 45 до 73 %, коефіцієнт охоплення по площі процесом витіснення — близький до 100 %. Добрі результати були одержані у 1980-х роках, коли видобуток на ділянках ПТВ, що розробляються, становив 636 т/добу за паронафтового фактора 6 т/т.

У 1970—1980 рр. на інших ділянках родовища інтенсивно працювали фірми "Шеврон" і "Santa-Fe Energy Resources" (SFER). До кінця 1980-х рр. тут під ПТВ знаходилося 7000 видобувних свердловин і добовий видобуток нафти був доведений до 20 тис. т/добу.

За даними публікації [91], фірма "Шеврон" здійснювала безперервне нагнітання пари на ділянці Тен-Веттерн (площа 25 га). Тут було розташовано 36 видобувних і 10 нагнітальних свердловин. Витрати пари на одну свердловину становили 100 т/добу. Всього за 5 років закачали 2 млн т пари, відношення об'єму вилученої нафти до кількості закачаної пари — $0,17 \text{ м}^3/\text{т}$. Це дуже добрий показник.

На цій самій ділянці були проведені дослідження з визначення зон підвищеної температури на ділянці (рис. 3.15). За час реалізації проектів за методом ПТВ було вилучено 223 млн т нафти.

У 1965 і 1969 рр. були розпочаті процеси ПТВ на родовищах Мідуей-Сансет та Саут-Белрідж (Каліфорнія, США). За масштабністю ці родовища не набагато поступаються родовищу Керн-Рівер, але результати процесів виявилися високими. У 1990 р. видобуток високов'язкої нафти на родовищі Мідуей-Сансет досяг 6872, на родовищі Саут-Белрідж — 6926 тис. т.

Великий за масштабом процес ПТВ здійснюється на родовищі Тіа-Хуана (Венесуела), розташованому поблизу оз. Маракайбо [92]. На глибині 400—550 м на горизонтах С і D протягом 1960—1970 рр. здійснювали циклічне нагнітання пари і одержали добрі результати. З 1970 р. розпочалась реалізація проекту М-6 на горизонті D — витіснення нафти парою з тим, щоб надалі цей досвід поширити на інших родовищах. Характеристика горизонту: площа ділянки — $7,4 \cdot 10^6$ м²; середня глибина — 550 м; товщина пласта — 36 м; пористість пласта ~ 30 %; проникність пласта — 0,5 мкм²; нафтонасиченість — 75 %; залишкові геологічні запаси нафти — 65 млн т; досягнута нафтовіддача — 22 %.

На цій ділянці було розташовано 130 видобувних і 21 нагнітальну свердловину. На початковій стадії здійснення проекту витіснення нафти парою виконували за семиточковою схемою розробки, яка забезпечувала оптимальне використання існуючої сітки свердловин і зменшувала можливість прориву пари.

Пару для нагнітання виробляли на парогенераторній станції, розташованій у центрі ділянки, загальна продуктивність 535 т/год пари сухістю 85 %; у середньому щодобово в одну нагнітальну свердловину закачували 400 т пари.

На початку 1978 р. було завершено додаткове облаштування для розширення процесу нагнітання пари, що дало змогу довести в середині 1978 р. об'єм закачування пари в 21 нагнітальну свердловину до 7—8 тис. т/добу, вже до середини 1981 р. було закачано 938 млн т пари, що еквівалентно такій самій кількості води.

На рис. 3.16 видно, що загальний видобуток поступово зріс з 1250 до 3300 т/добу, а потім, протягом першої половини 1981 р., знизився до 2100 т/добу. Відомо, що загальна площа, охоплена впливом парою, досягла 1287 га. Накопичений видобуток додаткової нафти на середину 1981 р. становив 3,11 млн т, що відповідає 4 % початкових геологічних запасів. Витрати пари на 1 т додаткової нафти — 4,35 т. Видобуток нафти на свердловинах першого ряду в 1979 р. збільшився на 103 т/добу.

У перспективі очікується, що на ділянці, яка розроблюється за проектом М-6, вилучатимуть 20 % нафти від початкових геологічних запасів за відношенням додаткової нафти до 1 т пари, яке становить 0,3 т/т.

На площі проводяться дослідження рухомості і можливості проривання пари після додавання до неї піноутворювальних агентів. Такі заходи можуть поліпшити ефективність процесу витіснення нафти у вертикальному напрямку, тому що 15 % потужності пласта не бере участі у витісненні.

Рис. 3.16. Динаміка видобутку нафти за методом паротеплового впливу:

1 — загальний видобуток; 2 — видобуток нафти; 3 — додатковий видобуток нафти; 4 — тенденція змінення видобутку нафти без реалізації проекту витіснення нафти парою, одержана методом екстраполяції; 5 — закачування пари

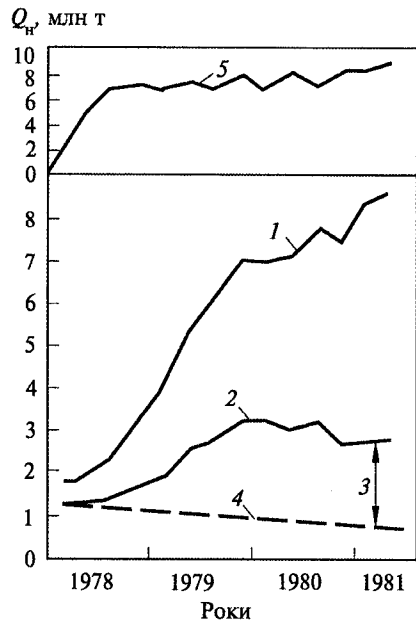
Показники видобутку нафти за проектом М-6 нижчі, ніж за методом ПТВ на родовищі Керн-Рівер. Це можна пояснити тим, що щільність сітки свердловин на родовищі Керн-Рівер удвічі-втричі більша, ніж за проектом М-6.

При нагнітанні пари на родовищі Маунт-Позо, для якого характерний активний водоносний шар (підшовна вода), було досягнуто відношення об'єму нафти до кількості закачаної пари, що дорівнює $0,22 \text{ м}^3/\text{т}$ [93].

Поклад, на якому здійснюється нагнітання пари з 1970 р., має таку характеристику: глибина залягання — 550 м; нафтонасичена товщина — 16 м; пористість — 30 %; нафтонасиченість — 0,58, висока проникність; густина нафти — $950 \text{ кг}/\text{м}^3$; в'язкість нафти — 2,8 (нС). На площі 300 га розташовані (під час процесу) 16 нагнітальних і 90 видобувних свердловин. Цілодобово закачували близько 3200 т пари сухістю 0,7–0,8. За методом ПТВ щорічно видобували 700 тис. т додаткової нафти. Дослідження керна показали, що в зоні, де пройшла пара, залишкова нафтонасиченість не перевищувала 15 %.

За даними публікації [93], такі добрі показники були одержані за оригінальною програмою нагнітання пари, яка відпрацьована на фізичній моделі. На першому етапі пару закачували одночасно через два ряди свердловин, один з них розташований у верхній частині покладу, інший — поблизу водонафтового контакту. На другому етапі пару закачували у верхню частину покладу, водоносна частина пласта забезпечувала переміщення нафти, яка знаходиться в зоні і нагріта раніше в результаті нагнітання пари поблизу водонафтового контакту.

На родовищі Колд-Лайк (Канада) в провінції Альберта в 1964 р. компанія "Imperial Oil" розпочала здійснення паротеплового впливу. Пласт знаходиться на глибині 453 м, нафтонасичена товщина — 35 м, в'язкість нафти 10 Па·с, густина — $980 \text{ кг}/\text{м}^3$. На площі за рядною схемою розташовано 2100 видобувних свердловин за щільності сітки 1,6 га на свердловину. У 1998 р. добовий видобуток нафти був доведений до 13 640 т, загальний видобуток додаткової нафти становив понад 4 млн т. На цьому покладі вперше застосували нагнітальні свердловини з горизонтальними стовбурами довжиною 60 м.



Проект за комбінованим способом впливу в режимі гравітаційного дре-нування пласта із закачуванням пари та використанням спарених горизонтальних свердловин розробила і впроваджує на промисловому рівні на ділянці родовища Атабаски, а також на демонстраційній ділянці фірма “Шелл” (Канада). На наш погляд, цей спосіб ефективніший, ніж нагнітання теплоносія через вертикальні свердловини.

В 1975 р. на родовищі Дурі (Індонезія) розпочали реалізацію найбільшого у світі процесу нагнітання пари як первинну розробку цього покладу [19]. На площі 2810 га розташовані 1655 видобувних та 703 нагнітальні свердловини. До 1995 р. видобуток нафти на покладі був доведений до 41 000 т/добу. В 1994 р. загальний видобуток нафти становив близько 15 млн т.

За даними Дж. Морітіса [19], великий обсяг промислових досліджень і впровадження ПТВ на покладах нафти за 15 проектами здійснює національна нафтова корпорація Китаю (CNPC). Уже у 1995 р. було видобуто 7,75 млн т додаткової нафти.

Так, на родовищі Хуанжілінь, яке розміщується на глибині до 1032 м (пористість пласта 27 %, густина нафти 973 кг/м³), розпочали процес ПТВ на площі 2825 га, де розташовано 310 видобувних свердловин. Середньодобовий видобуток додаткової нафти в середині процесу становив 5745 т, тільки в 1995 р. річний видобуток досяг 2 097 290 т нафти. Процес, за визнанням спеціалістів, вважається високоефективним.

У світлі вивчення можливої глибини застосування ПТВ привертає увагу нагнітання пари в пласт Гаошень 2—3 (глибина 1524—1722 м, площа охоплення 1433 га, пористість 20 %, густина нафти 940 кг/м³). Процес ПТВ здійснювали як первинний спосіб розробки покладу, добовий видобуток у середньому становив 1383 т. У 1995 р. загальний видобуток нафти з покладу досяг 391,6 тис. т.

Процес ПТВ, проведений на покладі Хайо-Ва (глибина 827—1515 м), також був високоефективним. Середньодобовий видобуток додаткової нафти у 1992 р. становив 2049 т, у 1995 р. ~ 748 тис. т.

Аналіз результатів робіт за способом ПТВ показав, що з 15 проектів тільки один був малоефективним, а реалізація решти 14 проектів виявилася технологічно і економічно дуже успішною.

У колишньому СРСР дослідно-промислові дослідження з випробування ПТВ для вилучення високов'язкої нафти були проведені на родовищах о-ва Сахалін. Перші роботи з ПТВ розпочалися в 1968 р. на родовищі Оха, у 1969 р. — на родовищах Катанглі та Східне Ехабі [94].

Нафтовий поклад четвертого пласта в X тектонічному блоці родовища Оха залягає на глибині до 200 м, має нафтонасичену товщину до 60 м, в'язкість нафти в пластових умовах (при $T = 8$ °C) близько 160 мПа·с, густину 930 кг/м³. Колекторські властивості пласта сприятливі для ПТВ. Незважаючи на 40-річний період розробки покладу, коефіцієнт нафтовіддачі до початку процесу становив 0,14.

На площі розташовані 152 видобувні свердловини, згруповані у 9 елементів. До середини 1973 р. на покладі працювало 37 нагнітальних свердловин. Нагнітання пари проводили з розрахунку 50—60 т/добу на одну свердловину.

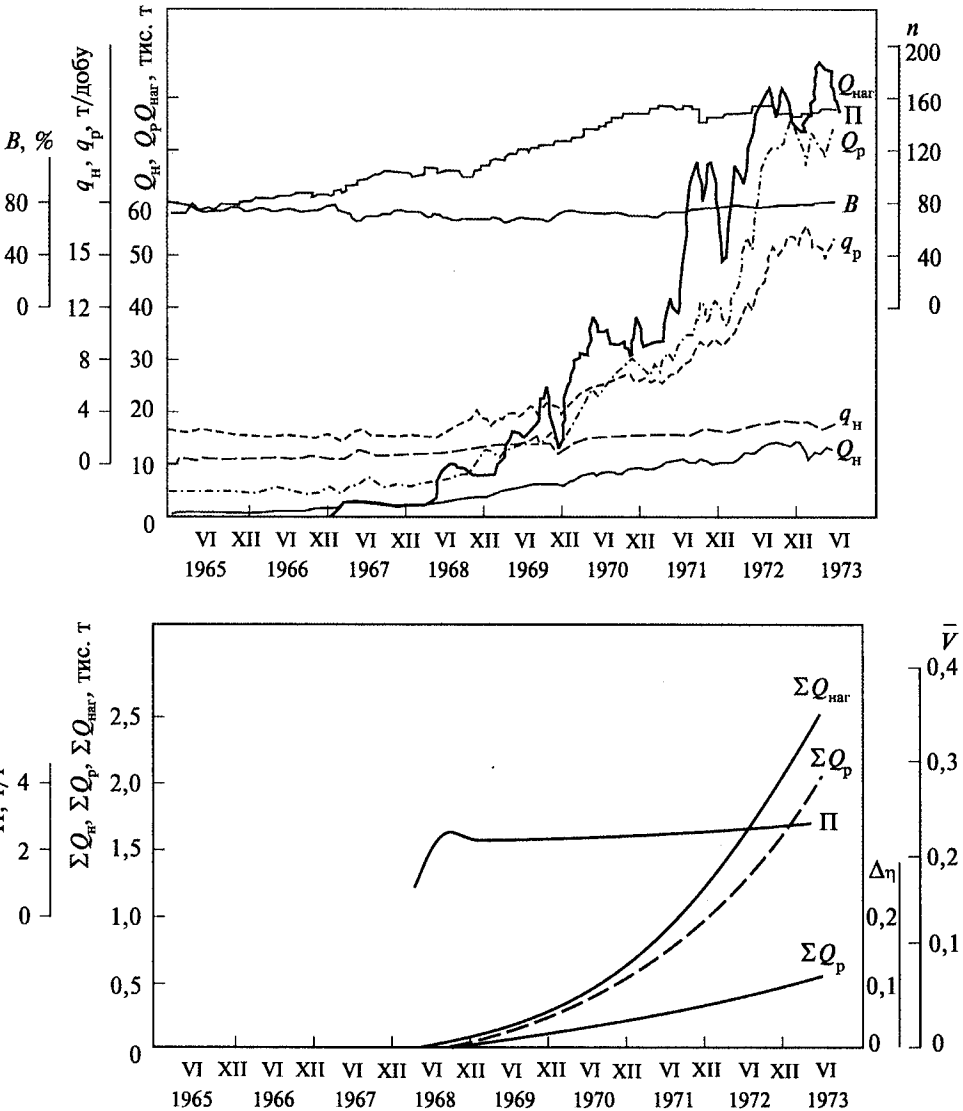


РИС. 3.17. Технологічні показники розробки четвертого пласта X блока родовища Оха: $Q_n, Q_p, Q_{\text{наг}}$ — видобуток відповідно нафти, рідини, витрати агентів, що нагнітаються; q_n, q_p — середньодобові дебіти відповідно нафти, рідини на одну свердловину; Π — паронафтовий фактор; B — обводненість видобутої продукції; n — кількість експлуатаційних свердловин; $\Delta \eta$ — приріст видобутку нафти за період паротеплового впливу; \bar{V} — витрати агентів, що нагнітаються, частки порового об'єму покладу

За період 1968—1973 рр. у X блок було закачано 1430 тис. т пари, видобуто 528 тис. т додаткової нафти, питомі витрати пари на 1 т нафти дорівнювали 2,7 т/т. На рис. 3.17 видно, що з нагромадженням тепла і підвищенням температури в пласті видобуток нафти на ділянці різко підвищився.

Наприкінці 1969 р. для підвищення економічної ефективності процесу і раціонального використання тепла, що вводиться в пласт, уперше у світовій практиці ПТВ здійснювали за способом створення високотемпературних об'ємів і переміщення їх по пласту ненагрітою водою [63]. З середини 1973 р. почали здійснювати переміщення гарячих об'ємів ненагрітою водою в 13 елементах. Об'єми гарячих об'ємів становили 20—45 % об'єму пор елементів і залежали від площі цих елементів. Для переміщення об'ємів було закачано 1129 тис. т ненагрітої води. Питомі витрати води на видобуту нафту дорівнювали 2,1 т/т.

Аналіз температурних вимірів у свердловинах окремих елементів показав, що навіть на завершальній стадії — після прокачування 1,5—2 порових об'ємів води, температура рідини, яка видобувається, залишається високою — 50—70 °С. Це означає, що величини створюваних гарячих об'ємів достатні для забезпечення запроєктованих показників витіснення нафти, а сам спосіб є високоефективним і може бути прийнятий для промислового впровадження.

У 1973 р. розпочалось нагнітання пари в поклад четвертого пласта VIII тектонічного блока. Особливістю розробки покладу є рядне розташування нагнітальних і видобувних свердловин з використанням існуючого розташування свердловин. Пару нагнітали у 12 нагнітальних свердловин.

За вісім років проведення процесу кількість нагнітальних свердловин до початку 1977 р. було доведено до 81, а видобувних — до 830. За період 1968—1976 рр. у цілому було закачано 3920 тис. т пари і вилучено 1056,5 тис. т додаткової нафти. Паронафтовий фактор становив 3,9 т/т, що свідчить про високу ефективність застосованого способу.

Одержані результати стали основою для проектування комбінованого способу в поєднанні із заводненням на родовищах Катанглі та Східний Ехабі. На родовищі Катанглі за перші сім років процесу було закачано 529,2 тис. т пари і вилучено 195,4 тис. т додаткової нафти за паронафтового фактора 2,7 т/т.

На думку авторів [94], застосування ПТВ у поєднанні із заводненням на покладах Сахаліну має стійку перспективу розвитку, в основі якої лежать результати попередніх робіт. У подальшому проведені роботи з комбінованого способу ПТВ на родовищах Катанглі та Східний Ехабі також показали позитивні результати.

На родовищі Кенкіяк (Росія) великомасштабний процес ПТВ, розпочатий у 1973 р., продовжується і нині.

Паротепловому впливу підлягають теригенні продуктивні горизонти II та III середньоюрського відділу, які розміщуються на глибині 300—350 м і представлені чергуванням пісковиків, алевролітів і глинистих порід. Нафтонасичена товщина пласта на дослідній ділянці — 25,7 м, пористість — 30 %, в'язкість нафти — 180 мПа·с, густина — 910 кг/м³, нафтонасиченість — 72 %. За технологічною схемою ПТВ здійснювали за допомогою високотемпературних об'ємів.

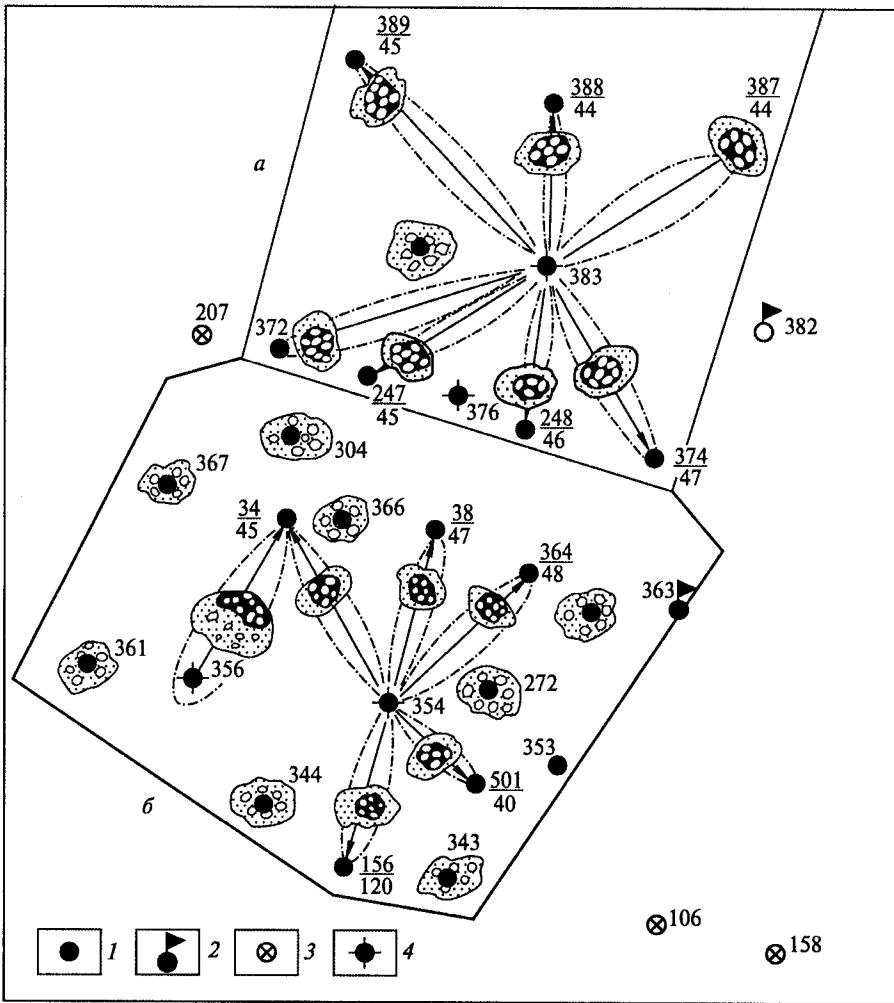


РИС. 3.18. Рух теплових потоків у процесі площового паротеплового впливу на пласт. Ділянка 1 родовища Зибза.

Свердловини (над рискою — номер, під рискою — температура на усті, °C): 1 — експлуатаційно-спостережні, 2 — спостережні, 3 — ліквідовані, 4 — паронафтальні; а, б — умовні елементи розробки покладу

Попередні результати, узагальнені наприкінці 1979 р. [94], показали, що за шість років ведення процесу через 10 нагнітальних свердловин у горизонтах II та III було закачано 648 тис. т пари температурою 240—260 °C і вилучено близько 300 тис. т додаткової нафти. Паронафтовий фактор становив 2,16 т/т.

Ще одним прикладом застосування ПТВ є дослідні процеси на двох ділянках родовища Зибза (Краснодарський край, Росія).

Дослідна ділянка 1 розташована у північно-західній частині покладу, який залягає на глибині 750 м (рис. 3.18). Ділянку розроблюють 15 свердло-

винами, пробуреними на IV—IX горизонти самарських відкладів за 100-метровою сіткою. Площа кожного елемента — 2,5 га. На початку площового нагнітання пари дебіти нафти свердловин становили 0,1—2,5 т/добу; температура пари 215—220 °С, витрати 90—150 т/добу.

За сім років процесу було закачано 83,8 тис. т пари і вилучено 18,5 тис. т додаткової нафти з паронафтовим фактором 11 т/т.

На Всесоюзній конференції з теплових методів видобутку нафти (листопад 1972 р., Львів) було повідомлено про принципи і методи підтримання температури в процесі розробки родовища Узень (Північний Казахстан) [95]. Будова родовища характеризується високою неоднорідністю і наявністю великої кількості пластів на глибині 1135—1400 м. Основні експлуатаційні горизонти — XIII—XVII. Нафта родовища високопарафіниста, вміст парафіну сягає 30 %. Зниження температури пласта за наявності високопарафінистої нафти призводить до зменшення її відбору, тому було прийняте рішення здійснити на всіх покладах нагнітання гарячої води.

Оскільки на початковій стадії розробки схема розташування свердловин була рядною, нагнітання гарячої води, яке розпочали в 1972 р., здійснювали через нагнітальні свердловини по розрізувальних рядах, де раніше проводили нагнітання ненагрітої води. Кількість нагнітальних свердловин було доведено до 24, а з 1973 р. усі поклади родовища перевели на нагнітання гарячої води в усі розрізувальні ряди.

Для термозаводнення використовували морську воду, нагрівання якої здійснювали в спеціальній водогрійній установці. Термозаводнення мало значний вплив на стабілізацію і підвищення видобутку нафти з горизонтів, на яких проводять нагнітання гарячої води температурою 72—95 °С. Цей процес відповідає тим великим запасам високопарафінистої нафти, які зосереджені на родовищі. Він є технологічно і економічно ефективним.

Процеси ПТВ, які проводяться на родовищах Узень і Каражанбас (Казахстан), Бінагади і Кюрдахани (Азербайджан), Бостон (Узбекистан), Гремихінське (Росія) та ін., спрямовані на вилучення високов'язкої нафти.

Проте вчені і виробничники нафтової промисловості продовжують дослідження з удосконалення ПТВ для підвищення нафтовіддачі шляхом комбінування різних добавок — хімічних і газових, які сприяють збільшенню технологічної й економічної ефективності процесів. У цій галузі є багато публікацій, частину яких вважаємо за потрібне навести для ознайомлення широкого кола спеціалістів.

Впливання добавки до пари розчинників — рідких вуглеводневих сполук може становити інтерес для видобування в'язкої нафти.

Однією з вимог, що ставиться до розчинників, є те, що вони не мають осаджувати асфальтени сирої нафти. Цим вимогам відповідають розчинники, що містять ароматичні сполуки, які ефективніше витісняють нафту. Дослідження на фізичних і одновимірних моделях [96, 97] дали змогу визначити частки пари та розчинника у суміші та оцінити у першому наближенні перспективність процесу.

Пробне нагнітання такої суміші проводилося на деяких свердловинах родовищ Керн-Рівер та Мідуей-Сансет (Каліфорнія, США).

В результаті не тільки збільшилась продуктивність видобувних свердловин, а й поліпшилася приймальність нагнітальних.

Були зроблені спроби одночасного нагнітання в пласт пари і лугів на родовищі Керн-Рівер, однак вони виявилися малоєфективними порівняно з нагнітанням лише пари. Незадовільні результати робіт, проведених у промислових умовах, можна пояснити недостатнім зниженням міжфазного натягу [98]. Відповідно до лабораторних досліджень з модифікації ПТВ з використанням термостійких пін [99], можна регулювати пересування пари, що нагнітається у пласт. Всебічні дослідження проводились з підбору реагентів, стабілізуювальних пін та розподілу фільтраційних опорів під дією переміщення пін у пористому середовищі.

Після встановлення різної концентрації було проведено п'ять міні-тестів на чотирьох родовищах Каліфорнії з метою збільшення фільтраційних опорів.

У публікації [100] зазначено, що комбінування закачки гарячої води та інертного газу за ефективністю може суперничати зі способом витіснення нафти паром. Додавання ПАР до системи гаряча вода—інертний газ збільшує нафтовіддачу до 96 % геологічних запасів. Ці дані підтверджуються лабораторними і теоретичними дослідженнями. Для зменшення рухомості пари під час видобування важких нафт розроблено методику, згідно з якою до пари додається ПАР, що приводить до утворення пін типу “пара—газ, що не конденсується” [101].

На родовищі Керн-Рівер були рекомендовані такі концентрації компонентів для створення піни типу пара—газ, що не конденсується, за яких рухомість пари знизилась до значення 0,18 величини рухомості чистої пари.

Для утворення витіснювальної системи використовували ПАР — сипонат DS-10, хлорид натрію та азот.

У публікації [102] докладно описано процес пінотеплової дії на пласт родовища Гуаделупе (Каліфорнія, США). Родовище — стратиграфічна пастка, пористість порід — 30 %, проникність — $1,5 \text{ мкм}^2$, в'язкість нафти — $500 \text{ мПа} \cdot \text{с}$.

Закачування пари розпочали в 1980 р. у північній та східній частинах покладу. Через 3 міс після початку процесу у видобувних свердловинах першого ряду спостерігався прорив пари на обох площах. Тому після лабораторних досліджень з визначення піноутворювального ПАР, у квітні 1985 р., перейшли на нагнітання пари разом з пінним ПАР (ATS). Програму дослідного випробування почали з одночасного закачування ATS, азоту і пари. Початкова концентрація ПАР становила 0,375 % у рідкій фазі пари. Після 16 діб збільшили концентрацію ПАР у двох нагнітальних свердловинах до 0,5. Потім, через 6 міс, концентрацію ПАР знизили до 0,1, дотримувалися сталої швидкості закачування азоту та пари сухістю 0,75 на усті свердловини. Усього було

закачано 1167 т активного АТС, 353 960 м³ азоту і 98 490 м³ води — еквівалент пари.

У ході проведення дослідного піноутворювального впливу на родовищі Гуаделупе було встановлено:

- дані, одержані під час нагнітання, свідчать про ефективність застосування піноутворювальної ПАР;
- змінення дебітів у видобувних свердловинах у бік їх збільшення спостерігалось протягом 9 міс закачування АТС;
- додавання незначної кількості піноутворювальної ПАР приводить до значного підвищення тиску нагнітання;
- за відсутності двовалентних іонів сульфоконцентру АТС стабільна під час парового впливу в промислових умовах;
- проникність, скін-ефект і об'єм зони, охопленої парою, можна визначити під час дослідження свердловин на падіння тиску протягом 24 год;
- піноутворювальна ПАР у поєднанні з паром дає змогу дещо закупорити високопроникні частини пласта і охопити витісненням низькопроникні зони.

В Росії розроблена довготермінова програма паротеплового впливу в поєднанні з ПАР, піноутворювальними реагентами і різними розчинниками. Зокрема, є готові для реалізації проекти на родовищах Удмуртії, Башкортостану та ін. На експлуатаційному об'єкті черепецького горизонту великого Мишкінського родовища запроектовано здійснення термополімерного впливу створенням попередніх гарячих об'ємів з полімерами. На Гремехінському родовищі намічено розширити процес ПТВ із залученням у розробку нових об'єктів.

Оскільки родовища України містять нафту малої в'язкості (до 20 мПа·с) і зосереджені на глибині понад 1500 м, становлять інтерес роботи із застосування теплоносіїв саме для таких умов.

У світовій практиці, і особливо в колишньому Союзі, до питання використання теплоносіїв для вилучення малов'язкої нафти ставилися скептично, хоча в Україні на початку 1950-х рр. уперше були теоретично обґрунтовані і показані шляхи підвищення нафтовіддачі покладів, які містять нафту, незалежно від в'язкісної характеристики [9]. Публікація Е.Б. Чекалюка, К.О. Оганова, О.М. Снарського [9] зацікавила фахівців багатьох країн і була перевидана в спеціальній літературі США, ФРН, Румунії, Китаю та ін.

Т. Блевінс зі співавт. [103] встановили, що в різних частинах світу було здійснено до 20 проектів з ПТВ легкої нафти. На родовищах, де реалізувались ці проекти, поклади залягають на глибині до 1400 м, в'язкість нафти коливається в межах 3—700 мПа·с, густина — понад 800 кг/м³, пористість пластів — 9—45 %. Відомостей про поклади, на яких здійснювались проекти, в літературі немає. Проте спеціалісти [52] висловлюють думку про те, що основними параметрами для витіснення легких нафт є витрати та сухість пари, товщина і розмір, а також геометрія пласта, який розробляється.

У публікації [104] є відомості про процес ПТВ, який проводиться на покладі, що містить малов'язку нафту. За даними статті [104], пласт родовища Шілл-Кеннон (Техас, США) розміщується на глибині 260 м; ефективна нафтонасичена товщина — 45 м, пористість — 20 %, проникність — 140×10^{-3} мкм², густина нафти — 860 кг/м³, в'язкість — 6 мПа · с. Запроектована площа 2 га. Поклад має лінзи глини, яка набухає і з нагнітанням теплоносія перешкоджає пересуванню пари, що нагнітається. На цій площі були вибрані два елементи за п'ятиточковою схемою розташування свердловин.

Щоб уникнути набухання глин, у двох нагнітальних свердловинах спочатку створювали об'єми в радіусі 3 м з розчину хлориду калію. Сухість пари за час нагнітання зберігалася на рівні 0,8. Крім створення попередньої зони з розчину хлориду калію, його додавали у воду, що живить парогенератор, у вигляді 0,5%-го розчину. В ході дослідних робіт на одній нагнітальній свердловині витрати пари становили 90 т/добу за тиску 4,7 МПа, на іншій — 32 т/добу за того ж тиску.

Відомості про кількість видобутої нафти в результаті процесу не наведено, але з аналізу керн, взятого із зони, промитої парою, видно, що рівень залишкової нафтонасиченості становив 3 %. Це свідчить про високу ефективність проведення ПТВ на покладах, які містять малов'язку нафту. Про успішність процесу свідчить і паронафтовий фактор — до 0,25 м³/т.

Удосконалення методу ПТВ продовжується, в практиці є випадки нагнітання пари в глибинні поклади, застосування теплового впливу в поєднанні з різними хімічними реагентами і газами-розчинниками, особливо приділяється увага використанню як нагнітальних свердловин з горизонтальними стовбурами.

Наприклад, за даними публікації [96], фірма “Maraven S.A.” (Венесуела) змогла підвищити темп відбору нафти на 38 % із свердловин глибиною 2460 м, розташованих на родовищі Боксан. Перед циклічним способом на такій глибині ставилось завдання довести пару в газовому стані в продуктивний пласт і одночасно встановити, як він прореагує.

Світова практика не знає прикладів застосування пари для вилучення нафти з такої глибини. Сухість пари на поверхні становила 0,8—0,82, температура на усті свердловини — 319 °С, тиск нагнітання — 11 МПа. Цікаво й те, що за розрахунками спеціалістів фірми сухість пари на вибої дорівнювала 0,78. Середній дебіт нафти із закачуванням усього 4,5 тис. т пари на свердловину підвищився на 30—45 %.

Найголовніше в цьому досліді те, що, незважаючи на втрати тепла із застосуванням пари для впливу на нафтові пласти такої глибини, сухість пари знижується не багато. Отже, з удосконаленням внутрішньосвердловинного обладнання спосіб застосування теплоносіїв для вилучення нафти із глибоких покладів буде ефективним.

Для підвищення ефективності процесів ПТВ, що проводяться в поєднанні із заводненням і різними хімічними добавками, велике значення мають

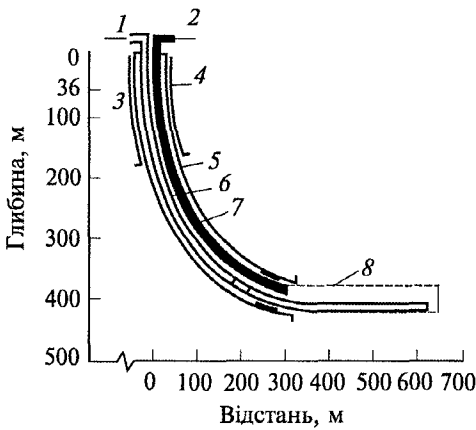


РИС. 3.19. Схема конфігурації горизонтальної свердловини:

1 — нагнітальна колона; 2 — колона повернення потоку; 3 — точка початку скривлення стовбура; 4 — кондуктор; 5 — проміжна обсадна колона; 6 — нагнітальна колона; 7 — експлуатаційна колона; 8 — фільтр із щілиноподібними створами

поновано конструкцію і конфігурацію нагнітальної свердловини (рис. 3.19). Таку конструкцію нагнітальної свердловини з горизонтальними стовбурами застосувала канадська фірма “Mobil oil Canada” на бітумінозних ділянках у районі Айрон-Рівер. Результати виявилися високими, оскільки горизонтальний стовбур сприяє рівномірному розподілу пари по горизонтальній частині пласта. За час проведення дослідно-промислових робіт було вирішено багато технічних питань з конструкції та надійності нагнітальних свердловин, які мають забезпечувати якісне транспортування теплоносіїв на вибої свердловин. Разом із технологією були удосконалені і сконструйовані нові види наземного і внутрішньосвердловинного обладнання. У світовій практиці з’явилися до 20 типорозмірів тепло- і парогенерувальних установок, високоміцних паке-рів, які витримують температуру до 400 °С, термоізольовані труби різних розмірів, прибори дослідження якості і витрат теплоносіїв, фільтри для кріплення привибійної зони в умовах можливого руйнування породи, дозатори тощо.

Інститут “Укрдїпрондінафта” із залученням Інституту ядерної енергетики АН БРСР і Інституту ядерних досліджень АН УРСР у 1981 р. розпочав роботу над створенням високопродуктивної теплогенерувальної блочно-транспортальної ядерно-енергетичної установки, умовно названої “Зубр-1”, для впливу на глибинні поклади. Ініціативна група фахівців цих інститутів підготувала техніко-економічне обґрунтування, і на його основі, згідно з Державним планом СРСР розвитку технічного прогресу, інститути розпочали роботу над створенням установки. Її основою мали бути розроблені в Інституті ядерної енергетики АН БРСР ядерні реактори, що охолоджуються газом, з дисоціюючим теплоносієм — чотириоксидом азоту, який може дати теплоносієм необхідної якості й кількості. Проте за різних обставин роботи в 1986 р. було припинено. За результатами лабораторно-експериментальних теоретичних і промислових досліджень можна дійти однозначного висновку, що застосування теплоносіїв для збільшення нафтовіддачі покладів, які містять нафти не тільки високої, а й малої в’язкості, є технологічно і економічно високо-ефективними.

Спосіб впливу теплоносіями за наявності різних видів і типорозмірів наземного і внутрішньосвердловинного обладнання можна рекомендувати як високорентабельний метод для промислового впровадження.

3.1.3. Внутрішньопластове горіння нафти

Складності в процесі нагнітання теплоносіїв з поверхні для підвищення нафтовіддачі покладів пов'язані з втратами тепла на шляху його транспортування до вибоїв нагнітальних свердловин. Для подолання цих складностей потрібні спеціальні види обладнання і приладів. Тому для генерації великої кількості теплової енергії було б доцільно перенести її безпосередньо в об'єкт, який проектується для впливу.

Спроби створення парогенераторів, що працюють і виробляють пару на вибоях нагнітальних свердловин, поки що не привели до успіху. Тому для одержання високоякісного теплоносія безпосередньо в пласті становить інтерес створення внутрішньопластового фронту горіння шляхом часткового спалювання важких фракцій нафти. Метод внутрішньопластового горіння нафти серед методів підвищення нафтовіддачі відрізняється великою різноманітністю фізико-хімічних явищ, що його супроводжують. Основні закономірності різних видів внутрішньопластового горіння, що формуються в пласті, вивчені і освітлені в літературі достатньо ретельно. Розглянемо окремі аспекти, що характеризують найзагальніші проблеми процесу.

Сутність внутрішньопластового горіння полягає у генеруванні тепла безпосередньо в пласті в результаті реакції окиснення і горіння компонентів нафти із киснем повітря, який закачують з поверхні. Тепловий ефект цих реакцій приблизно від 100 до 400 кДж/моль O_2 , що використовується. Швидкість цих реакцій залежить від температури і підпорядковується закону Арреніуса з енергією активації від 40 до 200 кДж/моль [105]. У ході горіння витрати палива становлять від 10 до 40 кг/м³ об'єму, охопленого горінням, або 6—25 % початкового складу нафти в пласті. Хоча спалюються найважкі фракції нафти, їх частка в коефіцієнті нафтовіддачі вважається істотною.

Під час сухого внутрішньопластового горіння, як наочно показано в статті Ю.П. Желтова [17], високотемпературна зона локалізується позаду фронту горіння, в ній акумулюється до 80 % усієї енергії, що генерується в пласті. Очевидно, що використання цієї енергії неефективне. Перенесення високотемпературної зони на ділянку перед осередком горіння може бути здійснене при вологому або надвологому горінні, однак воно можливе лише за достатньої кількості палива в пласті. Умова створення стійкого осередку горіння в пласті накладає обмеження на характеристики пластової системи [1, 48, 52]. Колекторські властивості пласта, глибина його залягання мають сприяти закачуванню повітря із заданими витратами за економічно оправданих енергетичних витрат на компримування повітря. Склад нафти має забезпечувати утворення достатньої кількості палива. Зазвичай це нафти густиною 820—990 кг/м³. Товщина пласта має відповідати можливостям компресорної

техніки і відносно невисоким тепловтратам у покрівлю і підшву пласта (10—30 м). Небажаною є велика кількість у скелеті колектору мінералів, що набухають у воді, і сірчаних сполук у самій нафті.

Найістотнішим фактором, що обмежує масштаби застосування внутрішньопластового горіння, є необхідність вирішення технічних проблем з охорони навколишнього середовища, утилізації продуктів горіння, захисту обладнання від корозії, забезпечення безпечного ведення робіт, боротьби із водонафтовими емульсіями, винесенням піску із свердловини. Разом з тим внутрішньопластове горіння — один із найефективніших методів підвищення нафтовіддачі пластів. За даними праці [52], у сприятливих умовах він дає змогу вилучати додатково 28—39 % залишкової нафти із пласта. Паротепловий вплив і внутрішньопластове горіння випробувані переважно традиційними тепловими методами підвищення нафтовіддачі. На стадії теоретичних оцінок та експериментальних робіт є методи, за якими пропонують використовувати для генерування тепла ядерну, геотермальну й електричну енергію.

За останні роки лідером досліджень з впровадження внутрішньопластового горіння є США: в 1975 р. на родовищах працював 21 проект, до 1995 р. їх кількість знизилася до 8, видобуток додаткової нафти при цьому становив відповідно 0,32 і 0,22 млн т. Зниження інтересу в останні роки до цього способу можна пояснити тим, що за період масштабних досліджень (1950—1990), особливо в промислових умовах, виявилася низка ускладнень, які поки що важко подолати. Передовсім труднощі полягають у регулюванні процесів і внаслідок цього — малоефективності багатьох дослідних робіт. Втім в деяких державах (Канада, Росія, Китай, Венесуела) на одиничних дослідних ділянках були одержані добрі результати.

Основним завданням важливого промислового досліду з внутрішньопластового горіння в США [7] була перевірка розробленого і створеного внутрішньопластового обладнання, виявлення труднощів, пов'язаних зі створенням і переміщенням горіння з метою встановлення співвідношення між лабораторними даними і результатами промислового досліду. Ці результати виявилися позитивними і довели технічну можливість здійснення внутрішньопластового фронту горіння. Цікавим є один з ранніх, але великий промисловий дослід з внутрішньопластового горіння, проведений на родовищі Вест-Ньюпорт, штат Каліфорнія [15] на початку 1958 р.; пізніше він був розширений і охопив нові ділянки. Роботи виявилися задовільними і стали основою для подальшого їх розвитку в цій галузі.

Для дослідних робіт з внутрішньопластового горіння на родовищі був вибраний неоднорідний пласт горизонту В з такою характеристикою: глибина залягання — 422 м; товщина — 45 м; пористість — 37 %; нафтонасиченість — до 69 %; густина нафти — 960 кг/м³; в'язкість — 700 мПа · с. На всьому покладі діяли 89 видобувних свердловин. Дослідні роботи розпочали проводити на обмеженій ділянці площею 0,7 га у південно-східній частині покладу (рис. 3.20). Горіння в привибійній зоні створили в березні 1958 р.

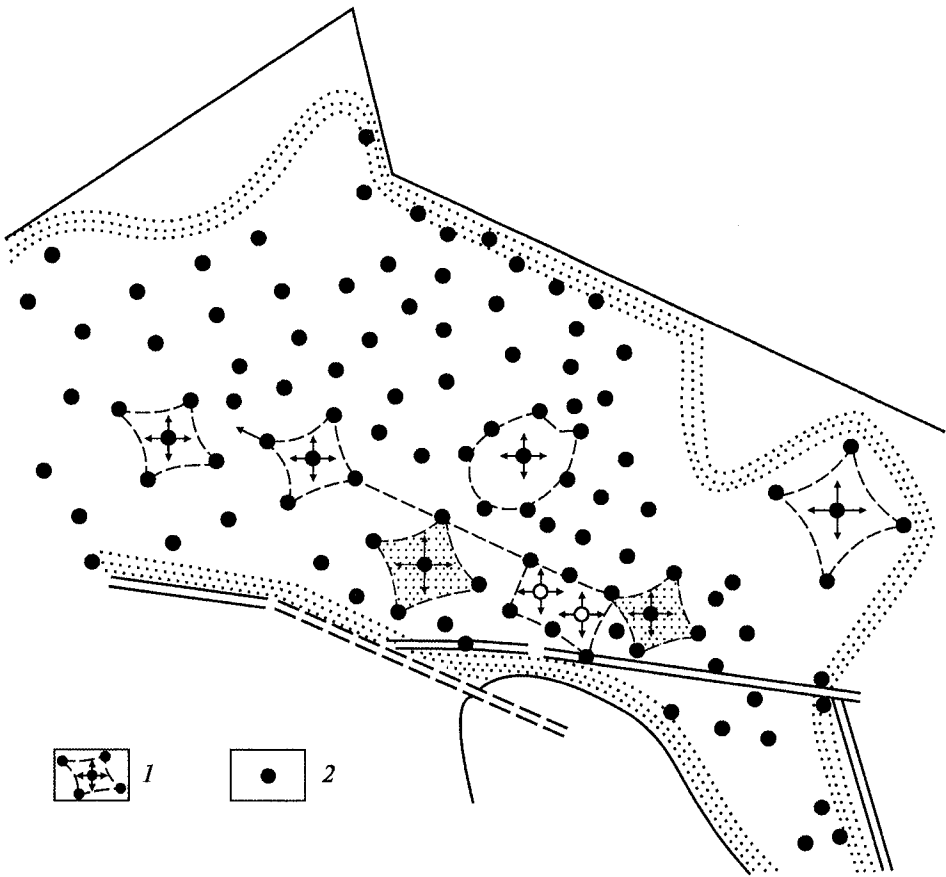


Рис. 3.20. Схема розташування нагнітальних (1) і видобувних (2) свердловин на дослідних ділянках родовища Вест-Ньюпорт. Позначені ділянки, на яких нагнітали повітря і створювали фронт горіння

після 25-добового попереднього її нагрівання за допомогою електронагрівача потужністю 25 кВт. Після 11 діб нагнітання повітря температура на вибої нагнітально-запалювальної свердловини піднялась до 815 °С. Закачування повітря здійснювали з витратами 14 тис. м³/добу. Фронт горіння за 80 міс процесу просунувся на 60 м з середньою швидкістю 0,025 м/добу. В результаті досліджень на першій ділянці виявили, що витрати палива на горіння в горизонті В становили близько 18 % початкового вмісту нафти в пласті, а витрати повітря на 1 м³ видобутої нафти дорівнювали 2320 м³. Дослід вважався вдалим, тому процес внутрішньопластового горіння розширили на інші ділянки покладу і ввели до розробки шість нових площових полів.

Наприкінці 1964 р. фронтом горіння було охоплено 9,2 га покладу горизонту В. Підвищення дебітів спостерігалось у 35—40 діючих свердловинах, 34 % нафти видобували за допомогою методу.

Нижче наведено приріст видобутку нафти по роках за період впливу внутрішньопластовим горінням:

Рік	м ³	Рік	м ³
1958 (міс)	5420	1962	15000
1959	8500	1963	18200
1960	10300	1964	1200
1961	12500		

На початку 1970-х років на родовищі знаходилось в дії 13 площових полів з 56 видобувними свердловинами. Внутрішньопластовим горінням була охоплена площа 233 га. Відношення загального об'єму закачаного повітря до сумарної кількості додатково видобутої нафти становило в середньому 1900 м³/м³, що є ефективним.

У публікаціях [5, 7, 15] визначено напрям теоретичних і дослідно-промислових досліджень з удосконалення способу теплового впливу за допомогою рухомого внутрішньопластового фронту горіння.

Існують два види внутрішньопластового горіння: прямотечійне і протитечійне. Розглянемо прямотечійний варіант, оскільки він є основним і дослідження велись саме в цьому напрямку. В основу способу внутрішньопластового горіння покладено процес горіння важких часток нафти, яка знаходиться в пористому середовищі пласта. Займання і горіння нафти ініціюється за допомогою спеціальних вибійних нагрівачів, а з досягненням необхідного температурного рівня і за постійної подачі повітря в пласті утворюються умови формування фронту горіння, що рухається в напрямку видобувних свердловин і на своєму шляху витісняє продукцію пласта.

Для розуміння явищ, що відбуваються в пласті, і на основі розробки принципів регулювання процесом великий обсяг досліджень присвячений вивченню кінетики хімічних реакцій, що відбуваються в пласті під час горіння і витіснення нафти. Охопити всі дослідження неможливо, тому обмежимося результатами основних робіт, які розширили уявлення про процеси, що відбуваються в пористому середовищі пласта зі створенням і переміщенням внутрішньопластового фронту горіння.

Ідея використання теплової енергії від внутрішньопластового горіння нафти належить А.Б. Шейнману і К.К. Дубровой [5], які після лабораторно-експериментальних досліджень провели промислові роботи на ділянці Чусовських Городків (1935) Грозненського родовища і в Майкопському районі (1938—1941). Кожна з цих дослідних робіт здійснювалась у специфічних умовах, тобто відрізнялась технічним оснащенням і геологічними характеристиками об'єктів впливу. Одержані результати дають змогу розглядати кожен з цих робіт як важливий етап у розвитку і використанні способу впливу за допомогою внутрішньопластового горіння, що рухається, для вилучення додаткової нафти. Серед методів підвищення нафтовіддачі пластів, у тім числі теплових, внутрішньопластове горіння відрізняється складністю і різноманітністю супровідних процесів. Це — і генерування тепла в результаті хімічних реакцій

цій, і тепломасоперенос в умовах багатофазної і нерівноважної фільтрації. Із пов'язаних між собою явищ при внутрішньопластовому горінні особливий інтерес становить температурне поле пласта, формування якого створює сприятливі умови для розробки покладу нафти високими темпами і забезпечує повноту вилучення нафти з пласта. Висока ефективність внутрішньопластового горіння і складність завдань, що вирішуються, пояснюють різноманітність і глибину досліджень цього методу підвищення нафтовіддачі. Особливо важливу інформацію несуть промислові дослідження процесу внутрішньопластового горіння, що дає змогу оцінити правильність фізичних уявлень та адекватність моделей.

За результатами досліджень багатьох авторів, джерелами теплової енергії при внутрішньопластовому горінні є високо- і низькотемпературні екзотермічні реакції горіння та окиснення компонентів нафти киснем повітря, границя між якими становить $\sim 250\text{—}300\text{ }^\circ\text{C}$. Вище цих значень відбуваються тільки реакції горіння, і тому їх беруть за температуру запалювання нафти. Кінетику як низькотемпературних, так і високотемпературних реакцій з точністю описують рівняння Арреніуса з енергією активації приблизно від 40 до 200 кДж/моль. Високотемпературні реакції превалюють на стадії розвинутого процесу внутрішньопластового горіння. Низькотемпературні реакції відіграють важливу роль на стадії ініціювання внутрішньопластового горіння, а також під час вологого і протитечійного горіння.

Математичні моделі внутрішньопластового горіння можна умовно поділити на дві групи: моделі, що дають уявлення тільки про закономірність формування температурного поля пласта, і моделі, побудовані з урахуванням процесів масопереносу і масообміну. Очевидно, що перша група моделей простіша, однак дає переважно тільки якісну картину теплових процесів.

У відповідності до результатів лабораторних і промислових досліджень, було доведено, що поперечні розміри зони внутрішньопластового горіння порівняно малі й оцінюються в кілька десятків сантиметрів. Це значно менше розмірів активного теплообміну, що дає змогу уявити джерело тепла в математичних моделях у вигляді δ -функції. Такі моделі вивчали, зокрема, Н.А. Авдонін [106], М.А. Багіров із співавт. [107], Н.В. Єрьоменко і Н.В. Москалева [108], Г.Бейлі, Б. Ларкін [109], Чу-Чіен [110] та ін. Ці моделі привели до розв'язків, що описують температурне поле пористого середовища у вигляді прямокутного піка, що рухається і розширюється в часі та деформується внаслідок теплопровідності й тепловтрат. Максимальна температура в зоні тепловиділення визначається потужністю джерела, співвідношенням теплоємностей скелета пористого середовища і теплоносія, а також співвідношенням швидкостей руху осередку тепловиділення і теплоносія.

Із моделей, в яких враховано кінетику реакцій горіння, масоперенос і міжфазний обмін, виділимо моделі, які вивчали М.Ю. Желтов і Ю.П. Желтов [111], В. Беррі, Д. Парриш [112], Б. Готтфрид [113]. Використання таких моделей привело до більш глибокого розуміння взаємодії термо- і гідродина-

мічних явищ, можливості прогнозування температурних полів і розподілу насиченостей в ході внутрішньопластового горіння. Характеристики, що були отримані на таких моделях процесу, в цілому відповідають уявленням, зробленим на основі лабораторних і натурних експериментів.

Усі відомі роботи ґрунтуються на одотемпературних моделях теплопереносу в пористому середовищі. Винятком є дослідження Г. Бейлі, Б. Ларкін [109], де задача теплопереносу спочатку сформульована як двотемпературна, але потім апіорі зведена до одотемпературної. Тому інтерес становлять якісні характеристики температурного поля пласта при внутрішньопластовому горінні, що виходять з двотемпературної моделі.

Розглянемо процес конвективного переносу тепла від джерела, що рухається, в пористому середовищі за кінцевої швидкості міжфазного теплообміну. Вважатимемо, що джерело має постійну потужність, рухається в пласті з постійною швидкістю і може бути зображено δ -функцією, густина і теплоємність порід і теплоносія постійні, витрати теплоносія в часі постійні. За цими припущеннями у безрозмірних координатах для радіального випадку задачу формулюємо у вигляді

$$\frac{\partial T}{\partial Mi} + \frac{1}{2R} \frac{\partial T}{\partial R} = \Theta - T, \quad (3.27)$$

$$\frac{1}{a} \frac{\partial \Theta}{\partial Mi} + \Theta - T = \frac{\beta}{2\sqrt{Mi}} \delta(\sqrt{\gamma R} - \sqrt{Mi}), \quad (3.28)$$

$$\Theta(R=0, Mi) = 0, T(R, Mi=0) = \Theta(R, Mi=0) = 0, \quad (3.29)$$

де $T = (t - t_0)/t_0$; $\Theta = (\theta - t_0)/t_0$; $R = r [\pi\alpha/(m\rho_1 c_1 Q)]^{0.5}$; $Mi = \alpha\tau/(m\rho_1 c_1)$; $a = m\rho_1 c_1 [(1-m)\rho_2 c_2]$; $\beta = qM/(m\rho_1 c_1 t)$; $\gamma = v_r/v_0 = V/m$; t, θ, t_0 — відповідно температури теплоносія, скелета пористого середовища і початкова пластова; r — радіальна координата; α — коефіцієнт міжфазного теплообміну; m — пористість; $\rho_1 c_1$ — масова теплоємність теплоносія; $\rho_2 c_2$ — масова теплоємність скелета пористого середовища; Q — об'ємні витрати теплоносія; M — маса палива в одиниці об'єму пласта; q — теплотворна здатність одиниці маси палива; γ — відношення швидкості руху теплоносія v_r до швидкості руху джерела тепла v_0 ; V — об'єм повітря, зведений до пластових умов і необхідний для випалення 1 м^3 породи; Mi — безрозмірний час.

Задача має аналітичний розв'язок [114]. На рис. 3.21 показано розподіл температури по пласту в різні моменти часу. При розрахунках було прийнято $\alpha = 0,5$, $\gamma = 50$, $\beta t_0 = 13\,000 \text{ К}$, що приблизно відповідає умовам 1-ї ділянки родовища Павлова Гора.

Приклад ілюструє механізм формування високотемпературної зони в результаті локалізації тепла від джерела, що рухається. На інтервалі, пройденому фронтом горіння, температура скелета пласта вища, ніж теплоносія, а після переходу через осередок горіння — картина зворотна. Теплоносій утилізує тепло із ділянки пласта, пройденого осередком горіння, і акумулює його в зоні, що розташована безпосередньо перед осередком горіння, що рухається.

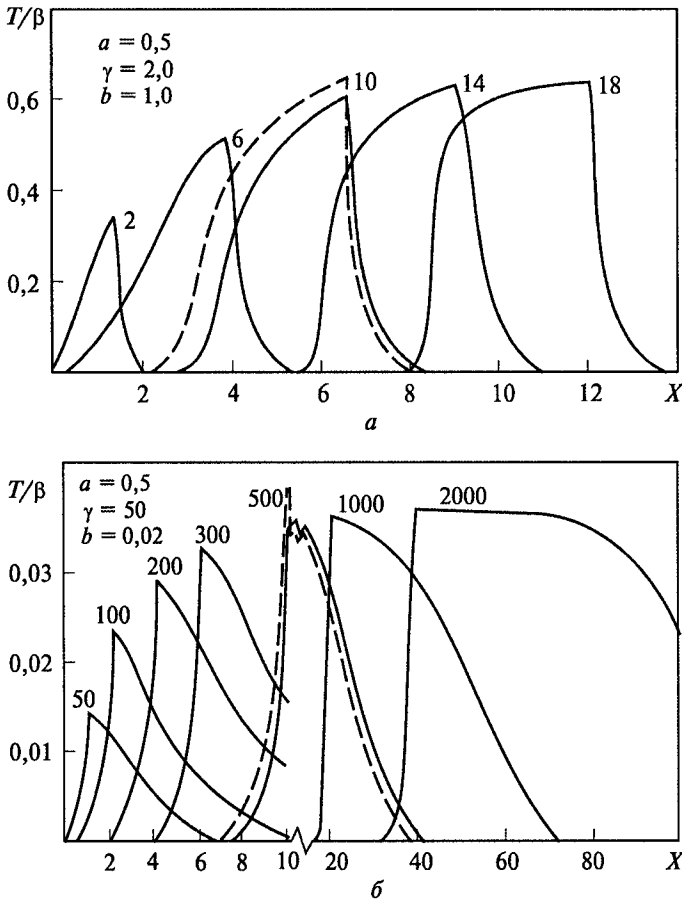


РИС. 3.21. Розподіл температури згідно з температурними моделями:

$a - \alpha < \beta$; $b - \alpha > \beta$. Суцільні лінії — розподіл температури теплоносія і для безрозмірного часу, штрихові — розподіл температури в скелеті пористого середовища; цифри біля кривих відповідають значенням безрозмірного часу Mi

До приходу фронту горіння середовище опиняється попередньо прогрітим, а його температура ще більше підвищується з виділенням тепла в осередку. Визначений час акумуляції тепла веде до зростання температури в зоні горіння, потім температура поблизу осередку стабілізується, але продовжується розширення високотемпературної зони. Розподіл температури, що впливає із розв'язку двотемпературної задачі теплопереносу, дає тільки якісну картину механізму формування високотемпературної зони. Аналіз максимальної температури в зоні тепловиділення і її динаміка показують і добрий кількісний збіг із фактичними даними. Так, максимальна температура в розглянутому прикладі при $\beta t_0 = 13\,000$ К становить близько 450°C і досягається за значень безрозмірного часу понад 500, а максимальна температура, зафіксована в спостережних свердловинах родовища Павлова Гора, дорівнювала 410°C .

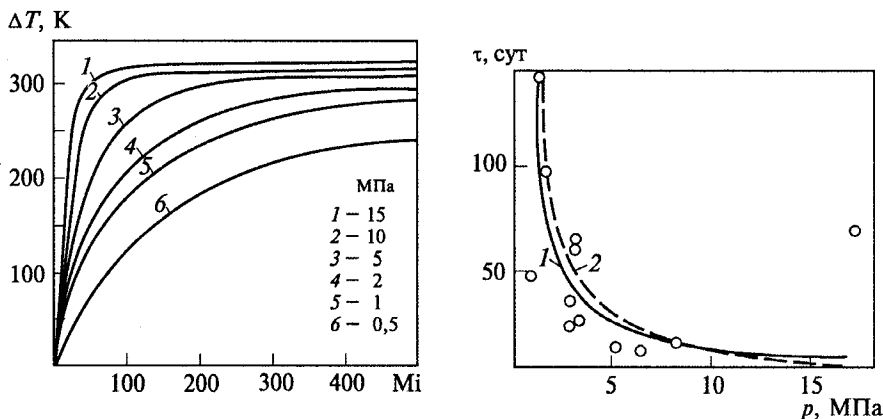


Рис. 3.22. Змінення приросту температури на фронті тепловиділення за різних тисків нагнітання повітря

Рис. 3.23. Теоретична (1) і регресивна (2) залежності тривалості періоду з початку нагнітання повітря до моменту запалення пластової нафти від тиску нагнітання

Грунтуючись на залежності (3.30), можна оцінити час, потрібний для самозапалювання нафти. Зіставляючи його з даними стосовно створення фронту горіння при окисненні нафти повітрям, що закачується в пласт, наведеними у публікаціях [53, 54, 115], з'являється можливість перевірити теоретичну модель і оцінити величину коефіцієнта міжфазного теплообміну.

На рис. 3.22 показані залежності приросту температури на фронті окиснення в часі за різних тисків у пласті. У розрахунках взято такі теплофізичні характеристики процесу, близькі до середніх: $V = 353 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (за нормального тиску); $M = 22 \text{ кг}/\text{м}^3$; $q = 33 \text{ МДж}/\text{кг}$; $\rho_1 c_1 = 10,4 \text{ кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$, за нормального тиску; $\rho_2 c_2 = 2112 \text{ кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$; $m = 0,23$.

Період часу, потрібний для досягнення максимальної температури, сильно залежить від тиску нагнітання у зв'язку зі зміною густини i , відповідно, об'ємної теплоємності теплоносія i , значить, коефіцієнтів a , b , β . Так, за тиску 10 МПа безрозмірний час, за який досягається максимальна температура, становить близько 200, а за тиску 1 МПа — 1000. Очевидно, що різний час необхідний і для досягнення температури запалювання нафти.

Для оцінки коефіцієнта міжфазного теплообміну скористаємося формулою для максимальної температури в осередку тепловиділення. Враховуючи малість коефіцієнтів a і b , розкладемо експоненту в ряд і обмежимося першим членом розкладу. Якщо зважити на розмірні величини і врахувати, що відповідно до раніше отриманих критеріальних залежностей коефіцієнт міжфазного обміну прямо пропорційний густині теплоносія i , відповідно, тиску, то отримаємо формулу для оцінки тривалості самозапалювання нафти:

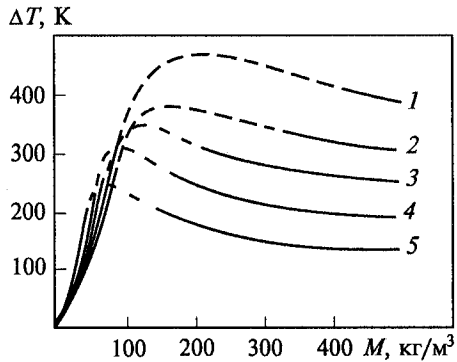
$$\tau_{ig} = \Delta t_{ig} \frac{(1-m)\rho_2 c_2 \rho_1 p_0}{q M \alpha_0 p}, \quad (3.30)$$

РИС. 3.24. Приріст температури в осередку горіння на момент часу $M_i = 200$ за різної кількості палива в пласті. Пояснення у тексті

де α_0 — коефіцієнт міжфазного теплообміну за нормального тиску p_0 ; Δt_{ig} — приріст температури, необхідної для запалювання нафти; p — тиск закачування теплоносія.

На рис. 3.23 показана залежність часу, необхідного для самозапалювання нафти, від тиску закачування повітря, побудована за даними публікацій [53, 54, 115]. Регресійна залежність $\tau_{ig} = 150/p^{1,16}$ апроксимована її гіперболою ($\tau_{ig} = 170/p$) відповідно до формули (3.30). Прийнявши середні параметри процесу, для $\Delta t_{ig} = 150\text{—}250$ К отримуємо оцінку коефіцієнта міжфазного теплообміну, приведену до нормального тиску, від 0,24 до 0,40 Вт/(м³ · К). Для порівняння оцінимо коефіцієнт міжфазного теплообміну за критеріальним рівнянням (табл. 3.2). З урахуванням витрат повітря, тиску і ефективної товщини пласта, а також припущення, що запалювання відбувається на радіусі близько 0,8 м [107], швидкість теплоносія оцінено величиною $10^{-4}\text{—}10^{-3}$ м/с. Тоді коефіцієнт міжфазного теплообміну, відповідно до критеріальних рівнянь, має бути в межах 0,1—1,0 Вт/(м³ · К). Через грубість проведених оцінок збіг можна вважати задовільним, що свідчить про правомочність переносу критеріальних рівнянь для коефіцієнта міжфазного теплообміну на реальні умови і можливість пояснення процесу зростання температури в ході самозапалювання нафти локалізацією тепла, згідно із закономірностями конвективного теплопереносу від джерела, що рухається в пористому середовищі.

Грунтуючись на побудованій моделі теплопереносу, можна оцінити кількість палива, потрібного для досягнення температури запалювання нафти і підтримання цієї температури в подальшому (рис. 3.24). Витрати повітря на 1 кг палива, зведені до нормального тиску, прийняті рівними 16 м³, тиск у системі — 3 МПа. Крива 3 відповідає прийнятим раніше середнім теплофізичним параметрам системи. Криві 1 і 5 розраховані для параметрів α , β , γ , відповідно поліпшених і погіршених на 20 % порівняно із середніми. (Під поліпшенням розуміють збільшення параметра β і зменшення параметрів α і γ , під погіршенням — зворотне. Поліпшення — тут зміна параметрів, що сприяють зростанню температури в осередку, хоча з практичного погляду критерій поліпшення може бути і зворотним.) Криві 2 і 4 розраховані за зміною на 20 % тільки параметрів α і β , що відповідає зміні об'ємної теплоємності теплоносія, наприклад за зміною його вологовмісту. Штриховою лінією визначені умови, в яких зі збільшенням часу буде отриманий приріст температури істотно більший, ніж при $M_i = 200$, на іншому інтервалі він до того часу близький до максимального.



В усіх розглянутих випадках приріст температури вище 300 °С, який, певно, гарантує стійке горіння більшості нафт, досягається за вмісту палива 8 кг і більше на 1 м³ породи. За лабораторними даними, що одержані на моделях пластів, для підтримання внутрішньопластового горіння потрібно 12—14 кг/м³ палива [48]. За несприятливих умов обмежена і верхня границя кількості палива в пласті. За його кількості понад 15—20 кг/м³ через великі витрати повітря температура на фронті горіння встановлюється на відносно невисокому рівні. Збільшення теплоємності теплоносія дає змогу підвищити температуру в осередку і за малої кількості палива, що свідчить про можливість розгляду вологого горіння не тільки для пониження температури в осередку з надлишком палива, а й для підвищення її за його недостатнього вмісту.

Очевидно, що процес samozапалювання нафти при внутрішньопластовому горінні не можна зводити тільки до акумуляції тепла від джерела, що рухається. Дельтоподібне або скінченної товщини і постійної потужності джерело — дуже грубе наближення до реального розподілу інтенсивності тепловиділення в пласті. Очевидно, що інтенсивність тепловиділення визначається кінетикою реакції окиснення і горіння пластової нафти.

Сучасні теорії samozапалювання нафти побудовані насамперед на моделі теплового вибуху [52], фізичний зміст якої зводиться до співвідношення швидкостей виділення і відведення тепла в осередку.

Експериментально доведено, і в цьому немає різниці думок у дослідників [114, 116], що швидкість реакції окиснення і горіння нафти з ростом температури підвищується і підпорядковується закону Арреніуса, який можна використати для побудови математичних моделей і сформулювати у вигляді

$$\frac{\partial}{\partial \tau} [M_{O_2}] = k_0 s (yp)^n \exp \left[-\frac{E}{RT} \right], \quad (3.31)$$

де M_{O_2} — маса кисню, яка потрібна для маси палива s , що міститься в пласті; n — порядок реакції; k_0 — кінетичний коефіцієнт; y — об'ємна концентрація кисню у повітрі; p , T — відповідно тиск і температура в системі; E — енергія активації; R — універсальна газова стала.

Швидкість вживання повітря, а відповідно, й інтенсивність тепловиділення визначають за енергією активації, порядком реакції і кінетичним коефіцієнтом, які в першому наближенні можна вважати такими, що не залежать від температури, концентрації палива і окиснювача. Згідно із достатньо змістовними дослідженнями кінетики реакції при внутрішньопластовому горінні [114, 116—118], можна заключити, що енергія активації змінюється від 40 до 200 кДж/моль, кінетичний коефіцієнт — від 70 до 150 с⁻¹ · МПа⁻¹), порядок реакції від 0,3 до 1, але частіше він близький до одиниці.

У теоріях запалювання нафти існують різноманітні підходи до врахування тепла, що відводиться із зони горіння. В простішому випадку їм нехтують

[117] або вважають підпорядкованим закону Ньютона. У складніших моделях враховують і конвективне відведення тепла [112, 118]. На жаль, наведені в літературних джерелах результати не дають змоги дійти висновку про те, який внесок робить у samozapalювання нафти явище акумуляції тепла порівняно зі збільшенням швидкості окиснення нафти з температурою.

Для відповіді на це сформулюємо задачу про формування високотемпературної зони у двотемпературній постановці з урахуванням кінетики реакції. В безрозмірних координатах система рівнянь теплопереносу, переносу і споживання повітря, а також споживання палива має вигляд

$$\frac{\partial T}{\partial Mi} + \frac{\partial T}{\partial X} = \Theta - T, \quad (3.32)$$

$$\frac{1}{a} \frac{\partial \Theta}{\partial Mi} + \Theta - T = BSY \exp\left[\frac{-E^*}{1+T}\right], \quad (3.33)$$

$$\frac{\partial Y}{\partial Mi} + \frac{\partial Y}{\partial X} = -DSY \exp\left[\frac{-E^*}{1+T}\right], \quad (3.34)$$

$$\frac{\partial S}{\partial Mi} = -D_2SY \exp\left[\frac{-E^*}{1+T}\right], \quad (3.35)$$

$$T(X, Mi = 0) = \Theta(X, Mi = 0) = 0, \quad Y(X, Mi = 0) = 0, \quad (3.36)$$

$$Y(X = 0, Mi = 0) = 0,21, \quad S(X, Mi = 0) = 1, \quad (3.37)$$

де $B = qk_0s_0p/(\alpha t_0)$; $E^* = E/(Rt_0)$; $D = \rho_1c_1k_0s_0p/(\alpha\rho_0)$; $D_1 = \varepsilon D$; $S = s/s_0$, $Y = y$; q — тепловий ефект реакції в розрахунку на одиницю маси спожитого кисню; ε — стехіометричний коефіцієнт; s_0 — початковий вміст палива в пласті; ρ_0 — густина кисню в пластових умовах. Інші позначення відповідні до прийнятих раніше.

Із формулювання безрозмірних коефіцієнтів випливає, що коефіцієнти B , D , D_1 взаємообумовлені і визначають спільну дію міжфазного теплообміну і початкових умов у пласті, зокрема вміст палива, тепловий ефект реакції окиснення або горіння, кінетичний коефіцієнт. Оскільки ці коефіцієнти в прийнятій постановці не залежать від температури, то вплив їх на формування високотемпературної зони характеризуватиме тільки закономірності теплопереносу. Навпаки, коефіцієнт E^* характеризує ступінь залежності процесу формування високотемпературної зони від явища підвищення швидкості реакції із температурою.

Оцінка показує, що стосовно умов внутрішньопластового горіння безрозмірні коефіцієнти можна обмежити так: коефіцієнт B від 10^7 до 10^9 із середнім значенням близько $2 \cdot 10^8$; коефіцієнти D і D_1 — у межах від 10^7 до 10^8 із середнім значенням відповідно близько $3 \cdot 10^7$ і $2 \cdot 10^7$; коефіцієнт E^* — від 10 до 25 із середнім значенням 20.

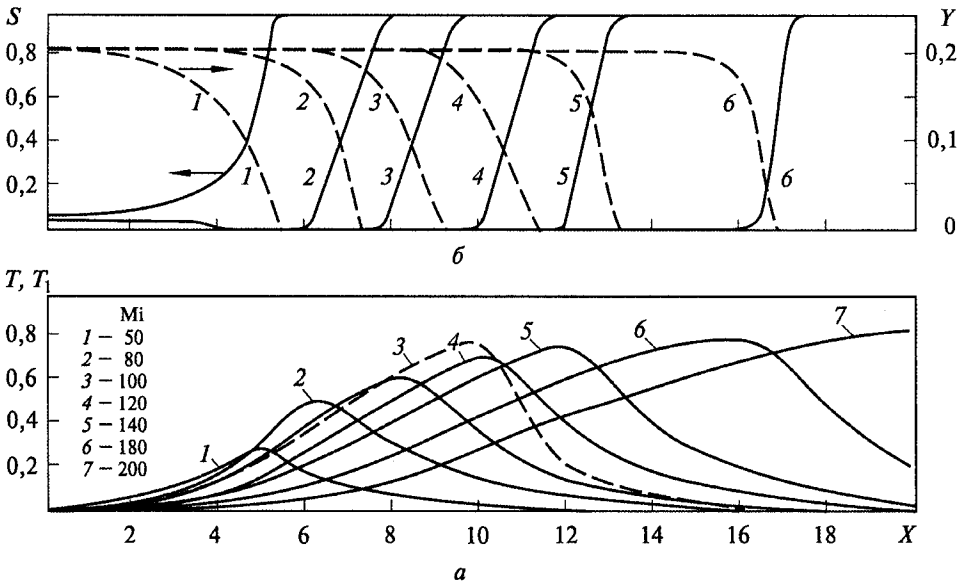


РИС. 3.25. Розподіл температури (а), концентрацій палива та кисню (б) по пласту в різні моменти часу

Задачу (3.32—3.37) розв’язували чисельним методом скінченних різниць на кутковому шаблоні із рівномірними кроками за координатою і часом. За аналогією із лінійними задачами [119, 120], побудована таким чином явна схема у визначених умовах стійка і зводиться в подальшому до розв’язання на кожному кроці алгебричної системи рівнянь, яку, у свою чергу, розв’язували методом простих ітерацій з першим наближенням, узятим із попереднього часового шару.

На рис. 3.25 штриховою лінією показано розподіл температури в скелеті пористого середовища для значення безрозмірного часу 120, для розподілу концентрацій кисню і палива $B = 2 \cdot 10^8$; $D = 3 \cdot 10^7$; $D_1 = 2 \cdot 10^7$; $E^* = 20$. Унаслідок розподілу тепловиділення на кінцевій довжині (при $Mi > 50$ вживання кисню відбувається на ділянці, не набагато більшій за одну безрозмірну довжину) високотемпературна зона більш розмита, ніж у випадку розв’язку із точковим джерелом, але загальні закономірності зберігаються.

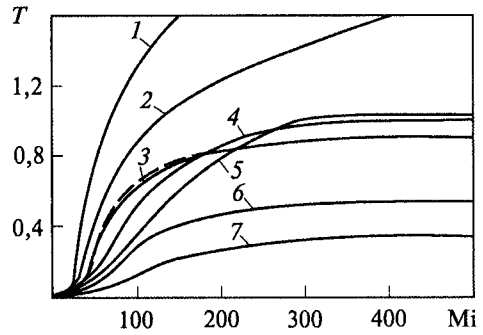
Роль прискорення реакції із підвищенням температури в процесі самозапалювання пласта легко вияснити шляхом зіставлення динаміки зростання температури для випадків, якщо реакцію описує закон Арреніуса і якщо швидкість реакції не залежить від температури (зіставлення умов при цьому забезпечується прийняттям $F(T) = \exp(-E^*)$, що означає рівність потужностей реакцій за пластової температури). На рис. 3.26 показано залежності зміни максимальної температури в часі. Коефіцієнти, закладені в модель для розрахунків окремих кривих, наведено в табл. 3.2.

РИС. 3.26. Змінення в часі максимальної температури в зоні тепловиділення. Пояснення у тексті

Із порівняння кривих можна дійти таких висновків: а) за однакової потужності реакцій енергія активації практично не впливає на максимальну температуру в зоні тепловиділення і відносно мало впливає на динаміку зміни максимальної температури; б) співвідношення теплоємностей теплоносія і скелета пористого середовища сильно впливає і на максимальну температуру, і на динаміку її зміни. За великих енергій активації (в нашому прикладі $E^* = 20$) вплив прискорення реакцій із температурою незначний.

На рис. 3.25 для кривої 3 штриховою лінією показана аналогічна залежність, розрахована з припущенням про незалежність швидкості реакції від температури. За малих значень енергії активації, відповідно, більшої залежності швидкості реакції від температури, початкове прискорення реакції негативно впливає на процес акумуляції тепла. Це пояснюється тим, що із зростанням температури частина кисню витрачається на окиснення нафти, що залишилась за фронтом активного тепловиділення, і концентрація кисню, що дістався до зони інтенсивного горіння, знижується.

Так, при $Mi = 100$ для умов кривої 3 концентрація залишкового палива за зоною максимальної температури становить близько 10^{-8} — 10^{-7} , а концентрація кисню в точці максимальної температури дорівнює 0,157. Для аналогічних умов, але в умовах незалежності швидкості реакції від температури, ці величини становлять відповідно 10^{-5} — 10^{-6} і 0,171. Проте після вигорання залишкового палива, коли концентрація кисню в зоні активного тепловиділення підвищується, прискорення реакції починає сприяти підвищенню максимальної температури. Кінцева максимальна температура для сильно залежних від температури реакцій (криві 4, 5) трохи вища, ніж для реакцій, залежність



ТАБЛИЦЯ 3.2. Значення коефіцієнтів для розрахунку залежностей на рис. 3.26

Коефіцієнт	Номер кривої						
	1	2	3	4	5	6	7
A	0,1	0,07	0,05	0,05	0,05	0,03	0,02
E^*	20	20	20	15	10	20	20
B	$2E + 08$	$2E + 08$	$2E + 08$	$1,35E + 06$	9080	$2E + 08$	$2E + 08$
D	$3E + 07$	$3E + 07$	$3E + 07$	$2,02E + 06$	1362	$3E + 07$	$3E + 07$
D_1	$2E + 07$	$2E + 07$	$3E + 07$	$1,35E + 06$	908	$2E + 07$	$2E + 07$

швидкості яких від температури невелика (крива 3). Разом з тим різницю в динаміці зростання температури для реакцій з різним ступенем залежності їх швидкості від температури не можна вважати істотною. Висновок про слабкий зв'язок температурних залежностей із кінетичними коефіцієнтами було зроблено в публікації [105]. Отже, механізм формування високотемпературної зони насамперед визначається закономірностями конвективного теплопереносу в пористому середовищі від рухомого джерела, деякий внесок роблять особливості кінетики хімічних реакцій. Залишається справедливим висновок про залежність максимальної температури в зоні тепловиділення передусім від потужності джерела і співвідношення швидкостей руху джерела і фронту теплопереносу в пористому середовищі.

Оскільки не всі процеси під час горіння нафти в пористому середовищі пласта легко піддаються теоретичному обґрунтуванню, пізнати їх можна шляхом лабораторно-експериментальних досліджень. Основною метою експериментальних досліджень є одержання достатньо повної інформації про той або інший процес, вплив складу порід на горіння, температуру горіння, зміну хімічного складу нафти тощо.

В одній із доповідей [121] на 7-му Світовому нафтовому конгресі відзначалось, що під час внутрішньопластового горіння в пласті відбуваються дуже складні процеси: окиснювальні реакції, дистиляція, випаровування і конденсація легких фракцій нафти, перенос тепла теплопровідністю і конвекцією, фільтрація одно-, дво- і трифазної систем. Важливим результатом лабораторних досліджень є визначення таких показників: відношення об'ємів закачаного повітря і видобутої нафти; середня температура в зоні горіння; швидкість переміщення фронту горіння залежно від темпів витрат окиснювача — повітря.

Експериментальні дослідження показали, що кількість вуглеводнів, витрачених як паливо при горінні, що виражається в частках від порового об'єму, підвищується зі зменшенням пористості пласта. Водночас було встановлено, що витрати палива і максимальна температура в зоні горіння збільшуються з підвищенням густини пластової нафти, при цьому робочий тиск мало впливає на саме горіння, хоча в інших дослідженнях [122] йдеться про те, що підвищення тиску нагнітання впливає на процес. Було встановлено [123], що реакція між киснем повітря і пластовою нафтою проходить швидше з підвищенням температури і, як правило, займання відбувається після нагрівання пористого середовища до температури 93—150 °С. За температури близько 260 °С частина водню, яка входить до складу вигорівших компонентів нафти, утворює воду. Разом з тим утворюється кокс — паливо для розвитку горіння в пласті. Якщо температура фронту горіння понад 370 °С, то порода, через яку він пройшов, повністю звільнюється від коксу і рідини, тобто витісняється нафта.

Процес горіння можна схематично поділити на зони з різною температурою і різним витісненням нафти (рис. 3.27). У публікації [122] наведено кінетику внутрішньопластового горіння, з чого виходить, що внутрішньопластове горіння — це процес, в якому немає прямої взаємодії між киснем та вугле-

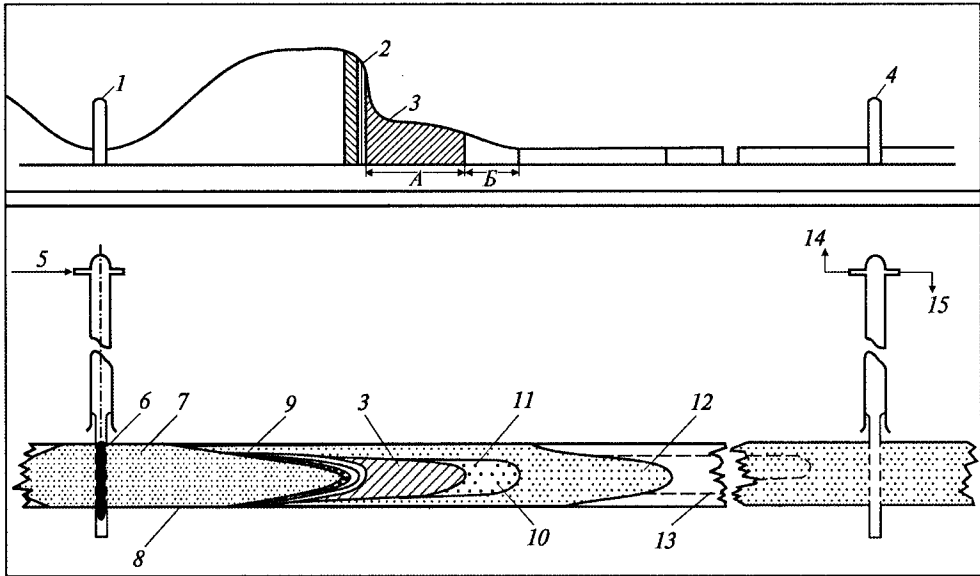


РИС. 3.27. Схема процесу прямого внутрішньопластового горіння:

А — зона пари; Б — зона конденсації нафти та водяної пари; 1 — нагнітальна свердловина; 2 — зона 315–650 °С; 3 — зона гарячої пари; 4 — експлуатаційна колона; 5 — повітря; 6 — підпалювальний пристрій; 7 — випалена зона; 8 — фронт горіння; 9 — кокс; 10 — гаряча вода; 11 — легкі нафтові фракції; 12 — шар нафти, що рухається; 13 — продовження фронту горіння; 14 — газоподібні продукти горіння; 15 — нафта і вода

воднями з утворенням CO_2 . Їх взаємодія веде спочатку до утворення проміжних сполук — спиртів, альдегідів і надкислот. І лише окиснення цих проміжних продуктів приводить до утворення CO_2 . Одержана інформація з окиснення легких вуглеводнів (CH_4 і C_2H_6) корисна і для розуміння механізму окиснення інших вуглеводнів.

Аналіз продуктів окиснення є надзвичайно складним завданням, оскільки невелике підвищення температури або наявність металевої поверхні може призвести до вибуху. Швидкість окиснення вуглеводнів змінюється в дуже широких межах. За температури нижче 200 °С границя вибуховості за тиском становить декілька атмосфер, але залежить від часу. Дослідження показали складність і багатостадійність реакцій окиснення.

За результатами досліджень з горіння пластової нафти в пористому середовищі [124] видно, що початкове відношення Н : С для горіння нафти в пласті є досить високим. Після того як частина водню вигорить, молекули вуглеводню, що залишились, і далі реагуватимуть з киснем, з подальшим утворенням сполук, що містять кисень, які, у свою чергу, утворюють оксид вуглецю і нові ОН-радикали. Проміжні продукти, окиснюючись і далі, утворюють нову кількість СО, ОН-радикалів і альдегідів.

В умовах внутрішньопластового сухого горіння швидкість фронту горіння набагато випереджає швидкість переносу тепла. Це можна пояснити тим, що

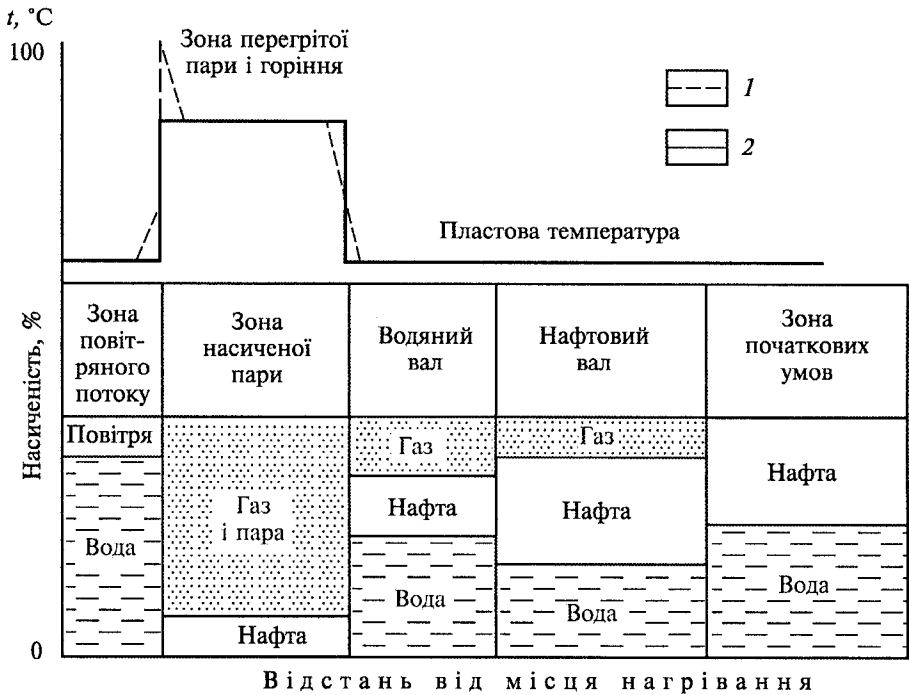


Рис. 3.28. Схема розподілу температури та насиченості в пласті зі створенням у ньому вологого внутрішньопластового горіння:
 1 — фактичне горіння; 2 — розрахункове

повітря, яке характеризується низькою теплоємністю, під час переміщення не може відбирати тепло, накопичене позаду фронту, від сухого пористого середовища пласта з такою швидкістю, з якою фронт горіння переміщується і нагріває пористе середовище пласта.

З метою використання накопиченого тепла позаду фронту горіння проведено дослідження [125] внутрішньопластового вологого горіння (ВВГ). Цей спосіб є комбінацією прямотечійного горіння із заводненням. Він відрізняється від сухого прямотечійного горіння тим, що може розвиватися і просуватися вперед навіть, якщо в зоні горіння спалюється не все паливо. Вода в процесі горіння його не гасить, а скоріше навпаки — збільшує ефективність процесу.

У результаті багатьох лабораторних експериментів встановлені температурні зони і зони насиченості в процесі ВВГ (рис. 3.28).

Лабораторні дослідження показали, що за способом ВВГ:

- відбуваються нижчі витрати повітря і витрачається менша кількість нафти на горіння, при цьому забезпечується більший видобуток нафти;
- спалюється тільки частина палива, що утворилося, коли відношення повітря дорівнює 535 м³/м³;
- у зоні пари витісняється значна кількість нафти (до 31 % об'єму пор).

Паралельно з роботами, що проводились у США, в СРСР дослідженнями А.А. Боксермана зі співавт. [126] також була доведена можливість використання тепла при подачі в зону горіння води у визначених відношеннях. Таке горіння в пласті є досконалішим. За ВВГ швидкість конвективного переносу тепла водоповітряною сумішшю наближається до швидкості переміщення фронту горіння і відхід тепла в навколишнє середовище за фронтом горіння практично виключається. Фронт вологого горіння збільшує охоплення пласта, де витісняється нафта, і при цьому порівняно з сухим горінням удвічі-втричі зменшуються витрати повітря.

У статті [127] стверджується, що після створення осередку горіння з подальшим нагнітанням повітря розвиваються зони горіння по пласту в напрямку до діючих видобувних свердловин. Після стабілізації процесу горіння в пласті було зафіксовано кілька характерних зон, а саме: зона горіння; фронт горіння; зона гарячої води; зона легких вуглеводнів; нафтовий вал попереду витіснення і, нарешті, зона, не займана впливом.

Відповідно до схеми, показаної на рис. 3.29, розподіл температури має форму теплової хвилі, що рухається, з піком у зоні горіння, різким падінням і поступовим виположуванням у напрямку видобувних свердловин і плавним зниженням температури в тилу фронту горіння — поблизу нагнітальної свердловини. Швидкість поширення теплової хвилі прямо пропорційна витратам повітря і концентрації кисню.

В зоні горіння відбувається термічне розкладання нафти, в результаті чого утворюється твердий залишок — кокс, який є паливом для горіння. Максимальна температура в зоні горіння становить 370—540 °С. Після окиснення коксу до температури 370—400 °С утворюються оксиди вуглецю. Встановлено, що швидкість спалювання вуглецю залежить від його концентрації, температури і парціального тиску кисню на поверхні контакту.

В багатозонній зоні — зоні випаровування — у фронтальній її частині, де температура перевищує 430 °С, відбувається часткове фракціонування нафти. Частина витіснених фракцій, що переміщуються в холодніші зони пласта, конденсується, після чого утворений твердий залишок накопичується в зоні горіння і є паливом. У цій зоні пластова вода перетворюється в пару, яка пе-

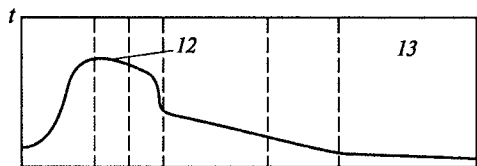


РИС. 3.29. Механізм процесу внутрішньопластового горіння:

K_n — насиченість (% порового об'єму); t — температура за Фаренгейтом; 1 — повітря; 2 — газова фаза; 3 — гази; 4 — легкі вуглеводні; 5 — кокс; 6 — гаряча вода і водяна пара; 7 — пластова нафта і легкі вуглеводні; 8 — гаряча вода; 9 — нафтова облямівка; 10 — прихована вода; 11 — пластова нафта; 12 — температура 315—650 °С; 13 — початкова температура

K_n					
		3	3	3	
1	2	4	7	9	11
		6	8	10	10
	5				

реміщується, і, конденсуючись, попереду себе витискує нафту. Після витіснення нафти паром величина залишкової нафтонасиченості становить усього 5—10 % порового об'єму. Механізм витіснення нафти в зоні пари відіграє важливу роль у сумарному видобутку нафти.

У трифазній зоні — зоні конденсації — нафта витіснюється в результаті комбінованого впливу води, пари (попереду фронту горіння) і змішаної фази. За низьких тисків, високої пористості і низької газонасиченості процес випаровування—конденсації помітно впливає на витіснення нафти. Дослідженнями було встановлено, що швидкість переміщення горіння визначається швидкістю конвективного переносу, зона максимальної температури і тепловий фронт не збігаються, внаслідок конвекції ця зона може бути розтягнутою. Швидкість пересування фронту горіння прямо пропорційна кількості коксу, осадженого на частинках породи, а швидкість поширення теплової зони пропорційна сумарним витратам газу і теплопровідності рухомих фаз.

Встановлено, що за температури до 345 °С реакційна здатність палива зростає з підвищенням температури, а в діапазоні 345—540 °С — зменшується. З цього виходить, що спочатку відбувається низькотемпературне окиснення, а потім — власне горіння з утворенням оксидів вуглецю і води.

Експериментальними дослідженнями встановлено, що питомі витрати і мінімальна потреба повітря для спалювання нафти в 1 м³ породи коливаються від 200 до 500 м³/м³.

За даними лабораторних досліджень [125], нафтовіддача із здійсненням ВВГ становить 60—90 %, однак це справедливо для лінійних систем з коефіцієнтом охоплення 100 %. За даними досліджень, в умовах плошової п'яти-точкової схеми розташування коефіцієнт охоплення в момент прориву може досягнути 60 %.

У публікації [127] наведено відомості про модифікацію способу подання води — ВВГ.

Н.А. Авдонін [106] наводить рівняння розподілу температури в пласті за наявності фронту горіння, яке враховує умови переносу тепла в пласті й теплообміну його з породами, що оточують. Порівняння результатів розрахунків за цією та існуючими формулами показало, що значення температури фронту горіння завищується на 30—45 %, якщо не враховувати теплообмін пласта з навколишніми породами. Якщо рух фронту горіння радіальний, розходження в значеннях температури горіння становить 40—60 %, що призводить до істотного розходження у визначенні моменту затухання горіння в пласті. Якщо мінімальна температура горіння дорівнює 350 °С, то час затухання, розрахований за запропонованою формулою, дорівнюватиме 2 рокам, а без урахування теплообміну з навколишніми породами — 4,2 року.

У статті [128] наведена наближена формула для розрахунків основних параметрів внутрішньопластового горіння. Якщо припускати, що тепло, утворене під час горіння органічних домішок, дорівнює тепловій течії, яка витрачається на обігрівання навколишніх порід, то задача зведеться до знаходжен-

ня усталеної фільтрації неомогенної рідини в неоднорідному пласті. Визначають швидкість просування фронту горіння для чотирьох-п'ятиточкових схем розташування свердловин.

Експериментально встановлено [129], що для горіння та його переміщення при крекінгу легкої малов'язкої нафти вуглецевий залишок (кокс) має становити не менше 1 % за масою. Крім того, виявлено, що оптимальний час, за яким утворюється найбільша кількість коксового залишку в моделі, дорівнює 17 год.

Дослідження, проведені з легкою нафтою (густина 843 кг/м^3 , в'язкість $10,3 \text{ мПа} \cdot \text{с}$), дали змогу виявити зону температур ($175\text{--}200 \text{ }^\circ\text{C}$), в якій нафта дає вуглецевий залишок (кокс), що набагато перевищує граничне значення (1 мас. частка, %), необхідне для ініціювання і підтримання фронту горіння в нафтовому пласті. Незважаючи на це, рекомендується перед початком процесу закачати на вибій нагнітальної свердловини деяку кількість важкої нафти, яка забезпечить створення осередку горіння за низьких температур і малих витрат повітря.

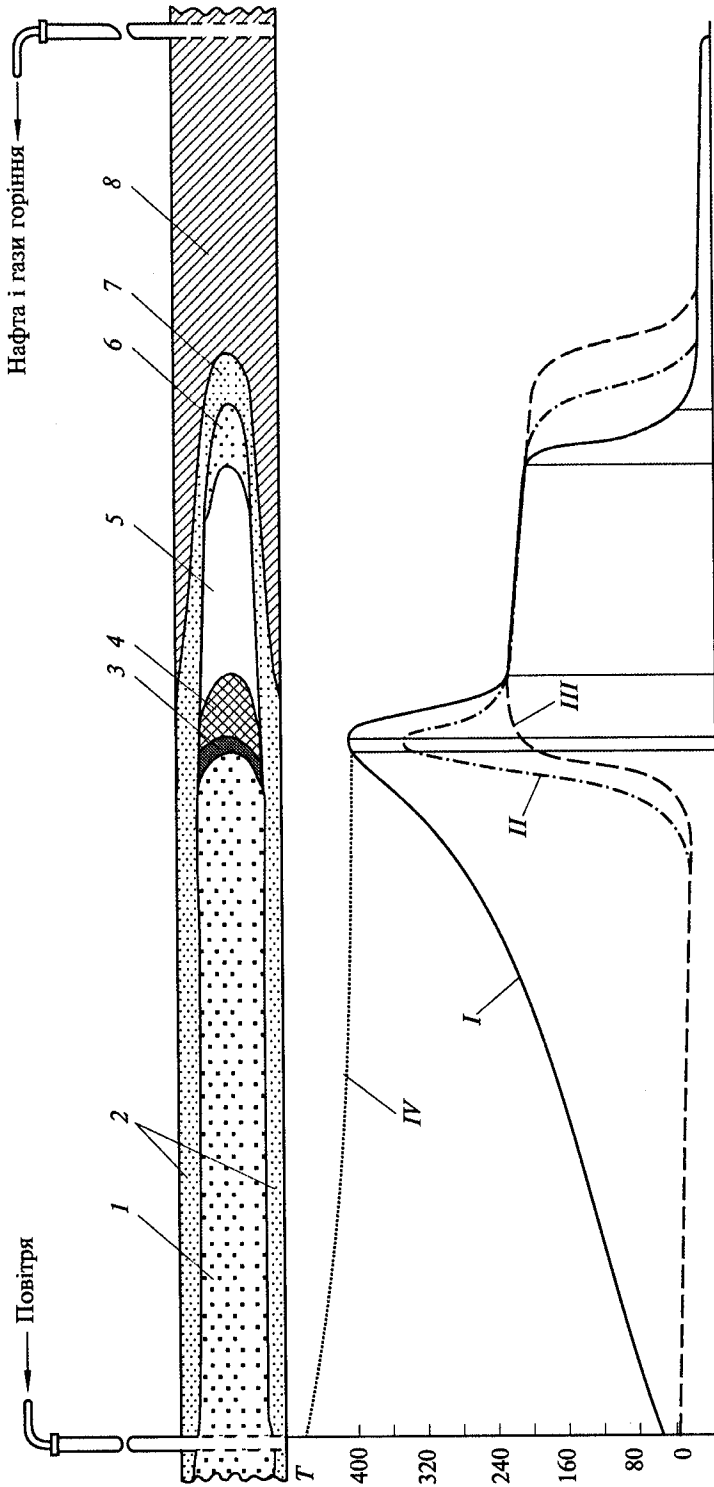
І.Д. Амелін [48] виявив, що внутрішньопластове сухе горіння в пористому середовищі з високов'язкою нафтою проходить за схемою, показаною на рис. 3.30.

Після того як стабілізувався процес горіння, в пласті у напрямку до видобувних свердловин автор виділяє декілька зон. У зоні 1 після проходження горіння залишається сухий випалений пісковик. У зоні 2 в покрівлі і підошві пласта має бути залишкова нафтонасиченість, оскільки в цих частинах горіння неможливе через зниження температури нижче за температуру окиснення. З цих частин пласта нафта витісняється під дією впливу гарячих газоподібних продуктів горіння.

Перед фронтом горіння під впливом високої температури із нафти утворюється важкий залишок — кокс, який є паливом для підтримання і переміщення горіння. Попереду зони коксування 3 знаходиться зона 4 — випаровування легких фракцій нафти і води за нижчої температури, меншої за температуру в зоні горіння. Далі формується більш широка зона 5, де відбувається конденсація пластової води і частини нафти. Основну частку пористого середовища в цій зоні займає кипляча вода, яка знаходиться у пароподібному стані і частково прилягає до зони гарячої води 6, температура якої нижча за температуру кипіння. У сукупності зони 4—6 в основний період розвитку процесу можуть бути значних розмірів і суттєво впливати на механізм витіснення нафти.

Попереду зони 7 до свердловин, через які вилучується продукція після проходження фронту горіння, знаходиться зона 8 з початковою пластовою температурою.

В 1950-х роках К.О. Оганов провів великий обсяг експериментальних досліджень зі створення і переміщення внутрішньопластового фронту горіння для цієї нафти. Дослідник зазначав, що осередок горіння можна формувати



РІС. 3.30. Схема розподілу характерних зон і температури під час прямого процесу внутрішньопластового горіння: I — розподіл температури в середній частині перерізу пласта по довжині під час сухого внутрішньопластового горіння; II — те саме під час вологого горіння; III — зниження температури на фронті горіння з переміщенням його по пласту; IV — те саме під час надвологого горіння; I-8 — зони процесу

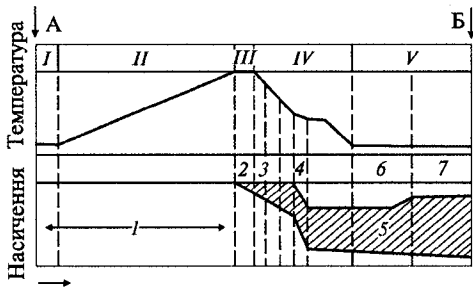


РИС. 3.31. Динаміка температур і насиченості.

Свердловини: А — нагнітальна, Б — експлуатаційна; I—V — зони до і після переміщення осередку горіння; 1 — нагнітання повітря; 2 — горіння; 3 — зона крекінгу; 4 — ділянка, зайнята паром; 5 — нафта (заштриховано); 6 — ділянка трифазного потоку; 7 — ділянка двофазного потоку

шляхом нагнітання або окиснювача (повітря) у попередньо нагріте і насичене гарячою речовиною пористе середовище, або газоповітряної суміші в гарячу зону пористого середовища. В обох випадках під час горіння тепло переноситься потоком нагрітого повітря і продуктами горіння. Змінення температури в об'ємі елемента пласта визначатиметься переважно тепловідділенням реакції горіння і балансом теплопровідних і теплоконвективних потоків.

Для вивчення явищ, що відбуваються в пласті, на їх основі — розробки способів регулювання процесом внутрішньопластового горіння, великий обсяг досліджень присвячується перебігу хімічних реакцій у пласті під час горіння і окиснювання нафти.

У дослідженнях [11], проведених на початку 1950-х років, хоча і не повністю були дотримані умови моделювання пласта, що містить малов'язку нафту, однак це дало змогу виділити в пористому середовищі такі характерні зони процесу:

- 1 — сухий білий пісок, де була максимальна температура, після проходження фронту горіння побічні речовини відсутні;
- 2 — пісок чорного кольору, частково насичений нафтою;
- 3 — пісок бурого кольору, насичений нафтою, що не відрізняється від початкового стану;
- 4 — пісок, насичений початковою нафтою.

Наявність цих зон можна пояснити таким чином. У міру нагрівання пористого середовища і переміщення фронту горіння нафта рухається попереду температурного впливу, однак важкі фракції, що виділяються з нафти під впливом підвищеної температури, залишаються у пласті. З досягненням високої температури вони поступово окиснюються з утворенням великої кількості коксу, тому пісковик набуває чорного кольору. З подальшим нагріванням до 350—400 °С кокс активно окиснюється і підтримує горіння в пористому середовищі.

Результати досліджень з урахуванням моделювання пласта, які розширили пізнання в цій галузі, наведено у статтях [130, 131]. Автори запропонували схему зон, що утворюються в процесі горіння (рис. 3.31). Згідно з цією схемою, розподіл температури в напрямку потоку окиснювача має форму тепло-

вої хвилі з крутим обривом у зоні перед фронтом горіння і поступовим зниженням позаду його. Це засвідчує, що перенос тепла і переміщення фронту горіння відбуваються з різними швидкостями: швидкість переносу тепла набагато менша за швидкість переміщення фронту горіння. У цьому випадку в задній частині фронту горіння накопичується значна кількість тепла, більша частина якого не використовується. Ці обставини привели до пошуку шляхів використання цього тепла, в результаті чого був розроблений спосіб ВВГ.

Дослідженнями [132] визначені розміри пароводяної зони, що утворюється перед фронтом горіння. Ця зона має велике значення для витіснення нафти гарячими теплоносіями.

На наш погляд, у випадку використання внутрішньопластового горіння для створення попередньої високотемпературної зони (облямівки) з подальшим переносом її ненагрітою водою основна роль у вилученні нафти належить парі і гарячій воді, які утворюються під час переходу ненагрітої води через високотемпературні облямівки.

Незважаючи на проведення великого обсягу лабораторно-експериментальних і теоретичних досліджень, не існує загальної інтегральної математичної моделі, яка б охопила усі процеси, що відбуваються в пласті під час внутрішньопластового горіння. Як видно, таку модель створити важко, оскільки різні нафти при цьому поведуть себе по-різному. Вирішення цього питання особливо ускладнюється із застосуванням способу на покладах, що містять нафту малої в'язкості, тому що фізико-хімічні явища, які відбуваються в пласті під час її горіння, відрізняються від таких явищ в умовах високов'язкої нафти.

А все ж таки розроблені методики розрахунків температурного поля, витіснення нафти, рівняння стехіометрії реакції горіння, методики розрахунку залишкового палива, визначення температури в зоні горіння та інші є дуже важливими і створили передумови для продовження та розвитку дослідно-промислових робіт і промислового впровадження способу впливу внутрішньопластовим фронтом горіння.

У зв'язку з цим наведемо приклади результатів деяких великомасштабних промислових досліджень і промислового впровадження процесів на покладах у цілому, які можна використати для умов покладів України. До цих умов належать глибина залягання пластів (>1000 — 1500 м) і в'язкість нафти (до 25 — 30 мПа · с).

Процес внутрішньопластового горіння на родовищі Бріа-Олінда (шт. Каліфорнія, США) проводили на крутопадаючому пласті на глибині 1040 — 1128 м з в'язкістю нафти 20 мПа · с (рис. 3.32).

На родовищі до початку згаданих робіт застосовували заводнення, а також ПТВ, однак останні виявилися неефективними. Внутрішньопластове горіння здійснювали на покладі пласта М-6 на двох ділянках (Q-2 і Q-1). На першій фронт горіння був створений у квітні 1972 р. у районі свердловини

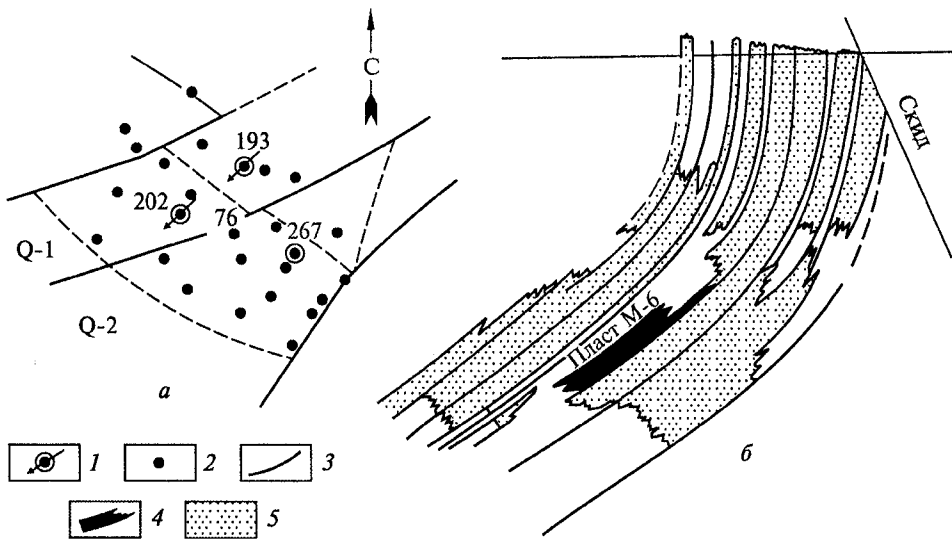


РИС. 3.32. Геологічна будова родовища Бріа-Олінда:

a — схематична карта об'єкта; *b* — поперечний геологічний розріз; свердловини: 1 — нагнітальні; 2 — видобувні; 3 — лінії скидів; 4 — дослідний об'єкт; 5 — інші пласти родовища

267, на другій — у лютому 1973 р. Ознакою початку горіння була поява у видобувних свердловинах оксиду вуглецю. Пласт характеризується підвищеною неоднорідністю, тому для забезпечення рівномірнішого охоплення горінням пласт у нагнітальних свердловинах розкривали малою кількістю отворів діаметром 15,25 мм.

Фронт горіння створювали послідовно в трьох інтервалах пласта знизу вверху. Після селективного створення фронту горіння в кількох інтервалах пласта повітря нагнітали через усі інтервали перфорації.

Досліджування нагнітальної свердловини 267 глибинним витратоміром до початку процесу показало, що приймальність зон поглинання за об'ємом повітря становила (знизу вверху) 28, 23, 25, 12 % загальних витрат. Приймальність цієї свердловини після створення фронту горіння знаходилась на рівні 43—85 тис. м³.

У процесі внутрішньопластового горіння у більшості видобувних свердловин, розташованих по падінню пласта, дебіти збільшились порівняно з початком робіт у 1972 р. на 45,8, а в 1973 р. — на 68,8 м³ (рис. 3.33). Цей процес продовжувався тривалий час.

Для запозичення досвіду становить інтерес дослідно-промисловий процес внутрішньопластового горіння на родовищі Хайделберг (шт. Міссісіпі, США) на глибині 3580 м (рис. 3.34). Характеристика пласта: пористість 16,4 %; проникність $39 \cdot 10^{-3}$ мкм²; в'язкість нафти 6 мПа · с.

Цей процес цікавий тим, що спосіб уперше випробували на такій глибині з нафтою в'язкістю 6 мПа · с. Закачування повітря для внутрішньопласто-

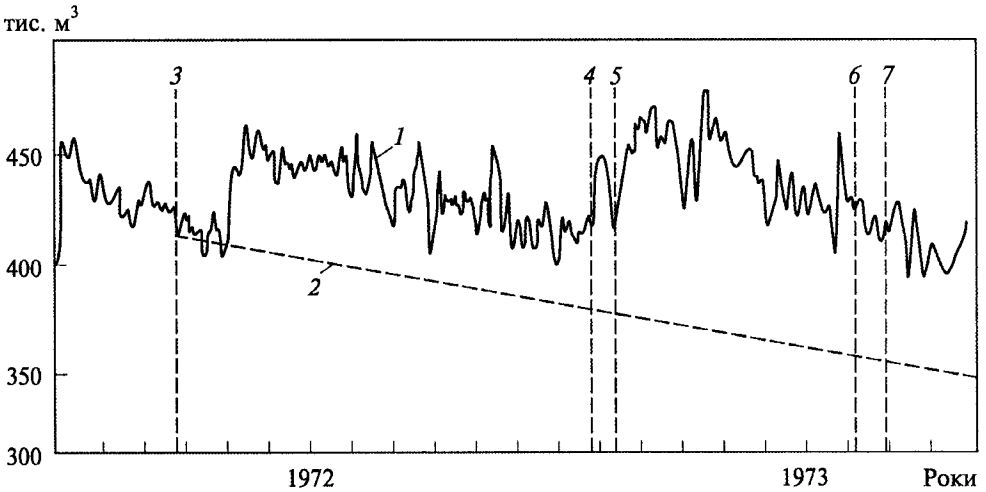


Рис. 3.33. Змінення видобутку нафти з покладу пласта М-6 родовища Бріа-Олінда при внутрішньопластовому горінні:

1 — динаміка видобутку; 2 — прогнозна динаміка видобутку без впливу на пласт; 3 — початок нагнітання повітря в св. 267; 4 — те саме в св. 202; 5 — проходження фронту горіння через св. 156; 6 — припинення закачування повітря в св. 202; 7 — початок закачування повітря в св. 193

вого горіння тут здійснювали у пласт V. Процес було розпочато в 1972 р. На 01.01.75 р. у пласт загалом було закачано 28,5 млн м³ повітря, сумарний видобуток нафти становив 60,5 тис. т, за питомих витрат повітря 470 м³/т нафтовіддача в результаті процесу збільшилась на 8 %. Витрати на процес окупились протягом 2,5 року.

Оскільки багаті поклади України обводнені і зосереджені на глибині понад 1500 м, для таких умов важливе значення має промисловий дослід з внутрішньопластового горіння на родовищі Слосс (шт. Небраска, США) [18]. (Цей дослід є прототипом пізніших робіт на горизонті П-3 Гнідинцівського родовища в Україні.) У результаті 20-річної розробки майже весь поклад був обводнений до 95 %. На родовищі, у приконтурній частині покладу (рис. 3.35), була вибрана дослідна ділянка площею 16 га.

Посередині чотирьох видобувних свердловин була пробурена нагнітальна свердловина на відстані 316 м від них. Видобувні свердловини в елементі були обводнені на 95—97 %.

Характеристика покладу на дослідній ділянці родовища Слосс:

Глибина залягання	1900 м	Пластова температура	93 °С
Нафтонасичена товщина	3,4 м	Густина нафти	830 кг/м ³
Середня пористість	20 %	В'язкість нафти в пласті	0,8 мПа · с
Середня проникність	482 · 10 ⁻³ мкм ²	Об'ємний коефіцієнт	1,05
Нафтонасиченість від об'єму пор	30 %	Запаси нафти, м ³ на ділянці	31000
Водонасиченість	70 %	на площі 1 га	1550
Пластовий тиск	23,2 МПа	на 1 га · м	460

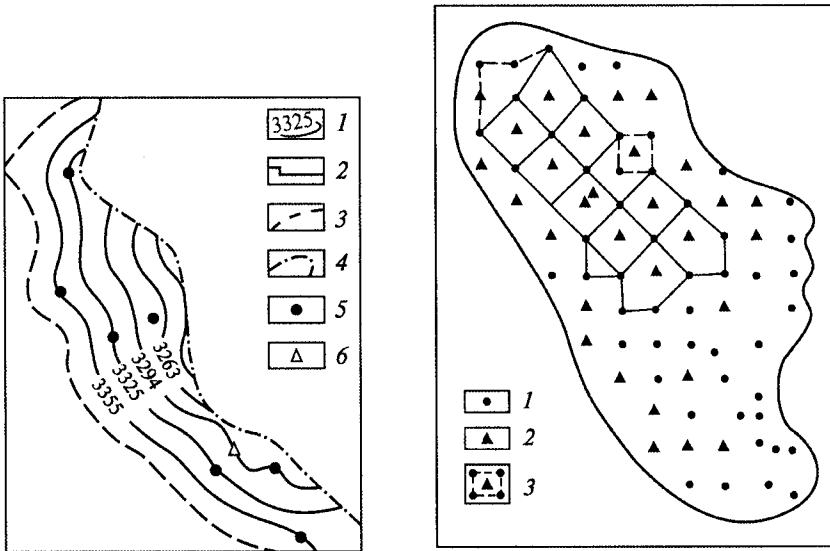


РИС. 3.34. Структурна карта пласта V і розміщення свердловин на родовищі Хайделберг: 1 — ізогіпси по покрівлі пласта V, м; межі: 2 — ділянки, 3 — зони бітумів, 4 — солі; свердловини: 5 — видобувні, 6 — нагнітальні

РИС. 3.35. Схема розташування ділянок при внутрішньопластовому горінні на родовищі Слосс.

Свердловини: 1 — видобувні, 2 — нагнітальні; 3 — дослідна ділянка

Властивості колектору пласта і нафти на ділянці не були ідеальними для проведення внутрішньопластового горіння. Аналіз взятих кернів після заводнення показав величину залишкової нафтонасиченості 16,5 %, яка є близькою до нижньої межі визначеного критерію для застосування нових методів. Проте в результаті численних геофізичних досліджень, а також визначення фазових проникностей була зроблена оцінка фактичної залишкової нафтонасиченості, яка становила 30 %, хоча автори [18] вважають, що вона нижча.

Перед ініціюванням горіння з дослідної ділянки було вилучено кілька тисяч тонн води без слідів нафти.

Для ініціювання горіння за 72 год було введено в пласт 31,5 млн кДж тепла, потім протягом 34 діб закачували повітря з витратами 28 тис. м³/добу; за 3 міс фронт горіння перемістився на 18 м від вибою нагнітальної свердловини. Після створення осередку горіння розпочали закачування води для забезпечення підтримання ВВГ. Середні витрати повітря — 40 тис. м³/добу, води — 300 м³/добу. Незважаючи на велику кількість води, горіння не припинилось, нагнітання повітря і води здійснювали за високих тисків — 23,2 МПа. За час проведення процесу ВВГ (2 роки 4 міс) було закачано 40,6 млн м³ повітря і 31 тис. т води, середні витрати повітря на 1 т вилученої нафти становили 3000 м³/т.

Результати, одержані на дослідній ділянці, стали основою для розширення процесу на великій площі цього родовища. Говорячи про масштабність процесу, слід нагадати, що за час його проведення було закачано 392 млн м³ повітря та 1,7 млн м³ води. Сумарний видобуток становив 104 тис. м³ нафти, було вилучено 2,5 млн м³ води і 316 млн м³ газу. В умовах високої температури пласта велику кількість вуглеводнів було вилучено разом із супутнім газом — 54 тис. м³ у перерахунку на рідкий пропан. Після припинення горіння продовжували нагнітання води, в результаті чого було вилучено ще 30 тис. м³ нафти.

Головна мета — перевірити технологічність процесу — повністю досягнута, крім того, була доведена можливість вилучення додаткової легкої нафти за допомогою ВВГ після заводнення покладу.

Розглянемо хід процесу ВВГ на родовищі Мей-Лілбі (шт. Луїзіана, США), розташованому на глибині 1080 м [133].

Площа покладу 16,2 га, схема розташування свердловин — за п'ятиточковою системою. Густина нафти 825 кг/м³, в'язкість у пластових умовах — 3 мПа · с. За даними лабораторного аналізу дистилювання нафти, кількість фракцій, що випаровуються за різних температур, така: 123 °С — 10 %; 126 °С — 20 %; 300 °С — 50 %; 343 °С — 80 %.

За період 1966—1969 рр. на двох ділянках було закачано 65,9 млн м³ повітря, з яким подавали воду в кількості 150 м³/добу. В результаті процесу ВВГ було вилучено понад 29 тис. т додаткової нафти при витраті повітря в середньому 2540 м³/т.

Вважається, що програма проведення ВВГ у пласті була успішною з погляду як організації робіт, так і економічного ефекту.

Американська компанія “Amoco Production” у 1969—1973 рр. проводила промислові дослідження способу ВВГ на покладах, що вміщують малов'язку нафту, в різних геолого-фізичних умовах [134]. Характеристика покладів: глибина залягання — від 660 до 1860 м; ефективна товщина пластів — від 3,3 до 22 м; в'язкість пластової нафти — від 0,8 до 8,6 мПа · с; густина нафти — 823—876 кг/м³; проникність — від 9,3 до 1700 · 10⁻³ мкм².

Випробування проводили в карбонатних колекторах на родовищах з природним водонапірним режимом, на покладах після тривалого заводнення, у високонеоднорідних горизонтах. Дослідження показали принципову можливість здійснення способу ВВГ на родовищах нафти з дуже широким діапазоном геолого-фізичних умов. Установлена також можливість створення високотемпературної зони і витіснення нафти із заводненого пласта. Виявлено, що за пластової температури 80 °С і вище повністю використовується кисень повітря, що закачується в пласт. Утім при проектуванні процесу ВВГ слід враховувати геологічну неоднорідність пласта.

З огляду і аналізу проведених робіт від 1950 р. і донині видно, що теплові способи готові до подальшого удосконалення і впровадження в промислових масштабах з метою максимального відбору нафти з покладів.

Технологічна ефективність процесів впливу теплоносіями (парою і гарячою водою) та внутрішньопластовим фронтом вологого горіння доведена не тільки лабораторно-експериментальними і теоретичними дослідженнями, а й більшістю промислових дослідів, а в багатьох випадках — великомасштабними роботами на всю пластову систему. Проте не завжди вирішувались питання економічної ефективності процесів і особливо ВВГ.

Основний обсяг робіт із застосування теплоносіїв здійснювався на покладах глибиною до 1500 м, на які можна транспортувати якісні теплоносії. Економічна ефективність у цих випадках знаходилась на рівні економічної рентабельності, навіть виявилася прибутковою. Те саме можна стверджувати і про застосування внутрішньопластового фронту горіння. Проте є побоювання щодо можливості застосування ВВГ на глибині понад 1500 м, однак як спосіб одержання теплової енергії безпосередньо в пласті — це високоенергетичний процес.

Е.Б. Чекалюк [135], аналізуючи хід процесів ВВГ на глибині понад 1500 м, показав, що компресори для компримування і нагнітання великої кількості повітря в пласт під високим тиском витрачають більше моторного палива на обробку 1 м³ пласта відносно кількості залишкової нафти, що міститься у цьому об'ємі пласта. Він розробив методику розрахунків питомих витрат палива залежно від глибини пласта для впливу ВВГ (табл. 3.3).

За даними табл. 3.3 видно, що питомі витрати палива для глибини 2000 м і більше перевищують у середньому запаси залишкової нафти в пласті, що зумовлює недоцільність застосування ВВГ на великих глибинах, тому що економічна ефективність процесів буде негативною.

В.П. Степанов [136] не погодився з таким висновком. Він вважав, що під час процесу ВВГ разом з видобутком нафти вилучується значна кількість газу. Цей газ складається з продуктів горіння і легких вуглеводнів, які можна спрямувати на підймання продукції (газліфтом) із свердловин і здешевити процес. З погляду В.П. Степанова, важливим показником процесу може бути коефіцієнт відтворювання енергії — відношення видобутої разом з нафтою енергії до одиниці об'єму пласта. Цей коефіцієнт змінюється в широких межах залежно від геолого-фізичних параметрів, початкової нафтонасиченості, глибини залягання пласта, КПД компресора, тиску компресора, від водоповітряного відношення агенту, що нагнітається в пласт.

ТАБЛИЦЯ 3.3. Витрати палива залежно від глибини залягання пласта

Показник	Глибина, м					
	66	160	320	660	1200	2000
Тиск нагнітання, МПа	1,0	2,5	5,0	11,0	18,8	30,0
Питомі витрати палива, кг/м ³	60,7	86,6	111,1	135,5	157,1	217,2

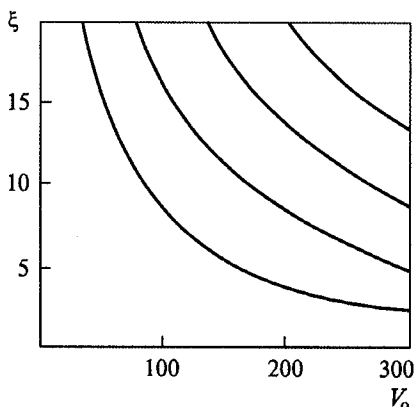


РИС. 3.36. Залежність коефіцієнта відтворювання (ξ) енергії під час внутрішньопластового горіння від питомої потреби у повітрі V_0

На основі розрахунків за запропонованою методикою були побудовані графіки (рис. 3.36), які характеризують залежність коефіцієнта відтворювання енергії під час ВВГ від питомої потреби повітря за різних значень теплоємності. Дослідник вважає, що для економічної оцінки процесу ВВГ величина коефіцієнта відтворювання відіграватиме важливу роль.

Слід зазначити, що під час аналізу промислових робіт у результатах не звертали уваги на дані щодо вилучення легких вуглеводнів.

На завершення огляду результатів теоретичних, лабораторно-експериментальних досліджень за методами теплового впливу для підвищення нафтовіддачі пластів зазначимо таке.

1. Вивчені і встановлені механізми витіснення нафти. За методом ПТВ цей механізм складається із сукупності факторів, які збільшують нафтовіддачу:

- витіснення нафти в зоні холодної води попереду зони пари і гарячої води;
- теплове розширення в прогрітих частинах пласта;
- зниження в'язкості;
- зміна відношення в'язкостей нафти і води з підвищенням температури;
- дистиляція легких компонентів у зоні пари і подальша конденсація в холодній частині пласта;
- витіснення нафти в паровій зоні.

За способом ВВГ механізм витіснення нафти починається з низькотемпературного окиснювання (180—200 °С), після чого утворюється твердий залишок — кокс, який є паливом для розширення фронту горіння, під час зіткнення якого з водою в пласті утворюється пара, а далі діє механізм, як при ПТВ. В усіх цих випадках витіснення нафти здійснюється високотемпературним пароводяним валом.

2. Застосування теплових способів впливу показало високу технологічну та економічну ефективність витіснення і вилучення значної кількості додаткової нафти. Ці способи впроваджують при розробці родовищ США, Канади, Венесуели, Росії, Китаю та ін.

3. Дослідження з вилучення малов'язкої нафти способами теплового впливу знаходяться на стадії промислового вивчення, треба розширювати промислові роботи за новими технологіями, розпочати дослідження із засто-

сування способів на глибинних покладах родовищ України. Встановлено, що легкі малов'язкі нафти швидше реагують на підвищення температури в пласті, ніж важкі, що сприяє їх витісненню.

4. Розроблена методика розрахунків технологічних параметрів процесів за методами ПТВ і ВВГ, які наведені у відповідних регламентувальних документах (РД).

5. Успіх розробки покладів способами ПТВ і ВВГ забезпечується за дотримання таких умов:

- обґрунтований вибір об'єктів для застосування способу;
- попередній вибір способу на дослідній ділянці покладу, за результатами якого опрацьовується технологія для покладу в цілому;
- проектування технологій процесу з урахуванням конкретних геолого-фізичних характеристик пласта, виявлених у ході робіт на дослідній ділянці;
- дотримання запроектованих параметрів розробленої технології;
- забезпечення технічними засобами і приладами, що здійснюють контроль і регулювання процесів, набування навичок у здійсненні всіх робіт обслуговуючим персоналом.

6. Необхідне вирішення деяких питань для сприяння ліпшому вилученню нафти з покладів, а саме:

- повне вилучення нафти з пластів за максимальних темпів обробки нафтового пласта;
- мінімальні енерговитрати на 1 т додаткової нафти;
- підвищення дальності дії високотемпературної зони;
- усунення термонапружень в обсадних колонах нагнітальних свердловин;
- запобігання і усунення шкідливих дій і засмічення навколишнього середовища шкідливими відходами промисловості.

7. Для виконання вищезгаданих завдань необхідно створити технічну базу для придбання обладнання, приладів і матеріалів, які б могли забезпечити надійне виконання запроектованих технологій.

3.1.4. Хімічні реакції як джерело теплової енергії

По суті всі теплові методи використовують хімічні джерела тепла в широкому розумінні терміна. Передусім це тепло, що виділяється в результаті спалення нафти і нафтопродуктів у теплогенераторах або пластів під час внутрішньопластового горіння. Низкою особливостей характеризуються методи, що використовують енергію хімічних реакцій між речовинами, які не є компонентами нафти і вводяться в пласт або свердловину спеціально для отримання тепла. Широковідомим у нафтовидобутку джерелом тепла є екзотермічна реакція металічного магнію із соляною кислотою.

Основною перевагою використання термохімічних джерел, у вузькому розумінні, для теплового впливу на пласт є їх технологічність. Ці джерела реалізують з використанням техніки і обладнання, які є на промислі і не потребують яких-небудь капітальних вкладань. Технології таких робіт легко адаптуються до умов і завдань. Наприклад, на базі екзотермічної реакції магнію з кислотою запропоновано кілька технологій впливу на привибійну зону пласта, вибір яких дає змогу найефективніше використовувати теплову енергію для впливу [50, 137].

Крім того, до позитивних якостей технологій, що використовують екзотермічні реакції, слід віднести:

- відсутність тепловтрат у стовбурі, властивих методам впливу з нагнітанням теплоносія з поверхні;
- необмеженість глибини впливу, незважаючи на тепловтрати у разі використання теплоносія та технічні засоби із застосуванням електронагрівачів;
- можливість регулювання сумарної кількості тепла, що вводиться, і температури об'ємами і концентраціями реагуючих речовин і технологічними прийомами;
- можливість отримання додаткових ефектів шляхом використання властивостей речовин, що беруть участь у реакції, і продуктів реакції.

Реакція магнію із кислотою — одна із найпотужніших з позиції кількості тепла, що виділяється, однак є багато інших реакцій, що проходять з виділенням тепла. У табл. 3.4 наведені деякі екзотермічні реакції, використання яких може виявитись доцільним у практиці нафтовидобутку.

Деякі реакції, поряд із тепловими, дають змогу використовувати й інші ефекти. Взаємодія оцтового ангідриду із аміаком дає значний тепловий ефект, але важливою її особливістю є те, що оцтовий ангідрид — це нафторозчинна речовина. Тому можна побудувати технологію робіт, за якої оцтовий ангідрид розчиняється в нафті з ефектом витіснення, що змішується, а потім вступає в екзотермічну реакцію із аміаком, зумовлюючи тим самим позитивні явища, пов'язані з тепловим впливом.

У результаті реакції аміаку із формаліном утворюється уротропін — інгібітор корозії металів. Тому цю реакцію можна використовувати і для захисту свердловинного обладнання від корозії — побічного наслідку після термохімічного впливу.

Із взаємодією аміаку з хлоридом водню утворюється хлорид амонію. Іон амонію, що входить до нього, є добрим трасером. Це дало нам змогу запропонувати технологію термохімічного впливу на привибійну зону з метою розширення профілю приймальності свердловин із подальшим контролем за напрямком і швидкістю фільтраційних потоків.

Технологічно отримання тепла за допомогою термохімічних реакцій можна здійснювати в стовбурі свердловини або безпосередньо у пласті. Вибір

ТАБЛИЦЯ 3.4. Тепловий ефект у результаті екзотермічних реакцій

Реакція ($A + B$)	E , кДж/моль	A , кДж/кг	B , кДж/кг	$\mu = A/B$	$\max \Delta T$, К
Оцтовий ангідрид + аміак $(\text{CH}_3\text{CO})_2\text{O} + 2\text{NH}_3 \rightarrow$ $\rightarrow \text{CH}_3\text{CONH}_2 + \text{CH}_3\text{COONH}_4$	1390	13,6	40,8	3,02	1300
Оцтовий ангідрид + луг $(\text{CH}_3\text{CO})_2\text{O} + 2\text{NaOH} \rightarrow$ $\rightarrow 2\text{CH}_3\text{COONa} + \text{H}_2\text{O}$	1480	14,5	37,0	1,28	1700
Формалін + аміак $6\text{CH}_2\text{O} +$ $+ 4\text{NH}_3 \rightarrow (\text{CH}_2)_6\text{N}_4 + 6\text{H}_2\text{O}$	368	5,41	2,03	2,65	98
Хлорид водню + гідроксид натрію $\text{HCl} + \text{NaOH} \rightarrow \text{NaCl} + \text{H}_2\text{O}$	177	4,85	4,43	0,91	225
Хлорид водню + аміак $\text{HCl} +$ $+ \text{NH}_3 \rightarrow \text{NH}_4\text{Cl}$	177	4,85	10,4	2,15	133
Хлорид водню + магній $2\text{HCl} +$ $+ \text{Mg} \rightarrow \text{MgCl}_2 + \text{H}_2$	470	6,44	18,9	3,04	460

Примітки: E — енергія реакції; μ — стехіометричні співвідношення, що характеризують кількість речовини A , потрібну для взаємодії з одиницею маси речовини B у розрахунку на чисті речовини; $\max \Delta T$ — оцінка максимального приросту температури в результаті теплового ефекту реакції за максимальної концентрації речовин у розчинах і без урахування тепловтрат.

тої чи іншої схеми залежить від мети впливу. Різні технологічні схеми по-різному впливають на умови і місце змішування реагентів, положення зони тепловиділення, її розміри, температуру в ній і теплообмін з пластом. Очевидно, що технологічну схему термохімічного впливу слід вибирати і розробляти виходячи із забезпечення максимально ефективного використання тепла, що виділяється, і побічних ефектів.

Для генерування тепла в стовбурі свердловини запропоновано кілька технологічних схем, що певною мірою залежать від фізичного стану реагентів.

Якщо обидва реагенти знаходяться у вигляді розчину, то найраціональнішою схемою є змішування їх нижче башмака ліфтових труб під час паралельної подачі по затрубному простору і ліфтовим трубам (рис. 3.37, *a*). Швидкість подачі реагентів має забезпечувати стехіометричне змішування їх у зоні реакції. Винятком може бути використання компонента із побічним ефектом. Наприклад, якщо одним із реагентів є кислота, тоді з метою впливу нагрітим кислотним розчином її можна подавати в зону реакції з надлишком. Простіші калориметричні співвідношення дають змогу оцінити температуру в зоні реакції, що здійснюється за такою схемою, однак для наочності наве-

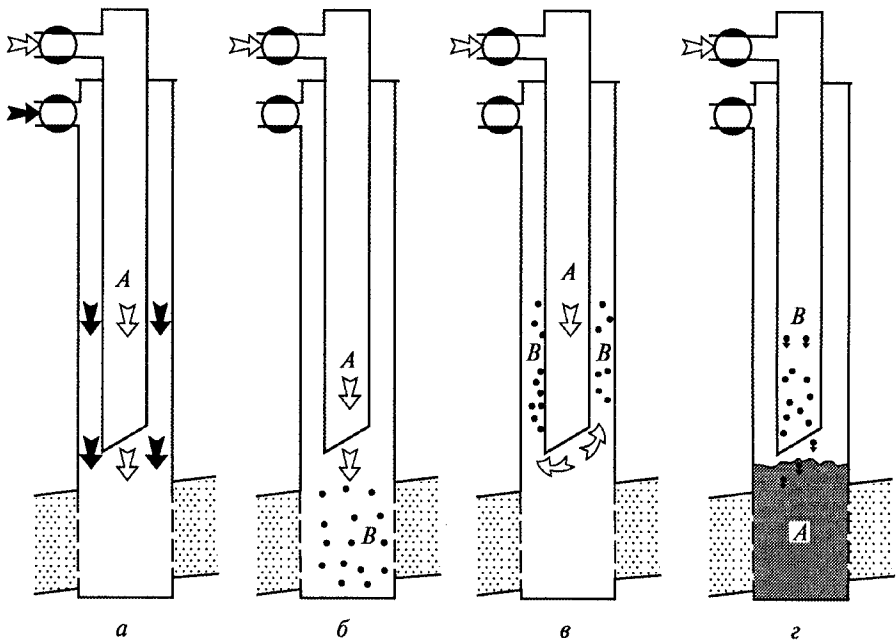


РИС. 3.37. Технологічні схеми проведення термохімічних реакцій у стовбурі свердловини. Пояснення у тексті

демо їх. Очевидно, що температуру розчину, який надходить у пласт, за цією технологічною схемою визначають за кількісним співвідношенням реагентів у розрахунку на чисту речовину в зоні їх змішування. В загальному випадку, якщо речовину B подають із надлишком, то кількість тепла, що виділяється, визначають за кількістю речовини A . Якщо не враховувати тепловтрат, які у разі нетривалого знаходження нагрітого розчину в стовбурі свердловини можуть бути незначними, і вважати, що об'єм продуктів реакції дорівнює сумі вихідних об'ємів реагентів (що зазвичай виконується із сприятливою точністю), то максимальний приріст температури розчину ΔT можна оцінити за співвідношенням

$$\Delta T = q_a \frac{N_a V_a}{c_p \rho (V_a + V_b)} = q_a \frac{N_a Q_a}{c_p \rho (Q_a + Q_b)}, \quad (3.38)$$

де q_a — питомий тепловий ефект реакції в розрахунку на одиницю маси речовини A ; N_a , N_b — початкові масові концентрації речовин A і B у розчині; V_a , V_b — об'єми розчинів A і B ; Q_a , Q_b — витрати розчинів A і B ; $c_p \rho$ — об'ємна теплоємність продуктів реакції.

Остаточну концентрацію речовини B , що знаходиться у надлишку, визначають за формулою

$$N_{b0} = (V_b N_b - \mu V_a N_a) / (V_a + V_b) = (Q_b N_b - \mu Q_a N_a) / (Q_a + Q_b). \quad (3.39)$$

При використанні твердої речовини як одного з компонентів можливий ряд технологічних схем, які забезпечують реакцію компонентів у стовбурі свердловини. У разі паралельної подачі реагентів по затрубному простору і ліфтових трубах (рис. 3.37, *a*) результируючий ефект може відрізнятись від випадку використання двох розчинів тільки за рахунок кінетики реакції речовин, що взаємодіють.

Гомогенні реакції відбуваються зазвичай із високою швидкістю. Кінетика гетерогенних реакцій сильно залежить від дисперсності твердого компонента, характеру продуктів реакції, що утворюються, швидкості їх відводу з поверхні твердого компонента, концентрації рідкого компонента. Інакше його залишок накопичуватиметься у стовбурі свердловин. У розрахунку слід враховувати: відносну швидкість падіння твердих частинок в розчині і зниження концентрації рідкого компонента через його змішування з рідким носієм твердого компонента. Якщо гетерогенна реакція відбувається відповідно до кінетичного рівняння Щукарева—Нернста, то умову повного розчинення твердого компонента B можна сформулювати у вигляді

$$N_b = \mu \frac{Q_a}{Q_a + Q_b} N_a [1 - \exp(-k\tau_0)], \quad (3.40)$$

де $\tau_0 = HF/(Q_a + Q_b + Fv_b)$ — час проходження частками твердого компонента відстані H від башмака ліфтових труб до вибою; k — стала швидкості реакції, яка в загальному випадку може залежати від концентрації твердого компонента в суміші, а також від його дисперсності, температури, тиску і швидкості потоку; F — площа прохідного перерізу експлуатаційної колони; v_b — відносна швидкість падіння твердих часток рідини B у розчині.

За малої відстані від башмака до вибою свердловини реакцію твердої речовини можна провести у псевдозрідженому шарі за схемою (рис. 3.37, *b*), яку запропонували Г.Д. Савенков із співавторами стосовно реакції гранульованого магнію із соляною кислотою. Тверду речовину в рідкому носії заводять у затрубний простір і туди ж через ліфтові труби подають розчин другого реагенту. Швидкість подачі останнього обирають із умови утворення в затрубному просторі псевдозрідженого шару, в якому твердий реагент знаходиться у завислому стані. Після реакції гарячий розчин протискується на вибій свердловини і в пласт.

Уникнути зниження концентрації розчинника шляхом змішування із рідким носієм твердого компонента дає змогу схема (рис. 3.37, *b*). Спочатку розчинником заповнюють простір експлуатаційної колони нижче башмака підйомних труб, потім в рідкому носії подають твердий реагент. Швидкість подачі суспензії твердого реагенту вибирають так, щоб з поворотом струменя з ліфтових труб у затрубний простір тверді частинки випадали на вибій і реагували з другим компонентом. Простота реалізації схеми, збіг у часі процесів тепловиділення і теплообміну з пластом через стінку свердловини дає пере-

вагу цій схемі перед схемою із псевдозрідженим шаром. Загальним обмеженням для останніх двох є умова відсутності інтенсивного поглинання продуктивними пластами робочих розчинів у відкритому затрубному просторі, тобто за тисків, близьких до гідростатичних.

В умовах інтенсивного поглинання пластом рідини за гідростатичним тиском доцільною є схема, що показана на рис. 3.37, г. За цією схемою на вибій попередньо намивають стовп твердого реагенту, а потім через нього прокачують інший реагент, одночасно протискуючи нагрітий розчин у пласт.

Технологія цікава тим, що реакція відбувається під час руху розчинника через нерухомий дисперсний матеріал. У таких умовах [138, 139] на температуру розчину впливатиме явище акумуляції тепла і вона може виявитися значно вищою, чим це впливає з простого балансового співвідношення, але нагрітою буде лише частина розчину. Закономірності процесу в таких умовах і оцінка температури наведені нижче.

Технології, що пропонують генерацію тепла в результаті термохімічних реакцій безпосередньо в пласті, передбачають послідовне закачування реагентів у пласт. Якщо використовувати як один з реагентів тверду речовину, то її можна вводити в пласт лише за наявності в ній природних або штучних тріщин відповідного розміру. Така технологія розроблена для застосування реакції гранульованого магнію із соляною кислотою (рис. 3.38), це так звана внутрішньопластова термохімічна обробка (ВПТХО) [50, 137]. Багато закономірностей ВПТХО і технологічних прийомів можуть бути з успіхом перенесені на інші матеріали. Зокрема, лабораторне дослідження процесу розчинення гранульованого магнію в соляній кислоті [140] показало, що тепло, яке виділяється, акумулюється поблизу зони реакції і вже через короткий проміжок часу максимальний приріст температури в ній може досягати 200 К, іноді вище. Фізичне тлумачення процесу акумуляції таке. Перенесення фізичних уявлень на пластові умови дає змогу дійти висновку, що під час ВПТХО високотемпературна зона формується на певній відстані від стінки свердловини і частина привибійної зони, яка прилягає до неї, залишається непрогрітою. Тому була запропонована технологія переносу тепла зворотним фільтраційним потоком з освоєнням свердловини у два етапи. На використанні цього самого ефекту ґрунтується і запропонований спосіб ліквідації прихватів бурових труб.

Застосування речовин, що знаходяться в розчинах, для внутрішньопластового генерування тепла пов'язане із завданням забезпечити змішування реагентів у пористому середовищі (рис. 3.38, б). Ефективне змішування може відбуватись, якщо перший із реагентів, що закачуються, утримується в пористому середовищі в результаті процесів абсорбції і адсорбції. Сорбентами можуть бути мінеральна складова пористого середовища, особливо глинисті компоненти, зв'язана вода і залишкова нафта. Найреальнішим є орієнтування на використання як абсорбентів зв'язаної води під час закачування водо-

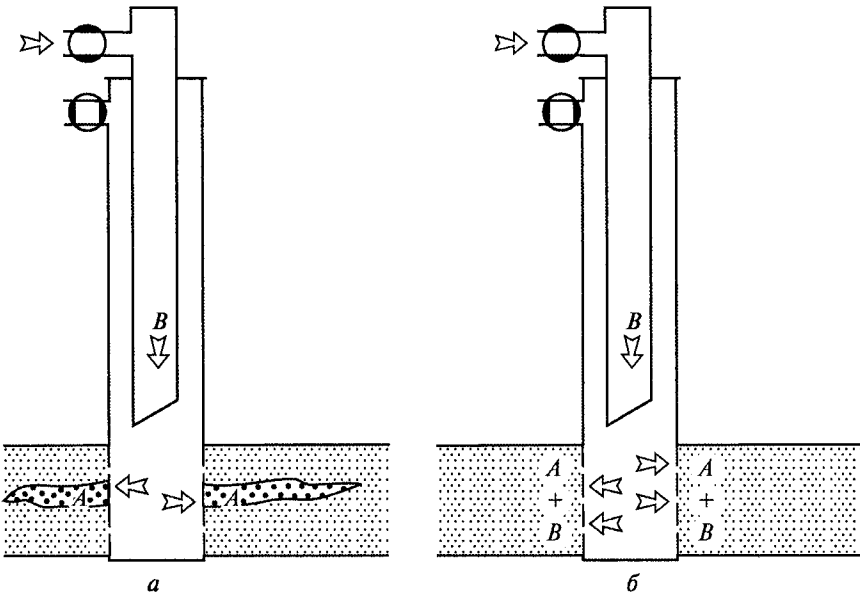


РИС. 3.38. Технологічні схеми проведення термохімічних реакцій у пласті. Пояснення у тексті

розчинних реагентів і залишкової нафти — нафторозчинних реагентів, наприклад оцтового ангідриду. Широкий вибір реагентів, особливо водорозчинних, можливість керувати процесом шляхом зміни концентрації речовин у розчинах, особливості теплопереносу в пористих середовищах, що дають змогу малопотужними тепловими джерелами формувати високотемпературні зони, роблять актуальним завдання про можливість використання термохімічних реакцій для теплового впливу не тільки на привибійну зону пласта, а й на пласт в цілому або елемент системи розробки.

Розглянемо принципову можливість формування теплової облямівки в результаті екзотермічних реакцій в пористому середовищі. Відомо, що за наявності в цьому середовищі джерела тепла високотемпературна зона від нього знаходиться в інтервалі між джерелом і фронтом теплопереносу (нижче цю закономірність проілюстровано докладніше). Якщо знехтувати тепловтратами, то, знаючи кількість тепла, що виділилось, положення джерела і фронту теплопереносу, легко встановити середню температуру у високотемпературній зоні. Якщо джерело і тепловий фронт рухаються з постійними швидкостями, то формула для оцінки температури в зоні локалізації має вигляд

$$\Delta T = \frac{E}{m_v c_1 \rho_1 \left| \frac{V}{V_t} - \frac{V}{V_0} \right|}, \quad (3.41)$$

де E — кількість тепла, що виділяється в результаті реакції в одиниці об'єму породи; m_v — частка об'єму пор, за якої рухається теплоносіє; $c_1 \rho_1$ — об'ємна

теплоємність теплоносія; V , V_p , V_0 — швидкість руху теплоносія, джерела і теплового фронту відповідно.

Швидкість руху теплового фронту визначають за співвідношенням об'ємних теплоємностей насиченого пористого середовища і теплоносія:

$$V/V_t = \frac{\sum_{i=1}^n m_i c_i \rho_i}{m_v c_v \rho_v} \quad (3.42)$$

Для визначення швидкості руху осередку вважатимемо, що високотемпературна зона формується в результаті термохімічної реакції між двома речовинами A і B . Процес відбувається за стехіометричним рівнянням



де R_i — продукти реакції; ϵ_0 — питомий тепловий ефект реакції. Причому речовина A нерухомо зв'язана в пористому просторі, а речовина B надходить у пористе середовище у вигляді розчину постійної концентрації C_b . Згідно з цим рівнянням масу речовини B , яка взаємодіє з одиницею маси речовини A , визначають за стехіометричним коефіцієнтом $\mu = \nu \mu_b / \mu_a$, де μ_b , μ_a — відповідно молекулярні маси речовин B і A .

Припустимо, що до моменту часу τ осередок реакції i , відповідно, осередок тепловиділення досяг координати x . Тоді буде справедливим балансове співвідношення

$$\int_0^x \mu N_a F dx = \int_0^x q_b c_b F d\tau - \int_0^x m_v c_b F dx, \quad (3.44)$$

де N_a — концентрація речовини A в розрахунку на одиницю об'єму пористого середовища; q_b — витрати розчину речовини B ; F — площа фільтрації.

Враховавши величини, що знаходяться під інтегралом по координаті, незалежними від часу і продиференціювавши по τ , отримаємо вираз для визначення швидкості руху осередку:

$$\frac{V}{V_0} = 1 + \mu \frac{N_a}{m_v C_b}. \quad (3.45)$$

На рис. 3.39 стосовно реакції соляної кислоти з гідроксидом натрію показані залежності приросту температури від концентрації реагентів. В цих розрахунках прийнято, що $m_v = 0,1$; $m_v c_v \rho_v = 420$ кДж/м; $V/V_t = 4$; $\epsilon = 4425$ кДж/кг, $\mu = 1,096$, якщо нерухомих реагент — луг (рис. 3.39, а), і $\epsilon = 4850$ кДж/кг, $\mu = 0,913$, якщо нерухомих реагент — кислота (рис. 3.39, б).

В обох випадках існують зони концентрацій, за яких теоретично можливе створення зон із температурою, цілком достатньою для ефективного теплового впливу. Очевидно, що це такі концентрації, за яких забезпечується близькість швидкостей осередку тепловиділення і теплового фронту. Не

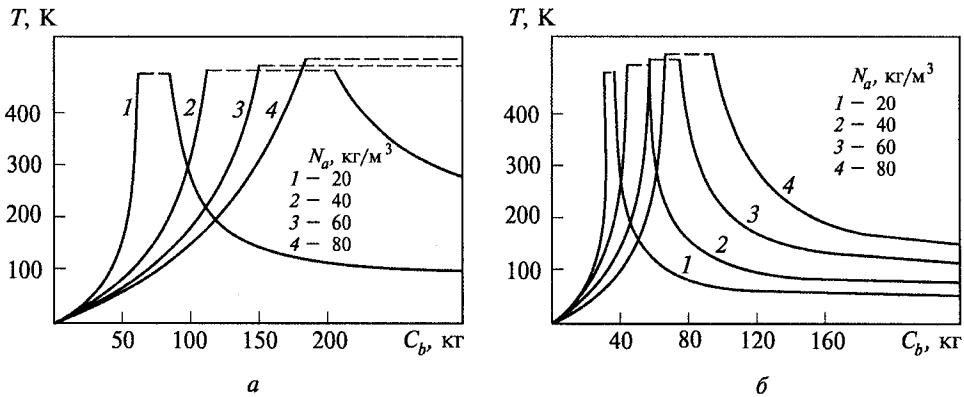


РИС. 3.39. Максимально можливий приріст температур для реакції соляної кислоти із лугом.
 Нерухомий реагент: а — луг, б — кислота

розглядаючи докладніше механізм утримання одного з реагентів, можна припустити, що концентрація його в пористому середовищі більшою мірою залежатиме від зовнішніх умов і меншою — піддаватися регулюванню. Водорозчинні реагенти можна утримати в пористому середовищі або адсорбцією на скелеті пористого середовища, або абсорбцією зв'язаною водою. В останньому випадку кількість утриманої речовини буде пропорційна об'єму зв'язаної води і концентрації закачуваного розчину. З рис. 3.39 видно, що, чим вища концентрація нерухомого компонента N у пористому середовищі, тим ширша зона концентрацій для розчину рухомого компонента, за якого забезпечується достатньо висока температура в зоні локалізації тепла. З цих позицій для взаємодії соляної кислоти із гідроксидом натрію як нерухомий реагент доцільно використовувати луг і закачувати його в пласт із максимально можливою концентрацією.

Для реакції оцтового ангідриду з аміаком максимальні прирости температури можливі, якщо нерухомим реагентом є оцтовий ангідрид (рис. 3.40). Прийнято $\epsilon = 13,6$ МДж/кг; $\mu = 3,02$. Для заданих умов можна впевнено говорити про можливість формування теплової облямівки, якщо в пористому середовищі утримуватиметься понад 5 кг/м^3 оцтового ангідриду. Якщо вважати, що утримання відбуватиметься абсорбцією оцтового ангідриду залишковою нафтою, то такий вміст його в пористому середовищі можливий.

Більш визначені і надійні висновки можна зробити для реакції соляної кислоти з гранульованим магнієм. Одна з технологій його використання, так звана ВПТХО [137], передбачає закачування гранульованого магнію в суміші з піском в тріщини пласта і потім прокачування через них розчину кислоти. Концентрація магнію в піску є величиною визначеною, яку встановлюють у ході робіт і якої достатньо точно дотримуються. Відповідно оцінки щодо температури в зоні локалізації тепла стають вірогіднішими.

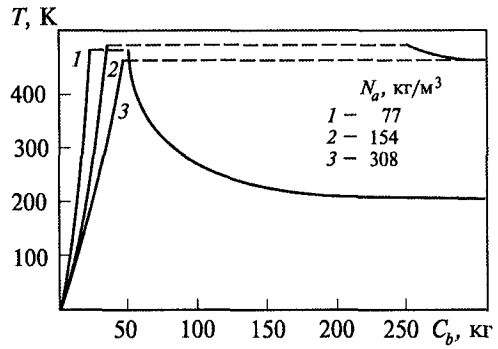
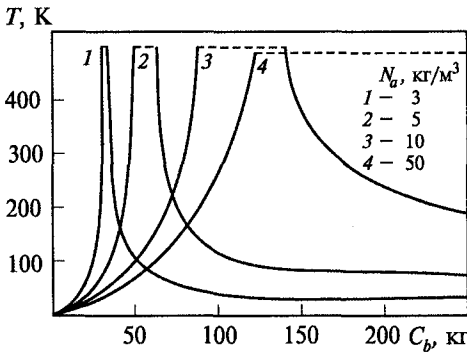


РИС. 3.40. Максимально можливий приріст температури для реакції оцтового ангідриду з аміаком

РИС. 3.41. Максимально можливий приріст температури для реакції гранульованого магнею із соляною кислотою

На рис. 3.41 показана залежність температури в зоні локалізації тепла у результаті реакції гранульованого магнею з соляною кислотою. Прийнято $\epsilon = 18,9$ МДж/кг; $\mu = 0,329$; $V/V_i = 5$; $m_v c_1 \rho_1 = 1260$ кДж/м; $m_v = 0,3$, для чого рекомендується використовувати 15%-й розчин HCl, а концентрацію магнею в піску — близько 10 %. Останнє відповідає його концентрації в розрахунку на одиницю об'єму пористого середовища $N = 154$ кг/м³. Як впливає з оцінок, таке співвідношення концентрацій приводить до утворення вузької зони з дуже високою температурою. Цей факт інструментально зафіксували В.М. Дорошенко і Г.Д. Савенков [140], коли на зовнішньому боці експериментальної колонки була зареєстрована температура понад 250 °С. Очевидно, що для цілей видалення асфальтосмолистих і парафінових відкладів такі температури недоцільні. Температуру в зоні локалізації тепла можна знизити розширенням високотемпературної зони. Для цього концентрацію магнею в піску потрібно знизити приблизно до 5 %. Природно, що для збереження загальної кількості тепла об'єм суміші, відповідно, слід збільшити.

Отже, існує принципова можливість створення високотемпературних теплових об'ємів в пористому середовищі в результаті відносно малопотужних екзотермічних хімічних реакцій. Разом з тим оцінки, що ґрунтуються тільки на специфіці теплопереносу в пористих середовищах, є досить грубими, оскільки ігнорують можливий принциповий вплив на локалізацію тепла процесів масопереносу в пористих середовищах, особливо в умовах багатозфазної і багатокомпонентної фільтрації. З досягненням температури фазових переходів вплив останніх на максимальну температуру в зоні локалізації може виявитися визначальним. На динаміку формування високотемпературних зон можуть істотно впливати кінетичні особливості хімічних реакцій.

3.2. Промислово-дослідні роботи з фізичних і фізико-хімічних методів

У світовій практиці видобутку нафти проведено багато досліджень із застосування діоксиду вуглецю. Втім в Україні немає джерел природного накопичення CO_2 , тому навряд чи цей метод знайде застосування для змішувального витіснення нафти.

Процес застосування газу і рідини, які в певних умовах утворюють єдину однорідну фазу незалежно від їх співвідношення, є змішувальним. Основними витискувачами нафти є вуглеводні — етан або пропан, діоксид вуглецю, які знаходяться в природних або нафтових (супутніх) газах.

Для економії вуглеводневих газів передбачається їх поетапне нагнітання для створення невеликих за об'ємом об'ямівок, які можна переміщувати дешевшими газами — метаном або димовими газами.

Витіснення газом разом з конденсатом є процесом, за якого досягається змішування з пластовою нафтою в результаті багаторазового контактування компонентів. Це дає можливість збагачення газу, що закачується, вуглеводнями від C_2 до C_4 . Закачка по черзі води і нафти забезпечує досягнення змішуваності при контактуванні флюїдів. Щодо фізико-хімічних методів є багато робіт із застосування хімічних реагентів для впливу на пласт. Із закачуванням додатку полімерів поліпшуються показники масово застосованого методу заводнення в результаті зміни відношення рухомості фаз. Коефіцієнт витіснення поліпшується шляхом збільшення в'язкості рідини; крім того, полімери можуть закупорювати більш дренавані високопроникні частини пласта.

Із закачуванням ПАР зменшується міжфазний натяг, і це дає змогу вилучити залишкову нафту після заводнення. Є різноманітні ПАР: іонні, катіонні, неіоногенні та ін. Заводнення з додаванням ПАР і полімеру (міцелярно-полімерний розчин) передбачає закачування об'ямівки ПАР з подальшим закачуванням полімерного розчину.

Із лужним заводненням діє інший механізм — закачування хімічних реагентів, що збільшують рН, таких, як оксид або карбонат натрію. Лужні хімічні реагенти змінюють змочуваність породи і сприяють утворенню емульсії в пласті. Після закачування лужних розчинів можна подавати полімерні розчини, які сприятимуть збільшенню коефіцієнта витіснення.

У публікації [141] розглянуто динаміку розвитку робіт за проектами фізичних і фізико-хімічних методів впливу на родовищах США, які є лідером у цій галузі (табл. 3.5). Із загальної кількості видобутої нафти в США 60 % вилучається паротепловим способом впливу, 23 — методом впливу вуглекислим газом і 12 % — фізико-хімічними методами. За полімерним заводненням кількість проектів у 1985 р. становила 178, до 1995 р. — різко скоротилась, роботи здійснювалися тільки за 11 проектами. За лужним заводненням у піковому 1983 р. у роботі знаходилось 11 проектів, у 1995 р. роботи велись по одному проекту, а міцелярно-полімерного заводнення вже в 1993 р. взагалі не

ТАБЛИЦЯ 3.5. Впровадження фізичних і фізико-хімічних методів впливу на родовищах США

Методи	Кількість проектів по роках											
	1975	1977	1979	1981	1983	1985	1987	1989	1991	1993	1995	1998
<i>Газові</i>												
Витіснення вуглеводневим газом із змішуванням і без змішування з нафтою	15	15	9	12	16	26	22	23	25	15	14	11
Витіснення CO ₂ із змішуванням з нафтою	9	14	17	28	40	33	49	52	52	54	60	60
Витіснення CO ₂ без змішування з нафтою	—	—	—	1	18	28	8	4	2	1	1	0
Витіснення азотом	—	—	3	3	3	3	2	3	2	0	0	0
<i>Хімічні</i>												
Міцелярно-полімерний	13	22	14	20	21	20	9	5	3	2	0	0
Полімерний	14	21	22	55	106	178	111	42	44	27	11	10
Лужний	1	2	6	10	11	8	4	2	2	1	1	1

було. За період застосування полімерного і лужного заводнення максимального вилучення (1,03 млн т) нафти було досягнуто в 1987 р., більше видобуток нафти не підвищувався, а в останні роки знизився до 100 тис. т/рік.

Набагато кращі показники видобутку нафти були досягнуті шляхом змішувального витіснення нафти вуглекислим газом. У 1998 р. видобуток нафти цим методом дорівнював 10,3 млн т.

Успішне використання в США проектів із змішувального витіснення нафти за допомогою CO₂ пояснюється тим, що в цій країні є природні джерела вуглекислого газу. Впровадження методу незмішувального витіснення припинили до 1995 р. Проте методом нагнітання азоту було вилучено в 1995 р. 1,4 млн т нафти, хоча нагнітання агенту в поклад і припинили в 1993 р.

Різке скорочення виконання проектів з фізико-хімічних методів впливу багато зарубіжних дослідників пояснює незадовільними витиснювальними властивостями прийнятих концентрацій полімерів і лугів та подорожчанням існуючих агентів, звідси і відповідна технологічна та економічна ефективність, хоча на ці методи покладали великі надії (табл. 3.6).

За даними табл. 3.6, метод змішувального витіснення CO₂ випробовували і застосовували в США у різних літологічних умовах порід: пісковиках, вапняках і доломітах, з глибиною залягання пластів від 1320 до 3190 м.

В'язкість нафти від 6 до 20 мПа · с, густина — від 821 до 865 кг/м³. Вплив здійснювали способом утворення попередніх об'ємів, об'єм яких змінювався від 15 до 65 % об'єму пор. Площа охоплення процесом становила 1750—1960 га, а на родовищі Прадхо-Бей (Аляска) вона сягала 60 тис. га.

Добовий видобуток нафти в результаті застосування методу збільшився від 40 до 60 %. Багато процесів продовжуються із значним ефектом.

У світовій практиці промислового впровадження методу змішувального витіснення нафти СО₂ найбільшим процесом, хоча він є старим за тривалістю часу (початок у 1972 р.), вважаються роботи на родовищі Келлі-Снайдер (шт. Техас), які продовжуються з вилученням великого об'єму додаткової нафти донині.

Це родовище було відкрито в 1948 р. Нафтоносний горизонт залягає на глибині 2040 м, представлений рифовим вапняком проникністю 0,019 мкм². Пласт підстелений майже горизонтальним дзеркалом підшовної води. Нафтоносний пласт розбурений за квадратною сіткою при щільності 16 га/св. Оскільки об'єм поставок вуглекислого газу дорівнює 5,7 млн м³, родовище розбили на чотири блоки.

Процес закачування СО₂ почали з 1-го блока на 53 нагнітальних свердловинах. За 18 міс проведення процесів видобуток нафти збільшився втричі — з 4,8 до 15,9 тис. м³/добу. Процес впливу продовжується, і планується одержати додатково понад 20 % початкових балансових запасів. Важливість процесу полягає в тому, що додаткова нафта вилучається після здійснення заводнення.

З 1983 р. фірма “Shell” здійснює один з найбільших промислових проєктів змішувального витіснення нафти вуглекислим газом на площі 11 200 га доломітової світи сан-андрес родовища Уоссон (шт. Техас). Глибина залягання 1585 м, пористість 12 %, ефективна нафтонасичена товщина 42 м, густина нафти 860 кг/м³. Поклад розбурений по сітці 400 м, або 16 га/св. Нафтовий поклад мав газову шапку, складається з 11 продуктивних пачок. У 1980 р. кількість видобувних свердловин досягла 902, нагнітальних — 363. На 01.95 р. цим методом на родовищі було видобуто 8,1 млн т додаткової нафти, процес продовжується. Фахівці передбачають, що нафтовіддача від початкових геологічних запасів підвищиться на 16 %.

Як позитивний приклад застосування методу змішувального витіснення нафти вуглекислим газом на родовищі Рейнджлі-уебер-сенд наведено у публікації [142]. Формация уебер складається з еолових пісковиків, що перешаровуються, і сланцевих глин, що залягають на глибині 1677—1982 м. Тут було встановлено шість продуктивних горизонтів. Пористість пластів понад 8 %, середня ефективна товщина 57,6 м, проникність змінюється від $0,1 \cdot 10^{-3}$ до $200 \cdot 10^{-3}$ мкм².

На площі покладу знаходиться 372 діючі видобувні і 259 нагнітальних свердловин для впровадження процесу нагнітання СО₂. Були проведені попередні лабораторно-експериментальні дослідження для виявлення ефектив-

ТАБЛИЦЯ 3.6. Вибудток нафти методом змішувального витіснення CO₂

Родовище, штат	Дата початку здійснення проєкту	Площа, га	Порода	Глибина залягання, м	Густина нафти, кг/м ³	Вибудток нафти		Прогнозоване збільшення видобутку, % від ПВЗ*
						усього	методом	
Ділянка SACROC, Техас	Січень 1972	19 600	Вапняк	1920	821	3442	1854	7,5
Уоссон (ділянка Денвер), Техас	Квітень 1983	8000	Доломіт	1560	860	5539	3504	16,5
Семпнол, Техас	Квітень 1983	6280	”	1643	850	6038	4043	9—15,4
Рендвелі, Колорадо	Липень 1988	6000	Піско-вик	1950	850	4717	1595	7,5
Мак-Еліо-Крік-Юніт, Юта	Лютий 1985	5376	Вапняк	1680	821	803	317	8,6
Мінс (Сан-Андрес), Техас	Листопад 1983	3400	Доломіт	1320	882	2022	—	7,1
Уоссон (Вілард), Техас	Січень 1986	3200	”	1530	865	586	278	12,3
Уоссон (ділянка ODC), Техас	Грудень 1984	3120	Доломіт, вапняк	1530	863	2028	1078	15—18
Слотер (Сентрал Маллет), Техас	1984	2564	Те саме	1495	862	553	161	8
Лігл-Крік, Міссісіпі	Грудень 1985	2480	Пісковик	3190	830	526	526	23,5
Доллард-хід, Техас	Травень 1985	2473	Доломіт	2340	825	298	94	14
Вест-Маллавей, Міссісіпі	Листопад 1986	2304	Пісковик	3110	835	202	202	18—19
Слотер (Істейт-Юніт)	Грудень 1984	2281	Доломіт	1495	865	1186	580	15

Закінчення табл. 3.6.

Родовище, штат	Дата початку здійснення проекту	Площа, га	Порода	Глибина залягання, м	Густина нафти, кг/м ³	Видобуток нафти		Прогнозоване збільшення видобутку, % від ПВЗ*
						усього	методом	
Туфредс, Техас	Січень 1974	1757	Пісковик	1440	845	92	92	15,6
Іст-Век'юн, Нью-Мехіко	Лютий 1981	1960	Доломіт	1350	835	1213	Немає даних	9,0

* ПВЗ — початкові видобувні запаси.

ності витіснення нафти як по розрізу, так і по площі, вивчались і оцінювались прийомистість пласта до закачування CO₂, профіль приймальності та пластовий тиск.

Дослідження показали, що закачування 30 % об'ємівки CO₂ за відношення води до газу 1 : 1 дає економічно обґрунтований оптимум нафтовіддачі від 7 до 10 % початкових геологічних запасів нафти.

До початку процесу нафтовіддача становила 37 % початкових запасів за водонафтового фактора 17 : 1. Нагнітання CO₂ почали в жовтні 1986 р. — близько 5,6 млн м³/добу. В 1995 р. у результаті застосування методу додатковий видобуток нафти становив 2162 м³/добу, тобто майже 55 % всього видобутку. Протягом останніх років проект, що реалізується, охопив процесом 80 % площі, яка розроблюється.

Поклад характеризується високою неоднорідністю і різною проникністю, наявністю тріщинуватих зон, тому протягом закачування агенту спостерігали нерівномірне переміщення газу по пласту. Досвід розробки родовища Рейнджлі повчальний тим, що процес здійснюється на неоднорідному покладі, який знаходиться на пізній стадії експлуатації.

Великомасштабний процес витіснення нафти вуглеводневим газом виконується на родовищі Прадхо-Бей (шт. Аляска). Пласт складений пісковиком, конгломератом і глинистими сланцями, залягає на глибині 2700 м. За товщиною пласт поділяється на чотири пропластки (21, 75, 21 і 48 м), які розмежовуються прошарками глинистих сланців. Середня пористість 23 %; проникність 0,4—0,7 мкм²; в'язкість пластової нафти 0,5 мПа · с; густина 890 кг/м³. Загальна площа нафтоносності — 60 тис. га. Наприкінці 1982 р. було розпочато процес змішувального витіснення нафти вуглеводневим газом, газ для закачування брали з газової шапки покладу. Під впливом процесу знаходилась дослідна ділянка площею 1460 га, вже в 1991 р. вилучили 1343 т/добу додаткової нафти.

У 1987 р. на родовищі розпочали здійснювати другий розширений проект на площі 23 200 га — найбільший у світі.

Великий обсяг робіт із змішувального витіснення нафти ведеться на родовищах Канади за допомогою вуглеводневих газів, оскільки природні джерела CO_2 тут обмежені. Одна з канадських компаній для поповнення джерела одержання CO_2 з метою підвищення нафтовіддачі планує отримати його по трубопроводу із заводу синтетичних палив з вихідних газів. Таким чином вирішуються два завдання: використання CO_2 для змішувального витіснення нафти і скорочення його викидів в атмосферу з метою захисту навколишнього середовища.

В Україні слід шукати шляхи використання CO_2 , що міститься у вихлопних газах великих електростанцій.

На початок 1996 р. у Канаді здійснювалось 58 проектів за новими методами підвищення нафтовіддачі пластів, у тім числі — 7 проектів змішувального витіснення нафти вуглекислим газом і 51 проект — вуглеводневим газом.

Найбільші проекти в Канаді здійснюються в провінції Альберта на родовищах Візард-Лейк і Голден-Спайк. Як розчинники застосовують вуглеводневі гази. Процеси проводять за способом об'ямівок, розмір яких коливається від 8 до 65 % об'єму порового простору. Для збільшення повноти охоплення процесом використовують схему витіснення нафти за допомогою горизонтальних свердловин. За способом змішувального витіснення нафти вуглеводневим газом з родовищ Канади в 1996 р. було вилучено 4,83 млн т додаткової нафти на площі 97 тис. га.

На покладах Китаю з 1991 р. розпочали промислові дослідження по 11 проектах з полімерного заводнення на невеликих площах. У 1995 р. було вилучено 700 тис. т додаткової нафти. Результати робіт виявились позитивними, тому проводяться роботи ще по 5 проектах, які було розпочато в 1997 р.

У колишньому СРСР також велись дослідження із застосування фізико-хімічних методів підвищення нафтовіддачі пластів. У 1991 р. на невеликих ділянках проводились роботи за проектами змішувального витіснення: вуглеводневим газом — 10, діоксидом вуглецю — 1, розчинами полімеру — 53, розчинами лугів — 34, водними розчинами ПАР — 29. У подальшому ці методи застосовували в Росії на родовищах Сибіру, Удмуртії, Башкортостану, Татарстану та ін.

Аналіз робіт з фізичних і фізико-хімічних методів підвищення нафтовіддачі пластів показав, що пріоритетним виявилось витіснення нафти газом в умовах як змішувального, так і незмішувального витіснення. Результати деяких досліджень з фізико-хімічних методів підвищення нафтовіддачі можуть бути використані для застосування їх на покладах України.

За даними публікації [143], фірма “Cuatro Oil and Gas Corp.” наприкінці 1980-х рр. розпочала полімерне заводнення на родовищі Регуляр (шт. Техас). Площа продуктивного пласта 180 га, ефективна товщина 3 м, середня проникність $0,061 \text{ мкм}^2$, пористість 16,4 %, густина нафти 839 кг/м^3 , в'язкість нафти в пластових умовах $0,86 \text{ мПа} \cdot \text{с}$. На площі розташовано 7 на-

гнітальних свердловин, в які протягом 4 міс закачали 160 м³ полімерного розчину.

Для того щоб досягти максимального охоплення процесом шляхом заку-порювання проникних зон, в пласт закачували багатокomпонентну полімерну облямівку. За 3 міс обводненість продукції свердловини знизилась на 25 %. Після одержання позитивних результатів фірма перейшла до безперервної закачки полімеру. Разом із зниженням обводненості продукції помітно підвищився видобуток нафти на площі. Фірма планувала вилучити 30 тис. т додаткової нафти, або 17 % початкових геологічних запасів.

У статті [144] наведено процес полімерного заводнення на родовищі Репден (Канада), що знаходиться у південно-західній частині провінції Саскачеван. Продуктивна формація верхній шокавон (юрські відклади) залягає на глибині 1400 м. Літологія змінюється від доломітизованих кварцових пісковиків до піщанистих доломітів і охоплює зони оолітових вапняків. Нафтонасичена товщина становить 5—9 м, густина нафти — 920 кг/м³, в'язкість нафти в пластових умовах — 10,6 мПа · с.

Дослідне полімерне заводнення було розпочато в 1986 р., на площі знаходилось 5 нагнітальних і 13 видобувних свердловин, розташованих по оберненій п'ятиточковій схемі. Для заводнення застосовували водну суміш, в якій концентрація полімеру (поліакриламід) становила 1500 мг/кг, у подальшому її знизили до 1100 мг/кг. Цей полімер є 36%-ю активною емульсією, яку піддавали циркуляції, щоб запобігти її осаджуванню.

Згідно з результатами, одержаними по двох свердловинах, застосування полімерного заводнення дало змогу підвищити дебіт з 65 м³/добу в 1986—1987 рр. до 180 м³/добу в 1990 р.

Процес полімерного заводнення продовжується, і за прогнозними оцінками кількість додаткової нафти має становити 650 тис. м³, або 15,1 % початкових геологічних запасів у пласті.

Аналіз попередніх показників процесу полімерного заводнення показав, що застосування полімерів приводить до змінення фазової рухомості, є технологічно і економічно ефективним.

У публікації [145] запропоновано критерії вибору об'єкта для полімерного заводнення: колектори мають бути представлені пісковиком проникністю понад 0,04 мкм², температура пласта — не більше 93 °С, в'язкість нафти в пластових умовах — не більше 40 мПа · с; перевагу слід віддавати однорідним пластам. Карбонатних колекторів слід уникати через значну неоднорідність і низьку проникність пласта [145].

У світовій практиці найбільше полімерне заводнення було розпочато в 1987 р. на китайському родовищі Дацин, відкритому в 1959 р. Запаси нафти на родовищі оцінюють у понад 2 млрд т.

За даними публікації [146], на родовищі поки що освоєно три пласти ранньої крейди (гоатайжі, путахоа і саерту), які залягають на глибині 700—1200 м, вміщують нафту в'язкістю 9,5 мПа · с у пластових умовах.

Лабораторні дослідження з пошуку шляхів підвищення нафтовіддачі для родовища були розпочаті в 1985 р. з метою вибору полімеру, придатного для хімічного заводнення, і визначення його характеристик для оптимізації концентрації, а також розміру облямівки. В результаті досліджень зразків поліакриламиду і ксантанової кислоти було встановлено, що процес закачування полімеру буде економічно рентабельним і що оптимальним характеристикам облямівки полімерного розчину відповідають концентрація полімеру 915 кг/кг і розмір облямівки 0,5 порового об'єму.

Перед тим як розпочати великомасштабне полімерне заводнення, провели два промислові експерименти: перший (РО) — на пласті Р, другий (РТ) — на пластах Р і S. Мета експерименту РО — забезпечення надійної інтерпретації даних для того, щоб зробити висновки стосовно ефективності запроєктованого полімеру. Цей експеримент мав підтвердити доцільність розширення процесу на все родовище.

На кожній дослідній ділянці знаходилось 4 нагнітальні, 9 видобувних свердловин і 2 спостережні обернені п'ятиточкові елементи з відстанню між видобувними і нагнітальними свердловинами 100 м. Були проведені попередні випробування на інтерференцію між нагнітальними і видобувними свердловинами шляхом послідовного закачування 3—5 облямівок води до 800 м³/добу.

Як полімер використовували порошок SNF-Floerger (американського виробництва), який розчинюється у воді. Після змішування порошку у воді висококонцентрований 20%-й і маточний розчини поміщали в резервуар для гідратації. Перед нагнітанням у розчин додавали зв'язник (натрієву сіль лимонної кислоти) і біоцид (формальдегід), щоб запобігти деструкції полімеру, утворенню нерозчиненого осаду і закупорки колекторів.

Протягом промислових досліджень збільшення тиску в свердловинах не перевищувало 3,5 МПа, тобто витіснення нафти відбувалось більш-менш рівномірно. Обводненість продукції на ділянці РО знизилась з 92,6 до 72,6 %, водночас видобуток нафти виріс з 50 до 150 т/добу. На ділянці РТ після 200 діб формування облямівок за допомогою полімерного розчину обводненість продукції знизилась з 92 до 82 %, відбір нафти збільшився з 55 до 230 т/добу.

Загальний видобуток нафти за час дослідних процесів становив на ділянці РО — 73 120, на ділянці РТ — 118 950 м³. Позитивні результати полімерного заводнення на цих ділянках стали основою для розширення робіт з полімерного заводнення на родовищі в цілому.

Починаючи з 1990 р. на площі Дацин будували об'єкти з виробництва полімерного розчину для реалізації процесу на всьому родовищі. Згідно з проектом, шляхом закачування полімерного розчину протягом 25 років мають вилучити 160 млн м³ додаткової нафти.

В Китаї роботам з максимального використання розвіданих запасів нафти надають велику увагу, а саме розширюють обсяги досліджень зі всіх нових методів підвищення нафтовіддачі [147].

Крім використання пари на родовищах Гаошань і Кламай, ведуться дослідно-промислові дослідження із закачування піни з ПАР на родовищах Юшень і Лаочжуньямя, лужного заводнення на родовищах Гудао, Янсанму і Сінгглунгтай. Для розширення робіт з нових методів підвищення нафтовіддачі крім галузевих інститутів залучені багато лабораторій Академії наук Китаю, які проводять дослідження з фізичного моделювання, фізичних вимірювань, пілотних випробувань, оцінки результатів для широкого впровадження та інших питань теоретичного характеру.

Лужне заводнення. В США за період 1960—1980 рр. було проведено 12 дослідно-промислових досліджень із застосування лужного заводнення [38].

Як приклад наведемо промисловий дослід на родовищі Мідуей-Сансет (шт. Каліфорнія), здійснений за допомогою емульсії типу “нафта у воді” і 1%-го (концентрація масова) розчину NaOH на площі 40 га, де розташовані 3 нагнітальні і 11 видобувних свердловин. Об’єм закачаної емульсії — 3 % порового об’єму пласта.

Проведений експеримент становить інтерес з деяких позицій:

- в експерименті перед і після формування облямівки закачали прісну воду, щоб відмежувати облямівку від солоної пластової води;
- перед облямівкою емульсії застосовували два індикатори, щоб виявити зони, по яких рухалася вода, що закачувалася.

Додаткова нафтовіддача була оцінена в 12,5 % початкових балансових запасів нафти на цій площі.

Промислові досліді на родовищі Харисбург (шт. Небраска), Синглетон (шт. Небраска), Уілмінгтон (шт. Каліфорнія) виявились також досить успішними.

На основі опублікованих результатів робіт зроблено такі висновки.

1. Нафтовіддача в промислових дослідіах завжди була нижчою, ніж за прогнозами на основі лабораторних досліджень. Причину можна пояснити тим, що пласт неоднорідний і це призводить до зниження коефіцієнта витіснення нафти та низького охоплення пласта розчином, що закачується.

2. У промислових дослідіах витрати лугу були більшими, ніж у лабораторних дослідіах, тому слід проводити попередні дослідіа в одній свердловині.

3. У лабораторних дослідіах зіткнулись з проблемою приймальності, тому нагнітальні свердловини мають забезпечувати приймальність запроєктованих об’ємів лужного розчину.

4. Під час промислових дослідіів спостерігалось утворення накипу на стінках видобувних свердловин і деякою мірою — закупорка пор приви́бійної зони.

5. В умовах контактування лужного розчину з пластовою нафтою може утворитися стійка емульсія типу “нафта у воді” і “вода у нафті”, які важко розруйнувати.

6. Лужна вода може спричинити винесення піску в свердловини.

На перший погляд, лужне заводнення є простим для масового впровадження, але виникає багато додаткових проблем з видобутком нафти.

Великий обсяг промислових досліджень з хімічних методів підвищення нафтовіддачі проводиться на родовищах Росії. Це пов'язано з тим, що в багатьох старих нафтодобувних районах Сибіру, Башкортостану, Татарстану та інших видобуток нафти зменшується. Тому в цих районах питанням максимального використання розвіданих запасів нафти приділяють пріоритетну увагу.

За даними публікації [148], в Росії у 1996 р. у промислових умовах знаходилось 195 діючих проектів, з яких понад половини — з хімічних методів підвищення нафтовіддачі. Новими методами підвищення нафтовіддачі охоплено понад 5 млрд т балансових запасів нафти. Проекти, що реалізувались, забезпечили приріст добуваних запасів у 250 млн т.

Фізико-хімічні методи підвищення нафтовіддачі в Росії застосовують на родовищах Західного Сибіру, Татарстану, Башкортостану й Удмуртії. Провідне місце в цих методах впливу на пласт займають застосування ПАР і полімерне заводнення. Одержання композицій полімерів у сполученні з різними реагентами істотно розширює діапазон застосування полімерів для впливу.

Результати дослідно-промислових процесів із застосуванням ПАР на родовищах Башкортостану і Татарстану та інших виявились обнадійливими і стали основою для розширення цих робіт [148—150].

На пізній стадії розробки родовищ для повнішого охоплення продуктивного пласта впливом можна використовувати принцип підвищення фільтраційного опору високопроникних обводнених зон пласта полімердисперсними системами (ПДС) [148]. За 10 років упровадження цієї технології на родовищах Урало-Поволжя і Західного Сибіру під час дослідних робіт було вилучено понад 2,2 млн т додаткової нафти, коефіцієнт вилучення на дослідних полях підвищився на 1,5—3,5 % з економічною рентабельністю.

На пізній стадії розробки пропонується закачка зшитої ПДС. Крім того, досліджувалась лужна модифікація ПДС. Вона збільшує фактор опору на 30 % і рекомендується для підвищення опору (пропускної здатності) колекторів з високою виробленістю.

На родовищах Башкортостану роботи із застосування нових технологій фізико-хімічних методів підвищення нафтовіддачі проводили на покладах з високою неоднорідністю пластів, складених теригенними і карбонатними породами [150]. Для випробування цих методів (табл. 3.7) використовували різні хімічні реагенти в різній модифікації: розчин силікату натрію і лугу з добавкою ПАА; лужно-полімерну композицію. За попередніми результатами процеси виявились позитивними, при цьому додатковий видобуток нафти на 1 т реагенту коливався від 25 до 270 т, є і низькі показники — 3 т нафти на 1 т реагенту. Аналіз результатів використання згаданих хімічних реагентів у різних геологічних умовах показав, що в результаті дослідних процесів було вилучено понад 2 млн т додаткової нафти зі зниженням об'ємів попутно вилученої води більше ніж на 50 млн м³.

ТАБЛИЦЯ 3.7. Застосування фізико-хімічних методів підвищення нафтовиддачі на родовищах Башкортостану

Родовище, площа (пласт)	Дата проведення експерименту, роки	Застосований реагент	Об'єм закачаного реагенту, тис. м ³	Розмір облямки реагенту в пласті, % порового об'єму	Концентрація діоксиду кремнію (лугу), %	Час початку реагування видобувних свердловин, міс	Обводненість на початок процесу, %	Зменшення обводненості, %	Додатковий видобуток нафти на 01.01.97 р., тис. т (на 1 т реагенту)
<i>Силікатно-лужний вплив</i>									
Арланське, Нововазинська (С2, С6)	1986—1996	Розчин силікату натрію і лугу з добавкою ПАА	2041	0,26	0,8 — 2 (0,5—1)	3—12	93—97	1—50	273 (133)
Арланська і Ніколо-Березовська (С2, С3)	1987—1996	Те саме	1374	0,16	0,8 — 2 (0,5—1)	3—12	93—97	1—20	173 (126)
Манчарівське, Ігнетівська і Абдулінська (1а)	1989—1993	Розчин силікату натрію і лугу	394	0,07	1—5 (0,5—2)	3—12	97	1—5	27 (68)
Ігровське, ділянка 4 (пласт В2 + Б10)	1992—1993	Розчин силікату натрію і лугу з добавкою ПАА	60	0,01	0,8 — 2 (1—2)	4—6	72,7	1—20	6 (100)
<i>Лужно-полімерний вплив</i>									
Наратівське (С4, С5)	1992—1996	Лужно-полімерна композиція	1216	0,04	(20—40)	3—6	93,3	1—10	105 (86)
Нововазинська (С2)	1990—1992	Те саме	1797	—	(20)	3—6	90,0	1—5	57 (32)
Арланська і Ніколо-Березовська (С2, С3)	1995—1996	”	104	—	(40)	3—6	93,4	1—2	3 (28)
	1990—1996	”	478	—	0—2 (15)	3—12	96,6	1—10	61 (127)
Саусбашівське	1994	”	160	—	2 (15)	3—6	97,0	1—5	9 (56)

Для розширення масштабів упровадження фізичних і хімічних методів на родовищах Башкортостану АНК “Башнафта” розробила і реалізувала комплексну програму з бурінням і використанням свердловин з горизонтальними стовбурами.

Отже, у великих нафтодобувних країнах — США, Канаді, Росії і Китаї досягнуто великих успіхів у справі створення нових технологій методів підвищення нафтовіддачі пластів з різною геологічною будовою, що містять нафту різної в'язкості. Роботи з нових методів визначили шляхи їх удосконалення з метою максимального вилучення нафти і впровадження на покладах у цілому.

Аналіз великого обсягу лабораторно-експериментальних і теоретичних досліджень, а також дослідно-промислових випробувань з теплових, фізичних і фізико-хімічних методів впливу, проведених у світі, дав змогу з великою переконливістю довести їх технологічну, а разом з нею економічну ефективність процесів за згаданими методами і зробити висновки, що до числа підготовлених для максимального вилучення нафти належать такі.

1. Способи застосування теплоносіїв (пари і гарячої води) на покладах глибиною до 1500 м незалежно від в'язкісної характеристики нафти. Для розширення глибини покладів до 3000 м потрібно завершити промислові дослідження і створити внутрішньосвердловинне обладнання, яке зможе забезпечити доставляння в пласт якісного теплоносія.

2. Спосіб внутрішньопластового “вологого” горіння незалежно від в'язкісної характеристики нафти, яка насичує об'єкт, що проектується. Для застосування цього способу на покладах глибиною понад 1500 м потрібно вирішити питання зниження вартості компримованого повітря, щоб вартість повітря не перевищувала вартості виробництва і транспортування його в пласт. Залишкова нафтонасиченість пласта має бути не менше 0,5. Процес ВВГ особливо ефективний в пластах з асфальтено-смолистою нафтою, з якої утворюється надлишкова кількість твердого палива (коксу) для підтримання горіння в пласті.

3. Метод змішувального витіснення нафти вуглеводневими газами (етан, бутан, пропан) та CO_2 , які є розчинниками нафти. Метод можна застосовувати на неоднорідних покладах глибиною до 4000 м. Є можливість підвищення ефективності впливу на пласт зазначеними розчинниками, якщо продовжувати контактування з нафтою на всьому шляху проходження розчинника.

4. Технологія водогазового впливу, за якого відбувається спільне нагнітання водогазової суміші або почергове закачування газу і води.

5. Метод витіснення нафти розчинами полімерів і технологія системного впливу ними на пласт. Метод має модифікації, пов'язані з додавкою луґу. Хімічні методи ефективні для покладів після заводнення.

На завершення слід наголосити, що оптимізм дослідників зі стратегії застосування нових технологій методів підвищення нафтовіддачі ґрунтується на результатах комплексного вирішення проблеми максимального вилучення нафти, досягнутого фундаментальними дослідженнями і дослідно-промисловими випробуваннями процесів, виконаних у великому обсязі у нафтодобувних країнах світу.



ДОСЛІДЖЕННЯ І РЕЗУЛЬТАТИ ВПРОВАДЖЕННЯ НОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ В УКРАЇНІ

Нафтодобувна галузь має потребу в технології, яка забезпечуватиме, з одного боку, максимальне вилучення нафти від наявних балансових запасів, з іншого — рентабельні економічні показники процесу. Перед такою технологією ставляться відповідні вимоги: можливість її застосування у різних гірничо-геологічних і глибинних умовах, мінімальне технічне доозброєння процесів, висока техніко-економічна рентабельність, безпека проведення процесів і збереження екологічної чистоти навколишнього середовища.

Таку всеосяжну універсальну технологію максимального використання розвіданих балансових запасів створити неможливо. Проте науковці і виробничники нафтодобувних країн світу шукають способи вирішення цієї проблеми шляхом проведення досліджень і впровадження окремих процесів нових методів впливу.

Недобувні запаси нафти внаслідок уведення в розробку нових родовищ з року в рік зростають, причому там, де вкладені великі кошти. До таких належать родовища України, де середні добувні запаси не перевищують 25—30 % розвіданих запасів нафти, що знаходяться на балансі.

Нафтові родовища України відрізняються складною геологічною будовою — неоднорідністю колекторських властивостей порід за наявності багатопластовості в розрізі з різною товщиною пластів, від 1 до 40 м, що здебільшого не сприяє високій нафтовіддачі. Крім того, основні залишкові запаси нафти зосереджені на глибині 1500—3000 м. На більшості родовищ поширеними методами розробки є заводнення різної модифікації й інтенсифікація видобутку нафти.

Підвищення ступеня вилучення нафти з розроблюваних покладів є актуальною проблемою і має важливе значення для України — це дає можливість залучити до енергетичного балансу величезні резерви розвіданих геологічних запасів нафти навіть вкрай виснажених покладів нафтових районів країни. Понад 90 % покладів вміщують нафти в'язкістю до 10—20 мПа · с.

В'язкість нафти в пластових умовах безперервно змінюється у широкому діапазоні, тому фізичну межу малої і високої в'язкості нафти встановити важко. Навіть високов'язкі нафти (понад 30 мПа·с), як було встановлено за класифікацією (для теплових методів) у колишньому Союзі, у пласті зберігають стан текучості, але з наближенням до вибоїв свердловин поступово втрачають текучість, що створює труднощі у її видобуванні.

Якщо виходити з позицій розробки покладів і застосування різних традиційних методів впливу, можна встановити умовну межу малої і високої в'язкості.

З літературних джерел випливає, що методи заводнення (без хімічних додатків), які широко застосовують на покладах нафти в'язкістю понад 10 мПа·с, не дають суттєвого підвищення нафтовіддачі. Сприятливими для методів заводнення вважаються такі умови, за яких відношення рухомості води і в'язкості нафти становить 1 : 10.

На практиці за класифікацією в'язкісної характеристики в пластових умовах розрізняють нафти, мПа·с: малов'язкі — до 10; підвищеної в'язкості — від 10 до 30; високов'язкі — понад 30.

Отже, слід вважати, що до категорії малов'язких можна віднести нафту, якщо під час видобування її шляхом застосування основних методів розробки — методів заводнення — буде досягнутий найвищий коефіцієнт витіснення, доведений до 0,5. Викладене дає змогу зараховувати до категорії малов'язких нафти в'язкістю у пластових умовах не більше 5—10 мПа·с.

Незважаючи на великий обсяг теоретичних і промислових досліджень, пов'язаних з розробкою нових методів, завдання повнішого вилучення малов'язких нафти ще недостатньо вивчене і тому залишається дуже актуальним.

Поряд із залежністю від геолого-фізичної характеристики порід ступінь вилучення нафти, що характеризується нафтовіддачею покладу, залежить від технології і системи розробки. Низька нафтовіддача пояснюється тим, що гірничо-геологічні умови багатьох покладів не сприяють високій нафтовіддачі на природному режимі розробки, навіть із застосуванням різних модифікацій методів заводнення, а також методів інтенсифікації видобутку нафти. Це пов'язане з тим, що фільтрація багатокомпонентних сумішей вуглеводнів при розробці нафтогазових покладів супроводжується складними процесами.

В процесі розробки нафтогазового пласта безперервно змінюються умови фільтрації пластового флюїду (швидкість руху окремих фаз, їх густина і в'язкість) з наближенням до вибоїв видобувних свердловин. Переміщення багатофазної системи в пористому середовищі пласта, як правило, супроводжується переходом окремих компонентів у рідину або газову фазу. Особливо такі зміни відбуваються в покладах з початковим режимом розчиненого газу.

Покладів з режимом розчиненого газу в світовій практиці дуже багато, до таких належать поклади менлітових порід Західного нафтового регіону України. Тому сукупність згаданих факторів не сприяє максимальному вилученню і використанню розвіданих запасів нафти.

4.1. Інтенсифікація видобутку нафти

Дія на багат шарові пласти через привибійну зону свердловин насамперед має забезпечити відновлення природних фільтраційних характеристик низькопроникних прошарків, введення в розробку непрацюючих прошарків пласта, максимальне зменшення неоднорідності продуктивного розрізу пласта.

На цей час є надзвичайно багато методів спрямованої дії на багат шарові пласти, однак всебічно обґрунтованої систематизації їх не розроблено. Д.О. Єгер запропонував [151] класифікацію направлених методів дії на привибійну зону пластів (ПЗП), в основу якої покладено механізм керування параметрами процесів для досягнення спрямованості їх дії.

В основу систематизації направлених методів дії на ПЗП, запропованої нами, покладено технічні та технологічні критерії щодо дії методів, які забезпечують спрямованість їх дії (рис. 4.1). У результаті досліджень технологічних, технічних і фізико-хімічних критеріїв спрямованості дії на ПЗП всі методи поділити можна на дві групи: спрямовані і селективні.

4.1.1. Розробка спрямованих методів дії на привибійну зону багат шарових пластів

Відповідно до зазначеної класифікації направлених методів дії на ПЗП, спрямовані методи мають забезпечити дію на частину або окремих прошарок продуктивного розрізу. Очевидно, що найліпшим і найефективнішим є забезпечення цих процесів спеціальною конструкцією вибою свердловин. У світовій практиці широко використовують цілу гаму за колонних пакерів, циркуляційних клапанів, розмежувальних пакерів та інших пристроїв конструкції відомих фірм "Htaliburton", "Lanes", "Baker", ВНИИБТ. Аналогічні конструкції розробило українське виробничо-наукове об'єднання "Карпатнафтомаш".

Важливо сформулювати основні критерії розкриття багат шарового продуктивного розрізу перфорацією, які зводяться до такого:

- прошарову перфорацію треба проводити від шарів з найнижчими ємнісно-фільтраційними характеристиками (ЄФХ) до шарів з найвищими ЄФХ з випробуванням кожного шару і спрямованою дією на ПЗП щодо відновлення ЄФХ до природної;
- якщо в продуктивному розрізі виділено кілька експлуатаційних об'єктів, розкриття слід проводити від об'єктів з нижчими ЄФХ до об'єктів з вищими ЄФХ з пошаровим випробуванням та дією на ПЗП щодо відновлення ЄФХ до природних;
- в умовах незначного літологічного розмежування прошарків і незадовільного цементування експлуатаційної колони не треба використовувати методи перфорації, що можуть порушити герметичність розмежування;

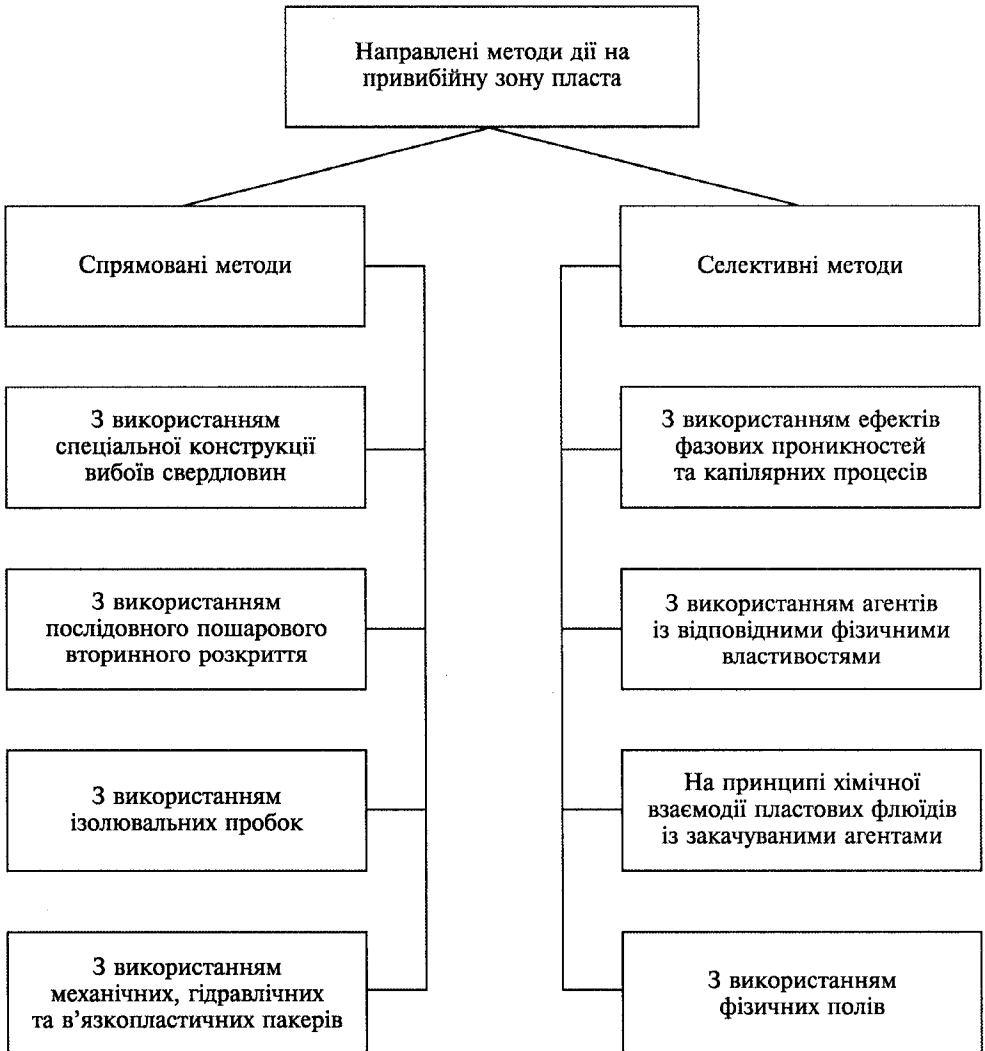


РИС. 4.1. Класифікація методів дії на привибійну зону пласта

- оскільки процес розкриття багатшарових пластів перфорацією передбачає пошарове випробування, пошарову перфорацію необхідно проводити на якісних розчинах, що не погіршують ЄФХ розкритих прошарків, або у врівноважених умовах чи під час депресій на продуктивні пласти.

Дотримання зазначених критеріїв технологічно забезпечує найпростішу й найефективніше спрямовану пошарову дію на ПЗП ще на етапі вторинного розкриття багатшарових пластів перфорацією. Отже, першою технологічною ознакою спрямованої дії можна вважати послідовне пошарове вторинне

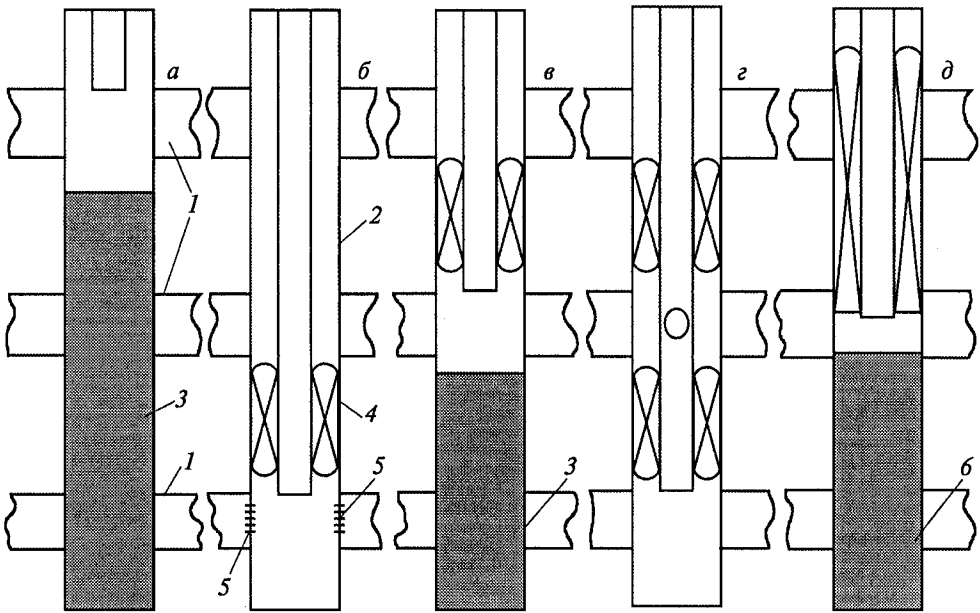


РИС. 4.2. Схема етапів (а—д) відокремлення пластів під час спрямованої обробки: 1 — пласт; 2 — насосно-компресорні труби; 3 — ізолювальна пробка; 4 — пакер; 5 — отвори; 6 — не-фільтрувальна рідина

розкриття перфорацією з відповідною подальшою спрямованою дією на привибійну зону відкритих прошарків продуктивного розрізу.

Іншою технологічною ознакою спрямованої дії, яка об'єднує велику групу методів, слід вважати тимчасове відокремлення високопродуктивних прошарків у розкритому розрізі продуктивного пласта. Відокремлення частини продуктивного пласта (верхньої, середньої або нижньої) для спрямованої дії досягається механічними пакерами, пакерами із в'язкопластичних рідин, ізолювальними пробками, пристроями з використанням еластичних кульок (рис. 4.2).

Досвідом проведення соляно-кислотних обробок на Арланському родовищі встановлено, що під дією на весь розкритий розріз пласта обробляється лише 10—20 % його товщини. Використання пакерів дає змогу збільшити коефіцієнт охоплення розрізу з 0,09 до 0,69. Під час спрямованої дії на середній прошарок (рис. 4.2, г) розмежування від верхнього і нижнього прошарків виконують за допомогою двох пакерів, а обробку середнього — через спеціальні отвори в насосно-компресорних трубах (НКТ). Як правило, знизу встановлюють пакери типу ПШ-500, а верхні, гідравлічні, є самоущільнювальними. Ця технологія надзвичайно складна і має низку недоліків, обумовлених станом експлуатаційної колони в інтервалах перфорації та цементного кільця за колоною, що спричинило обмежене її використання.

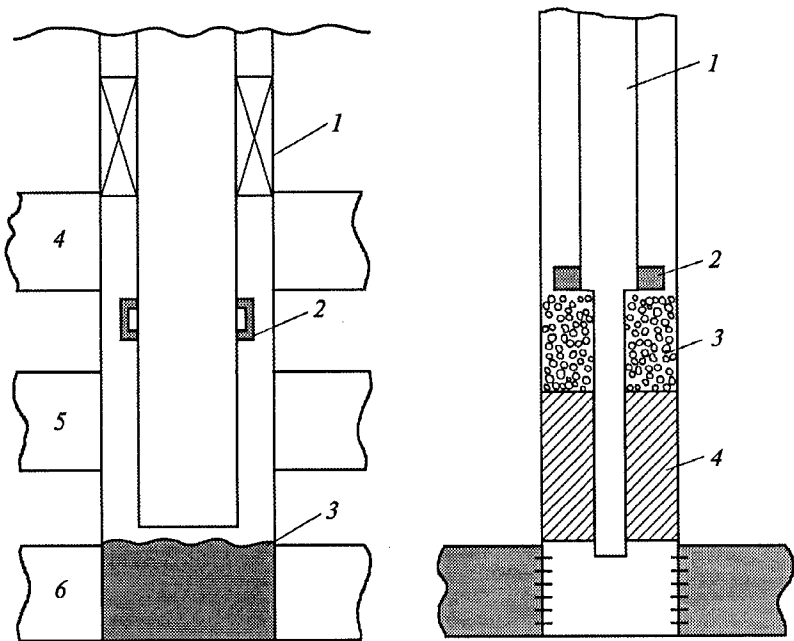


РИС. 4.3. Схема спрямованої обробки з використанням пакера, гідрозатвора та ізолювальної пробки:

1 — пакер; 2 — гідрозатвор; 3 — пробка; прошарки: 4 — верхній, 5 — середній, 6 — нижній

РИС. 4.4. Технологічна схема установки пакера із в'язкопластичної рідини з упором:

1 — насосно-компресорні труби; 2 — упор; 3 — гранульований матеріал; 4 — в'язкопластичний пакер

Гнучкішою технологією спрямованої дії на середні і верхні прошарки є технологія з використанням пакера та гідрозатвора. Їз встановленням пакера вище перфорованого інтервалу (рис. 4.3) і послідовним рухом гідрозатвора знизу вгору нижній інтервал перекривають ізолювальною пробкою, а середній і верхній прошарки піддають кислотній або іншій обробці.

Технології спрямованої дії з використанням гідрозатворів технологічно і технічно прості, але можливість їх щодо спрямованої дії на прошарки нижча, ніж з використанням пакерувальних пристроїв.

У свердловинах з пошкодженими експлуатаційними колонами, стиковарними колонами та у свердловинах зі складною геометрією використання механічних і гідравлічних пакерів ускладнено. Для таких умов розроблено технології та рецептури пакерів із псевдопластичних рідин. Як псевдопластичну рідину використовують суміш, що містить, %: гіпан — 54—55; мочевино-формальдегідну смолу — 18,8—20; формалін — 10,8—12,9; HCl — 6,9—17,5.

Було також розроблено технологію та рецептуру спрямованої дії на привибійну зону прошарків у багатшаровому розрізі з перфорованими декількома шарами або в багатшаровому продуктивному розрізі, обсадженому фільтром.

Спрямованій обробці за запропонованою технологією підлягають нижні і середні прошарки (див. рис. 4.2, *в*). Для цього здійснюють закачування крейдяної суспензії в запланований інтервал.

У значно викривлених свердловинах і з метою зменшення об'єму паке-рувальної рідини перед встановленням пакера з псевдопластичної рідини на колоні НКТ встановлюють упор, а нижче нього — НКТ меншого діаметра, ніж над упором. Під упором намивають пробку із гранульованого матеріалу, після чого в цей інтервал закачують псевдопластичну паке-рувальну рідину (рис. 4.4).

Розроблені технологічні засоби та рецептури для розмежування шарів у розкритому продуктивному інтервалі для спрямованої дії були випробувані та впроваджені на родовищах НГВУ “Долинанафтогаз” і “Полтаванафтогаз”. На Долинському нафтовому родовищі для спрямованої кислотної обробки прошарків знизу доверху використовували гідравлічний пакер і намивали піщану пробку. Як кислотний розчин використовували суміш: 10 % HCl + 3 % HF. Усі обробки за цією технологією мали високу ефективність.

Для отримання менш проникної ізолювальної пробки до піщаної суміші додають гумові крихти. Практично непроникну ізолювальну пробку намивають з гумових крихт діаметром 4—6 мм у суміші з гідрогелем магнію. Високу ефективність такої технології було досягнуто на Оренбурзькому газоконденсатному родовищі в Росії.

Намивання ізолювальної пробки із зернистого матеріалу здійснюють рідиною, в якій він не розчиняється. Об'єм пробки має перевищувати на 5—10 м верхні перфораційні отвори нижнього прошарку. Після спрямованої дії свердловину освоюють і пускають в експлуатацію. Руйнування ізолювальної пробки відбувається самочинно. Якщо для нагнітальних свердловин використовують як зернистий матеріал кристали HSO_3NH_2 , їх розчинення також приводить до часткової обробки нижнього прошарку.

Час розчинення ізолювальної пробки можна визначити за залежністю

$$t = \frac{0,8h^2\mu q}{Pk}, \quad (4.1)$$

де h — початкова висота пробки, м; μ — в'язкість фільтрувальної рідини, Па · с; q — кількість рідини, потрібної для розчинення одиниці об'єму; P — перепад тиску, Па; k — проникність пробки, мкм².

Повторні достріли і перестріли нафтогазонасичених інтервалів за потужнішими технологіями — це також методи спрямованої дії на ПЗП високої керованості. Проте для досягнення високої технологічної ефективності в експлуатаційних свердловинах потрібно проводити повторну азотогідро-піщано-струменеву перфорацію на зрівноважених тисках або в умовах депресій на пласт з одночасною дією на ПЗП хімічними або фізико-хімічними методами.

Існує кілька спрямованих методів дії на окремі інтервали багатопластових пластів, для яких використовують різні комбінації вищерозглянутих технологій.

4.1.2. Розробка селективних методів дії на привибійну зону багат шарових пластів

Селективні методи дії відрізняються від спрямованих насамперед тим, що селективність забезпечується регулюванням фільтраційних характеристик прошарків продуктивного розрізу шляхом використання реагентів з різними фізичними та фізико-хімічними властивостями і флюїдів, що насичують пласт, а також капілярними ефектами прошарків, технологічними параметрами реалізації процесів.

Принциповою відмінністю селективних методів від спрямованих є також дія на весь розріз багат шарового пласта. Тому селективні методи мають значно меншу керованість, чим і зумовлюється їх нижча ефективність. Проте селективні методи технічно і технологічно значно простіші в реалізації, що забезпечило розробку значної їх кількості та більш широкого використання.

Найдоцільніше всі методи згрупувати за основними механізмами фізичної та фізико-хімічної дії, що забезпечують у тих чи інших умовах мету селективності дії на багат шаровий пласт.

До першої групи належать методи, в яких зміни фільтраційної характеристики прошарків досягають змінням фазових проникностей та проявом капілярних ефектів.

В основу другої групи методів покладено механізм зміни фільтраційної характеристики високопроникних прошарків внаслідок використання певних властивостей матеріалів, рідин, реагентів і гідродинамічних параметрів їх закачування у прошарки.

Третя група методів ґрунтується на зниженні фільтраційної характеристики високопроникних прошарків у результаті хімічної взаємодії пластових флюїдів із закачуваними рідинами і реагентами в пластових умовах.

У результаті розробки виникає виділення вільного газу та випадання у поровому просторі парафінових і асфальтосмолистих речовин, стає суттєвим вплив фазових проникностей на рух того чи іншого флюїду.

Характер фазових проникностей класично описаний кривими Вікова—Ботсета або кривими залежності фазових проникностей від насиченості порового простору змочувальною фазою. Фазова проникність окремої фази залежить від насиченості порового простору іншими фазами, фізичних, фізико-хімічних властивостей рідин, стану порового простору (геометрії, структури, складу, поверхневої активності), градієнтів тиску та капілярного тиску. Такий багат факторний вплив не дає можливості в реальних умовах пласта точно розрахувати фазову проникність для тієї чи іншої фази з високою точністю.

На рис. 4.5 показані характерні залежності фазових проникностей та відносного капілярного тиску в умовах витіснення нафти змочувальною та незмочувальною рідинами від насиченості порового простору змочувальною рідиною.

Рис. 4.5. Залежність відносної фазової проникності та капілярного тиску від насиченості змочувальною рідиною $S_{зм}$:

$k_{зм}$, $k_{нз}$ — відповідно проникність для змочувальної і незмочувальної рідин; $p_{зм}$ і $p_{нз}$ — відповідно капілярний тиск із витісненням нафти змочувальною і незмочувальною рідиною

Для селективної кислотної обробки нафтонасичених прошарків за наявності в продуктивному розрізі обводнених прошарків ми розробили метод, що знижує водонасиченість обводнених прошарків і тим самим зменшує фазову проникність кислотного розчину в обводнених пластах.

Технологія полягає у послідовному закачуванні нафти, метанолу або діетиленгліколю, а потім знову нафти та кислотного розчину. Причому закачування нафти та спиртів відбувається за максимально допустимих тисків, а закачування кислотного розчину — за мінімальних. Реалізація методу на родовищах НГВУ “Полтаванафтогаз” підтвердила його придатність і ефективність.

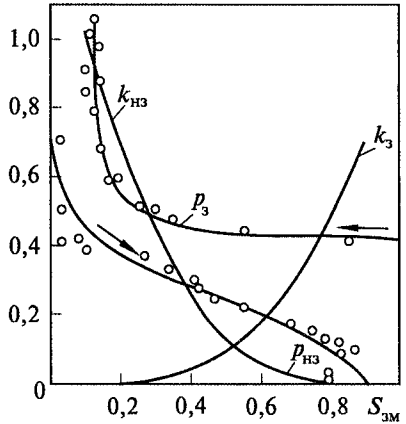
В освоєнні під закачування води пластів з низькою (граничною) насиченістю пластовою водою виникають проблеми із закачуванням води для підтримання пластового тиску. Для таких умов розроблено метод, в якому використано механізм зміни фазової проникності пластів у привибійній зоні з використанням ефекту капілярного просочування для збільшення насиченості порового простору водою і збільшення фазової проникності щодо води. Метод успішно використаний на Анастасіївському нафтовому родовищі НГВУ “Охтирканафтогаз”.

Зменшення водонасиченості прошарків у привибійній зоні пластів можна досягнути і використанням міцелярних розчинів на основі нафтових сульфонатів.

Для відновлення збільшення фазової проникності щодо нафти майже на всіх родовищах ВАТ “Укрнафта” широко використовують вуглеводневі розчинники.

Технологія селективної кислотної обробки низькопроникних прошарків з використанням ефекту капілярного просочування розроблена і випробувана на Суходольському газоконденсатному родовищі. Суть технології полягає у тому, що після стабілізації тиску на усті у свердловину закачують 2—3 порції кислотного розчину, який опускається на вибій під власною вагою. Після цього свердловину залишають під тиском, а розчин проникає в газонасичені прошарки шляхом капілярного просочування, що фіксується зниженням тиску на усті свердловини до статичного. Потім аналогічно закачують другу і наступні порції кислотного розчину. Як першу і наступні порції (крім останньої) використовують 5—10%-й водний розчин HCl у метиловому спирті з

p, k , відн. од.



доданням 0,5 % ПАР ТЕАС-М і 0,5 % лимонної кислоти. В останню порцію кислотного розчину додають 1—1,5 % плавикової кислоти.

Селективні методи, в основу яких покладено зміну фазових проникностей у поровому просторі продуктивних пластів та капілярні ефекти, за умови вчасного проведення є високотехнологічними та ефективними. Крім того, такі методи селективної дії часто забезпечують повне відновлення фільтраційної характеристики тимчасово блокованих прошарків.

Більш керованим методом зниження проникності прошарків або повного їх відключення є використання високов'язких рідин з інертними, водо- або нафторозчинними наповнювачами. Як наповнювач найчастіше використовують крейду.

Для забезпечення деблокування прошарків, в які частково проникає крейда, розроблено технологію, що передбачає перед закачуванням крейдяної суспензії закачування в них солянокислотного розчину і нафтокислотної емульсії. Процес здійснюється за допомогою стандартної техніки і обладнання, які використовують для селективної дії на прошарки, блокування частини пласта крейдяними суспензіями.

Як інертні наповнювачі рідше використовують аморфний оксид кремнію або кульки із синтетичних матеріалів. Механізм такої селективної дії полягає у тому, що в процесі одночасного руху розчину і кульок відбувається блокування тих інтервалів, в яких спостерігається інтенсивніше поглинання розчину. Одночасно з блокуванням високопроникних прошарків селективній дії підлягають менш проникні, не ізольовані кульками пласти. Кульки виготовляють із нейлону, синтетичної гуми чи інших пористих матеріалів.

Використання суспензій з водо- або нафторозчинними наповнювачами ґрунтується на блокуванні цими суспензіями високопроникних зон з подальшим їх розчиненням у пластових флюїдах. Вуглеводневими наповнювачами слугують бітум Рубракс Б, поліетилен, високоокиснений бітум тощо, водорозчинними наповнювачами — розчинні у воді полімери, наприклад поліакриламід, кагуа, кристали водорозчинних кислот тощо. Із продуктів виробництва поліетилену як тимчасово блокувальні агенти використовують поліетилен низького тиску (ПНТ), полімер промрозчинного потоку (ППП) і полімер бензинового потоку (ПБП). Вивчення властивостей полімерів показало, що їх розчинність із зростанням температури збільшується, проте при температурі, яка вища за температуру плавлення, розчинність полімерів стабілізується (рис. 4.6).

Одночасно з розчиненням відбувається і деструкція полімерів. З підвищенням температури деструкція також зростає. Встановлено, що при температурах, вищих за температуру плавлення, повна деструкція полімерів відбувається за 30—60 хв. Розплавлені полімери — це псевдопластичні рідини. Зі збільшенням швидкості зсуву в 10 разів їх в'язкість зменшується втричі.

Термопластичні полімери добре розчиняються у вуглеводневих рідинах, особливо при температурах, які рівні або вищі за температуру їх плавлення,

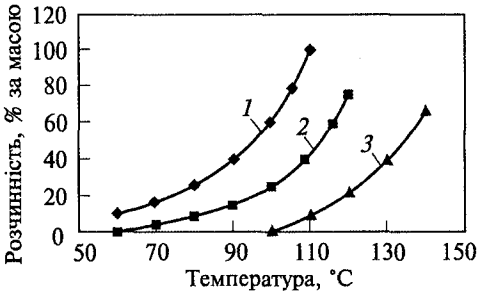
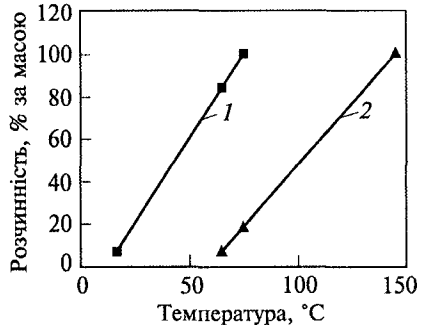


РИС. 4.6. Розчинність полімерів у нафті:

1 — полімер бензинового потоку; 2 — полімер промивально-розчинного потоку; 3 — поліетилен низького тиску

РИС. 4.7. Розчинність бітуму X-1:

1 — суміш 70 % нафти і 30 % толуолу; 2 — нафта



що забезпечує відновлення проникності нафтонасичених зон після обробки. Відносно пластових вод і кислотних розчинів вони є нейтральними. Кількість блокувального матеріалу (ППН, ППП, ПБП) на одну обробку становить 300—1700 кг на 1 м пласта. Найоптимальніша температура під час блокування 80—130 °C. Для уникнення винесення полімеру з пласта рекомендується до складу розчину вводити кристалогідрат сульфату кальцію $\text{CaSO}_4 \times 0,5\text{H}_2\text{O}$.

Для селективного обмеження проникності водонасичених прошарків за температури 180—190 °C використовують високоокиснені бітуми марки X-1 (температура розм'якшення 162 °C) та Рубракс Б (температура розм'якшення 140 °C). Найінтенсивніше бітум X-1 розчиняється в ароматичних вуглеводнях та їх сумішах, інтенсивність його розчинення в нафті збільшується зі зростанням температури. Під час використання бітуму X-1 необхідно відразу вводити свердловину в експлуатацію, що запобігає значному набухання бітуму. Для поліпшення розчинності бітуму X-1 за температури до 100 °C рекомендується додавати 3—6 % нафторозчинних ПАР (рис. 4.7). У такому складі розчинність бітуму X-1 у нафті збільшується в 5—60 разів, що поліпшує процес очищення привибійної зони пласта.

Бітум Рубракс Б за температури 100—140 °C інтенсивно розчиняється у нафті в перші 1—2 год. За однакових умов розчинність бітуму Рубракс Б у 3—7 разів більша, ніж бітуму X-1. Кількість поліолефінів, чи високоокиснених бітумів, для обмеження проникності високопроникних зон визначають із розрахунку 10—20 кг на 1 м розкритої товщини пласта.

Для блокування високопроникних інтервалів можна використовувати і нафторозчинні полівінілацетатні частинки. Розмір частинок становить від 4 до 100 мкм. Частинки нагнітають у пласт у вигляді дисперсії перед закачуванням кислотного розчину. Потрапивши у пласт, полівінілацетатні



РИС. 4.8. Фактор опору течії неньютонівської рідини.

Дилатантна рідина: 1 — у низькопроникному пласті, 2 — у високопроникному; псевдопластична рідина: 3 — у низькопроникному пласті, 4 — у високопроникному

частинки спричиняють його часткове закупорювання і утворення малопроникного шару.

Тимчасово блокувальним агентом може бути і гранульований матеріал на вуглеводневій основі. До складу гранул також можуть входити полімери. Час розчинення подібних гранул у нафті, залежно від типу гранул або нафти та температури, становить від 8 до 48 год. Нагнітання гранул у свердловину здійснюють одночасно з нагнітанням кислотного розчину.

Рух високов'язких рідин характеризується значним відхиленням від лінійного закону фільтрації. Внаслідок цього проникність порового простору зменшується відносно його абсолютної величини навіть за значних градієнтів фільтрації.

Особливі фізичні та гідродинамічні властивості притаманні так званим неньютонівським рідинам. Вони мають початковий градієнт зсуву, що залежить від проникності пористого середовища, в якому проходить фільтрація, та швидкості фільтрації. Початковий градієнт зсуву неньютонівської рідини обернено пропорційний кореню квадратному з проникності пористого середовища. Тому рідина, яка має неньютонівський характер течії, в неоднорідному пласті переважно фільтрується по високопроникних прошарках. Якщо початковий градієнт зсуву в'язкопластичної рідини перевищує градієнт тиску в прошарках, то така рідина взагалі не фільтрується.

Для неньютонівських (дилатантних) рідин за низької швидкості фільтрації фактор опору в моделях різної проникності близький за величиною, але із зростанням швидкості фільтрації в малопроникному прошарку фактор опору значно зростає. Для неньютонівської (псевдопластичної) рідини фактор опору в малопроникному прошарку завжди більший, ніж у високопроникному (рис. 4.8).

Отже, зі збільшенням швидкості фільтрації дилатантна рідина практично пропорційно збільшить об'єм фільтрації як у малопроникному, так і у високопроникному прошарках, а псевдопластична рідина зменшить об'єм фільтрації у низькопроникній прошарок. Використання неньютонівських рідин дає змогу попередньо блокувати високопроникні інтервали пласта і здійснювати подальше закачування кислотного розчину переважно в малопроникні інтервали. Цього можна досягти також, змінивши реологію самого кислотного розчину так, щоб глибина обробки малопроникних інтервалів була більшою, ніж високопроникних.

Ступінь обмеження надходження кислотного розчину у високопроникний пропласток знижується зі зменшенням в'язкості або коефіцієнта консистентності ньеньютонівської рідини [152]. Глибина проникнення блокувальної рідини збільшується, за інших рівних умов, пропорційно збільшенню радіуса порових каналів.

Широкого використання високов'язкі розчини набули при селективній дії на багат шарові пласти в нагнітальних свердловинах з метою розширення профілю приймальності (коефіцієнта охоплення заводненням).

Найчастіше як високов'язкі розчини використовують водний розчин ПАА, КМЦ, ССБ та ін. Водний розчин КМЦ-300 або КМЦ-500 2,5—3,0%—ї концентрації закачують у багат шаровий пласт в обсягах, які забезпечують збільшення тиску нагнітання, але не перевищують тиск розриву пласта. Потім у свердловину закачують кислотні або глинокислотні розчини, які просякають у менш проникні прошарки. Чергове закачування можна повторювати кілька разів. Коефіцієнт охоплення заводненням після таких обробок по родовищах НГВУ “Туймазанафта” та “Долина нафтогаз” у середньому зріс на 15 %, а по деяких свердловинах — у 1,5—2 рази. Використовують також дещо змінену технологію, побудовану на перерозподілі фільтраційних потоків між прошарками шляхом зміни параметрів закачування розчину ПАА і кислотного розчину.

Під час проектування селективної дії на багат шарові пласти з використанням як високов'язкої рідини водного розчину ПАА слід враховувати те, що вже за концентрації ПАА близько 0,05 % досягається практично повне блокування плівкою полімеру поверхні пористого середовища, і це приводить до зниження водопроникності.

Важливим параметром розчину ПАА є вміст у ньому іонів кальцію і магнію. З перевищенням концентрації цих іонів понад 1—1,5 г/л знижується поліелектролітичне набування макромолекул полімеру, що, в свою чергу, зменшує фактор опору у високопроникних прошарках.

У розрізах із незначною неоднорідністю прошарків за проникністю як високов'язку рідину використовують сульфідспиртову барду (ССБ) або її водний розчин.

Як в'язку рідину можна застосовувати розчин полікатионідів-поліамінсульфонів, ВПК-402, ВПК-500 (понижувачі набування глин) та розчини олігомерів багатоатомних спиртів-полігліколів, кубові залишки виробництва гліцерину. Ці компоненти вводять у кислотний розчин, що значно підвищує його в'язкість та знижує швидкість реакції з породою.

З метою більшого охоплення кислотною дією по товщині багат шарового пласта крім високої в'язкості загущений кислотний розчин має характеризуватися якнайменшою швидкістю реакції з карбонатами пласта. Ми розробили склад, що задовольняє ці вимоги: до складу загущеного кислотного розчину входять 5—20 % неіоногенного ПАР (ОП-10, неонол АФ-9-12) та 20—60 % водорозчинного спирту (метиловий, ізопропіловий, моноетилен-



РИС. 4.9. Вплив складу піни на фільтрацію повітря в пористому середовищі.

Піна: 1 — однокомпонентна (2 % сульфонолу); 2 — двокомпонентна (2 % сульфонолу + 1 % КМЦ); 3 — трикомпонентна (2 % сульфонолу + 1 % КМЦ + 1 % $(\text{NaPO}_2)_6$)

гліколь, гліцерин). В'язкість такого розчину становить $15 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ і більше, а швидкість розчинення карбонатів за температури $60\text{--}80 \text{ }^\circ\text{C}$ — $0,002\text{--}0,003 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{хв})$.

Цей загущений кислотний розчин був ефективно застосований на родовищах НГВУ “Долинанафтогаз” ВАТ “Укрнафта”. Досить широко використовують для селективної дії на багатощарові пласти також дво- або багатощарові закачування загущених кислотних розчинів з простими кислотними розчинами або різним ступенем загущення.

За наявності у продуктивних пластах високопроникних прошарків з проникністю понад $0,1 \text{ мкм}^2$ успішно застосовують селективну кислотну обробку із закачуванням у високопроникні прошарки вуглеводневого розчину та $10\text{--}15\%$ -го розчину тринатрійфосфату. До складу такого вуглеводневого розчину входять $15\text{--}20\%$ наповнювача АСПГ, $10\text{--}20\%$ конденсату та до 100% нафти. Цей розчин у пластових умовах формує високов'язку структуру.

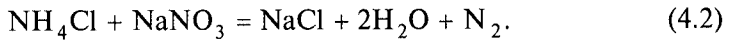
З 1970-х років для регулювання фільтраційної характеристики високопроникних прошарків широко використовують пінні системи і газорідні суміші. Їх переваги зумовлені практично повним їх руйнуванням у процесі подальшої експлуатації свердловин після селективної дії та повним деблокуванням високопроникних прошарків. До недоліків слід віднести підвищену складність технологій, нестабільність основних параметрів цих систем і сумішей, які значно залежать від тиску, температури, перерозподілу фаз, і неможливість їх ефективного регулювання.

Установлено, що склад піни має суттєвий вплив на ступінь зниження проникності зразка та темп її відновлення. За рівних умов тривалість витіснення піни повітрям з пористого середовища, яке містить $28\text{--}31\%$ залишкової нафти, становить для однокомпонентної піни 2,8 год, двокомпонентної — 33, трикомпонентної — 70 год (рис. 4.9).

Зменшення проникності зразка для повітря відповідно дорівнює 74, 93 і 97 %. Пінні системи на основі 1 % ДС-РАС і 1 % КЦМ зменшують проникність водонасичених зразків у $1,4\text{--}5$ разів до початкової. На основі таких властивостей пінних систем і газорідних сумішей розроблено кілька технологій дії на ПЗП, у тім числі селективних. У літературі описано технологію циклічного закачування кислотного розчину, розчину ПАР та інертного газу. Під час закачування розчини спочатку проникають у високопроникні про-

шарки, після чого, активно переміщуючись під час руху у пористому середовищі, утворюють пінну систему, і фільтраційний опір у цих прошарках значно зростає, а наступні порції кислотного розчину вже просякають у малопроникні прошарки.

Додаткове введення до складу пінної системи метилового спирту дає змогу знизити водонасиченість прошарків, в які просочується пінна система, і підвищити селективність проникнення кислотних розчинів у малопроникні прошарки. Розроблено також багато технологій, особливо в США, в основу яких покладено утворення пінних систем безпосередньо вже в поровому просторі в результаті різних хімічних реакцій та фізико-хімічних перетворень. Так, послідовне закачування у свердловину розчину, який містить 0,1—0,2 % ПАР, 7—8 % NH_4Cl , 9—39 % NaNO_3 і воду (до 100 %) забезпечує фільтрування розчину в найбільш проникні прошарки. Під час руху у поровому просторі NH_4Cl взаємодіє з NaNO_3 з утворенням газоподібного азоту:



Азот, що виділяється в процесі реакції і знаходиться у вільному стані, спінює розчин, і поровий простір заповнюється пінною системою. Це збільшує фільтраційний опір у високопроникному прошарку, що фіксується збільшенням тиску закачування розчину на усті свердловини.

Менш структурованими і стабільними, ніж пінні системи, є газорідні суміші. Розроблено ряд технологій, які досить широко використовують на родовищах ВАТ “Укрнафта” для селективної дії, особливо на низькопроникні прошарки.

Високу ефективність кислотної дії на низькопроникні прошарки з використанням пінних систем і газорідних сумішей забезпечує швидке видалення продуктів реакції кислотних розчинів з порового простору оброблених прошарків. Це забезпечується пружними властивостями пінних систем і газорідних сумішей, що проявляються в процесі освоєння свердловин після селективної дії. Інша група методів селективної дії на низькопроникні прошарки побудована на механізмах хімічної взаємодії пластових флюїдів із реагентами, які закачують. У результаті у високопроникних прошарках пласта, за відповідних термодинамічних умов, утворюються блокувальні сполуки (осади, гелі; набухання полімерів і породи тощо).

Використанням селективних методів дії цієї групи досягається більша направленість, але ускладнюється відновлення фільтраційної характеристики високопроникних прошарків до початкової, що слід враховувати під час проектування і реалізації цих процесів.

Для збільшення охоплення пластів заводнення використовують здатність гідроксидів полівалентних лужних металів утворювати осади у найбільш проникних зонах. Для цього в пласт нагнітають гідроксид натрію і витримують його там для реакції з породою (близько 16 год). Це забезпечує утримання частини луку в привибійній зоні. Далі в пласт нагнітають відокремлюваль-

ний об'єм води і розчин полівалентного металу. За іншою технологією в пласт послідовно нагнітають розчин лугу, відокремлювальний об'єм вуглеводневої рідини і розчин полівалентного металу. В привибійній зоні відбувається їх змішування. Лужно-кислотну обробку використовують для збільшення видобутку рідини і нафти з обводнених свердловин дебітом до 15 м³/добу. Суть методу полягає у послідовному закачуванні в свердловину через НКТ 5%-го розчину лугу або соди в ПАР, буферної рідини (нафти) і 5—10%-го розчину кислоти (HCl, HCl + HF). Якщо мінералізація пластової води низька, то в пласт попередньо нагнітають не менше 15—20 м³ мінералізованої води. Протиснення кислоти здійснюють нафтою в об'ємі 2—3 об'ємів НТК. Кислоту в пласті витримують 2—3 доби і потім свердловину вводять до експлуатації. Під час закачування лугу відбуваються часткове очищення поверхні від парафіно-смолистих речовин і зниження проникності водонасичених пластів. Луг здатний диспергувати парафіни і смоли. Взаємодія лугу з нафтою приводить до утворення мил, які характеризуються поверхневою активністю і підсилюють відмивання вуглеводневих відкладів.

Для обмеження надходження рідини у високопроникний пласт також використовують суміш полімеру “демана” і соляної кислоти.

Для зниження поглинальної здатності сильно обводнених прошарків пласта можна використовувати гелеутворювальну суміш гіпану і хлориду кальцію. Для цього в пласт послідовно нагнітають розчин CaCl₂, буфер із прісної води, розчин гіпану, буфер із прісної води і розчин HCl та високов'язкий гель з тиксотропними властивостями, які можна одержати і шляхом змішування підкисленої води з водним розчином силікату лужних металів і гелеутворювальними агентами.

Для зниження проникності високопроникних прошарків під час селективної дії на привибійну зону пласта можна використовувати органосилікат натрію і соляну кислоту. Органосилікатами натрію є, наприклад, ГЖК-10, ГЖК-11, петросил. Під час їх реакції з соляною кислотою в порах утворюється поліорганосилоксановий полімер, який характеризується високою адгезією щодо породи і, відповідно, високою ізолювальною властивістю.

Під час селективної обробки низькопроникних прошарків у багатощаровому тріщинуватому пласті для зменшення проникності тріщин застосовують суміш піску і магнію.

4.1.3. Методи обмеження припливу пластових вод у процесах дії на привибійну зону пласта та вибій свердловини

Поточний стан розробки нафтових родовищ України потребує широкого використання водообмежувальних робіт, що дає змогу значно збільшити ефективність методів підвищення нафтовилучення та забезпечити ефективну експлуатацію нагнітальних і видобувних свердловин.

Нині не лише в Україні, а й у світі розроблено велику гаму як реагентів, так і технологій для проведення водообмежувальних робіт. Усі відомі

методи обмежувальних робіт прийнято класифікувати на дві групи залежно від механізму та характеру дії реагентів. З позиції класифікації водообмежувальних методів щодо дії на систему свердловина—пласт М.В. Дорошенко запропонував усі методи та реагенти класифікувати за їх фізико-хімічними та технологічними властивостями стосовно виконання поставленої мети. Традиційними реагентами для водообмежувальних робіт і робіт з герметизації цементного кільця та експлуатаційної колони є цемент і його розчини.

Проте використання цементних розчинів обмежене через складність, а часто і неможливість оперативного регулювання їх реологічних та міцнісних характеристик у широких межах. Для розв'язання багатьох проблем успішно використовують гнучкіші системи стосовно регулювання реологічних і технологічних параметрів. Як базові реагенти застосовують синтетичні смоли на основі мочевиноформальдегідних і сланцевих фенолів марок МФС-А, В, ТСФ-9 і ТС-10. Втім успішність робіт з використанням смол не перевищує 50 %. Такий результат здебільшого пояснюється розбавленням і вимиванням смол через великий час їх тужавіння (близько 4 год). Слід зазначити, що фенолформальдегідні смоли недостатньо широко використовують унаслідок їх дефіцитності та високої вартості затверджувачів.

Ще гнучкішими та більш технологічними з позиції регулювання реологічних властивостей є різноманітні водообмежувальні композиції на основі поліакриламідів (ПАА), карбометилцелюлози (КМЦ), біополімерів та інших полімерів.

Розроблена технологія відновлення герметичності обсадних колон і цементного кільця в міжколонному просторі з використанням газованого шару ізолювальної композиції на основі КМЦ і ПАА. Суть технології полягає у створенні проти інтервалу порушення герметичності експлуатаційної колони стовпа такої композиції. Технологія випробувана на газових свердловинах НГВУ “Полтаванaftогаз” і показала високу ефективність.

Ізолювальні композиції на основі полімерів широко використовують у потоковідхильних технологіях, як у нагнітальних, так і у видобувних свердловинах.

Для проведення водообмежувальних робіт рекомендується використовувати 1%-й розчин ПАА в об'ємі 3—6 м³ на 1 м інтервалу, що підлягає обробці. Проте розчини ПАА без структуроутворювальних реагентів мають низькі структурно-механічні властивості й активно вимиваються з привибійної зони пласта в процесі подальшої експлуатації свердловини.

З метою зміцнення композиції на основі ПАА до нього додають відповідні зв'язувальні реагенти, наприклад кременефторводневу кислоту, калійхромові квасці тощо. Основними недоліками усіх цих композицій є велика початкова в'язкість (від 30 МПа · с і більше) та значний час гелеутворення (18—30 год).

4.1.4. Обґрунтування вимог до водообмежувальних композицій і визначення їх оптимального складу

Згідно з промисловим досвідом, водообмежувальні композиції мають характеризуватися таким:

- достатньою фільтраційною здатністю щодо пористого середовища для створення в ПЗП водообмежувальних бар'єрів заданих розмірів;
- гомогенністю, яка забезпечує перехід до гелеподібного стану по всьому об'єму водообмежувального бар'єра;
- можливістю регулювання в широких межах індукційного періоду, втраченою текучості та структурно-механічних властивостей;
- нерозчинністю у пластовій воді за пластових термодинамічних умов із забезпеченням можливості штучного руйнування;
- відповідністю до вимог охорони навколишнього середовища;
- недефіцитністю та невисокою вартістю реагентів, високою технологічністю використання.

Зрозуміло, що в конкретних геолого-промислових умовах можуть регламентуватися ще додаткові вимоги до водообмежувальних композицій. Зауважимо, що не може бути універсальною композиція реагентів, яка б одночасно і повною мірою відповідала усім вищезазначеним вимогам.

Пропонується водообмежувальна композиція РІПОЛ, до складу якої входять поліакриламід, рідке скло і оцтова кислота. Попередні дослідження показали, що така композиція відповідає у досить широких межах сформульованим вимогам і має діапазон широкого використання при водообмежувальних роботах у процесах експлуатації нафтових і газових родовищ. Для цього були рекомендовані такі речовини, %: ПАА — 0,25—1,0; оцтова кислота — 4,0—6,0; рідке скло — 13,0—23,0; вода прісна — решта.

Дослідженнями встановлено, що середній початковий градієнт тиску становить 50—56 МПа/м, а коефіцієнт проникності зразка пісковика щодо води зменшується від 5 до 0,036 мкм², тобто майже в 140 разів.

Розроблена композиція РІПОЛ та методика визначення часу індукційного періоду і напруження зсуву задовольняють основні вимоги до ізолювальних систем.

Перспективними є також методи комплексної селективної дії, які поєднують обмеження припливу пластових вод та дію на нафтонасичені прошарки. Суть цих методів полягає у послідовній селективній дії за різними технологічними напрямками. Один з цих напрямів — обмеження припливу пластової води, в результаті чого можна досягнути вирівнювання профілю витіснення та збільшення кінцевого коефіцієнта нафтовилучення. Інший напрям — селективна обробка низькопроникних нафтонасичених прошарків для збільшення як поточних обсягів видобутку нафти і газу, так і кінцевого коефіцієнта нафтовилучення.

ТАБЛИЦЯ 4.1. Основні параметри гідроізолювального екрана в привибійній зоні пласта св. 198

Ділянка	Реагент	Кількість реагенту, м ³	Радіус зони нагнітання, м
1	Цементний розчин	1,8	3,2
2	Зм'якшувач АСМГ	2,0	6,0
3	1,5%-й розчин поліакриламід	7,5	12
4	0,5%-й розчин поліакриламід	75	33

Позитивні результати на родовищах НГВУ “Долина нафтогаз” отримано в результаті використання розробленої тужавної композиції на основі поліакриламід і хлоридно-сольової суміші (відсіву виробництва гранульованого магнезю) під час обмеження пластових вод тріщинних обводнених прошарків з подальшим використанням солянокислотної обробки нафтонасичених порід.

Застосування різноманітних, часто дорогих або важкодоступних матеріалів не завжди дає змогу регулювати стійкість водообмежувальних екранів на ділянці градієнтів тиску, що виникають у процесі експлуатації свердловин. З цієї причини відбувається вимивання водообмежувальних агентів з привибійної зони пласта.

Промислові випробування процесу створення гідроізолювального екрана розглянемо на прикладі св. 198 Глинсько-Розбишівського родовища: експлуатаційна колона 146 мм, зацементована до глибини 1123 м від устя, інтервал перфорації 1827—1838 м, штучний вибій 1842 м, пластовий тиск 17,4 МПа. Свердловину експлуатували газліфтом способом, дебіт нафти 5,1 т/добу, рідини — 90,6 т/добу; обводненість продукції 94,3 %.

Згідно з вищенаведеною методикою проектування процесу створення гідроізолювального екрана, його об'єм було поділено на чотири ділянки (табл. 4.1).

Освоєння свердловини провели газліфтом і запустили в роботу з такими параметрами: дебіт нафти 11 т/добу; дебіт рідини 29,3 т/добу; обводненість продукції 62,2—69,7 %.

Технологічна ефективність цих робіт за перший рік становила 1953 т додатково видобутої нафти і обмеженого припливу води 926 т. Промислові випробування технології показали її достатню технологічність і високу ефективність.

4.1.5. Розробка методів віброхвильової дії на привибійну зону пласта

Факт впливу вібрації на збільшення продуктивності свердловин встановлено ще в 1940—1950-х роках, коли було зафіксовано її збільшення в сейсмоактивних зонах після землетрусів. З того часу явищам віброхвильової дії на процеси видобутку нафти приділяють значну увагу в Україні, країнах СНД, США і Канаді. В працях І.М. Ахметова, Е.А. Ахметшина,

С.М. Гадієва, В.П. Дубленка, А.Х. Мірзаджанзаде, Р.А. Максимова, А.В. Михайлюка, В.Н. Ніколаєвського, Е.М. Сімкіна, М.М. Сургучова, Р.С. Яремійчука та багатьох інших глибоко розкрито явища віброхвильової дії на пласт, привибійну зону та стовбур свердловини як непружними, так і пружними коливаннями.

Встановлено вплив хвиль на зміну напруженого стану привибійної зони пласта, зміну в'язкості та реологічних характеристик нафти, значне збільшення проникності гірських порід, виділення газу із пластових флюїдів на міжфазні та капілярні процеси. Вплив цих явищ на ПЗП, яка постійно знаходиться у стані термодинамічної й фізико-хімічної напруженої незрівноваженості, однозначно має приводити до збільшення поточного видобутку нафти та кінцевого коефіцієнта нафтовилучення з пластів в зоні дії свердловини.

Беззаперечною перевагою віброхвильових методів дії на ПЗП є можливість досягнення спрямованості дії на окремі шари продуктивного розрізу. Крім того, пружні хвилі не спричинюють зміни структури порового простору (як, наприклад, ГПР, кислотні обробки) та збільшення неоднорідності продуктивного розрізу. Це надзвичайно важливо для розробки складних багат шарових покладів з високою неоднорідністю пластів як за товщиною, так і за площею, особливо на пізніх стадіях їх розробки. До основних пріоритетів методів віброхвильової дії на ПЗП слід віднести можливість дії на непрацюючі перфоровані прошарки продуктивного розрізу. Інші ж відомі методи дії можна застосовувати лише щодо пластів і прошарків, які за максимально можливих тисків закачування мають, принаймні, потрібну приймальність.

На цей час напрацьовано достатньо експериментальних і теоретичних досліджень віброхвильової дії на ПЗП. Основні дослідження вчених і виробників спрямовані на вдосконалення та розробку генерувальних пристроїв і технологій з їх використанням.

У публікаціях [153—155] наведено поглиблене уявлення хвильової дії — на молекулярному рівні, описано методiku проектування та використання устевих і свердловинних генераторів, у тім числі генераторів синергетичної та постійної дії. Розроблене обладнання частково випробувано на свердловинах ВАТ “Укрнафта”, деякі технології проходять випробування і проводиться підготовка до промислового впровадження свердловинного генератора синергетичної молекулярно-хвильової дії на ПЗП.

4.1.6. Дослідження ефективності направлених методів дії на привибійну зону пласта у промислових умовах

З розглянутої значної кількості направлених методів дії на ПЗП широкого практичного застосування набули лише деякі з них. Треба було показати, що направлені методи є найефективнішими, особливо на пізніх етапах розробки. Їх використання дає можливість не лише отримати нетривале збільшення видобутку нафти і газу (тобто не лише прискорити процес розробки родовища), а й збільшити коефіцієнт кінцевого нафтовилучення

ня. На цей час завдання значно ускладнилось у зв'язку з низкою причин. Насамперед це відсутність класифікації направлених методів дії на ПЗП, що не забезпечило задовільного планування проведення робіт та відповідного моніторингу їх результатів. Група направлених методів ні в одному нафтогазодобувному підприємстві не виділена окремо, і облік ведеться у загальному комплексі геолого-технічних заходів. Практично відсутні в проектних документах на реалізацію направлених методів дії на ПЗП дослідницькі роботи, які прямими методами могли б підтвердити спрямованість того чи іншого методу. З аналізу промислової інформації можна дійти висновку, що порівнянням успішності результатів направлених методів і звичайних можна підтвердити реалізацію механізмів спрямованості в багатошаровому продуктивному розрізі і таким чином опосередковано засвідчити їх вплив на збільшення кінцевого коефіцієнта вилучення нафти. Методи направленої дії на ПЗП за 10-річний термін використання на родовищах ВАТ “Укрнафта” згруповані згідно із запропонованою нами класифікацією (табл. 4.2).

ТАБЛИЦЯ 4.2. Успішність направлених методів дії на привибійну зону пластів

Технології спрямованої дії	Підприємство	Обсяг використання, св.-оп.*	Успішність, %
<i>Спрямовані методи</i>			
Повторна перфорація з подальшою дією на ПЗП	“Чернігівнафтогаз”	38	65
	“Охтирканафтогаз”	15	53
Повторна гідропіщаноструминна перфорація з подальшою дією на ПЗП	“Охтирканафтогаз”	2	100
	“Долинанфтогаз”	2	100
Використання пакерів і в'язкопластичної рідини з подальшою дією на ПЗП	“Долинанфтогаз”	16	81
Спрямована дія на ПЗП з використанням			
гідрозатвору із полімерних композицій	“Долинанфтогаз”	5	60
механічних та гідравлічних пакерів	ВАТ “Укрнафта”	31	73
Усього	—	94	60—100
<i>Селективні методи</i>			
Використання капілярних явищ і фазової проникності	“Полтаванафтогаз”	29	88
	“Охтирканафтогаз”	56	73
	“Надвірнанафтогаз”	11	72
	“Бориславнафтогаз”	14	69
	“Долинанфтогаз”	14	57

Технології спрямованої дії	Підприємство	Обсяг використання, св.-оп.*	Успішність, %
Технології щодо збільшення фазової проникності для нафти з використанням “Карпатогу”	“Долинанафтогаз”	7	84
	“Полтаванафтогаз”	27	96
	“Охтирканафтогаз”	3	67
Використання високов’язких рідин	“Долинанафтогаз”	8	80
	“Полтаванафтогаз”	76	92
	“Охтирканафтогаз”	29	87
	“Чернігівнафтогаз”	106	76
Використання лін і газорідинних систем	“Полтаванафтогаз”	97	92,8
	“Охтирканафтогаз”	17	50
	“Чернігівнафтогаз”	19	74
Усього	—	623	50—100

* Свердловино-операції.

Обсяги використання селективних методів дії на ПЗП майже у 7 разів перевищують обсяги використання спрямованих. Такий стан пояснюється передусім підвищеною технічною й технологічною складністю та вартістю спрямованих методів дії на ПЗП. Успішність спрямованих методів дії знаходиться в межах успішності методів селективної дії, за винятком потужного гідропіщаноструминного методу, успішність якого становить 100 %, незважаючи на незначні обсяги його використання.

Специфіка геолого-промислових і термобаричних умов родовищ ВАТ “Укрнафта” визначила велику кількість різновидів направлених методів дії на ПЗП.

Із спрямованих методів на родовищах ВАТ “Укрнафта” найбільше використовували достріли і перестріли шарів продуктивного інтервалу з подальшою дією на ПЗП і спрямовану дію на ПЗП з використанням пакерів.

Перфорацію нових шарів або повторну вже відкритих з подальшою дією на ПЗП солянокислотним розчином було проведено на 15 свердловинах Рибальського, Бугруватівського, Артюхівського та Перекопівського родовищ, успішність по яких становила 60 %. Процеси спрямованої дії за такими ж технологіями на двох об’єктах Чижевського та Глинсько-Розбишівського родовищ були менш успішними — 50 %, а за 12 процесами на родовищах НГВУ “Чернігівнафтогаз” Мільківському, Богданівському, Скороходівському, Лежківському, Прилуцькому, Малодівичському — 42 %. Втім порівняння із успішністю від звичайної кислотної дії на ПЗП (31 %) показало, що спрямовані методи дії мають значно вищу успішність (42—60 %).

Інший різновид перфорації в процесі заповнення свердловини у продуктивному інтервалі метиловим спиртом (метанолом) був значно успішнішим. На родовищах НГВУ “Чернігівнафтогаз” проведено 26 таких процесів, на Скороходівському, Малодівицькому, Матлахівському, Богданівському успішність становила 73 %. Це ще раз підтверджує негативний вплив вторинного розкриття пластів на звичайних бурових розчинах на фільтраційно-емісійну характеристику нафтонасичених шарів, яка не відновлюється навіть під дією на ПЗП кислотних розчинів.

Стовідсоткову успішність забезпечили потужні методи спрямованої дії гідропіщаноструминної перфорації на Чижевському, Бугруватівському та Долинському нафтових родовищах. Ці методи потребують подальшого вдосконалення і більш широкого використання.

Процеси з використанням механічних, гідравлічних пакерів і пакерів із в'язкопластичних рідин для спрямованої дії на ПЗП нафтонасичених шарів у продуктивних розрізах найчисленніші. На Долинському, Північнодолинському, Струтинському, Битківському, Пасічнянському та Спаському родовищах проведено 47 процесів за успішності 73 % механічних і гідравлічних пакерів та 81 % — для пакерів із в'язкопластичних рідин. Успішність цих процесів майже удвічі перевищує успішність звичайних, не спрямованих на продуктивний розріз процесів.

Достатньо високоефективними виявились спрямовані методи дії на ПЗП з перекриттям високопродуктивних шарів гідрозатворами на основі полімерних композицій та подальшою дією на низькопроникні шари кислотними розчинами. На Долинському та Північнодолинському родовищах було проведено п'ять таких процесів, успішність по яких становила 60 %.

Якщо з розглянутих методів дії виключити достріли і перестріли нафтонасичених шарів продуктивного розрізу на звичайних бурових розчинах з подальшою кислотною дією на родовищах “Чернігівнафтогаз”, успішність яких становила 42 %, то успішність усіх інших спрямованих методів сягає за 60 %.

Селективні методи на родовищах ВАТ “Укрнафта” використовують у значно більших обсягах. З метою збільшення фазової проникності для нафти і зменшення для води у привибійну зону пластів з підвищеною водонасиченістю закачували метиловий спирт. Так, на Скороходівському, Ярошівському та Щурівському нафтових родовищах НГВУ “Чернігівнафтогаз” проведено 13 свердловинно-операцій (св.-оп.) з успішністю 75 %. Хоча успішність цього процесу достатньо висока, тривалість технологічного ефекту незначна, що і спричинило невеликі обсяги його використання.

У разі переведу видобувних свердловин під нагнітання води в продуктивні інтервали з високою нафтонасиченістю у зв'язку з низькою фазовою проникністю для води часто неможливо було досягти необхідної приймальності свердловини. У таких випадках часто використовували капілярне просочування із привибійної зони нафтонасиченого пласта пластовою водою з по-

дальшою кислотною дією. На Анастасіївському, Перекопівському, Рибальському та Бугруватівському нафтових родовищах ці процеси реалізовані у 17 свердловинах з успішністю 94 %. На Козіївському, Артюхівському, Перекопівському, Рибальському, Анастасіївському та Бугруватівському нафтових родовищах також було проведено 35 св.-оп. під час освоєння нагнітальних свердловин, але капілярне просочування ПЗП з високим коефіцієнтом нафтонасичення проводили лужними і лужно-метаноловими розчинами. Успішність таких процесів досягла 74 %.

Технологію селективної дії на обводнені шари з використанням “Карпато́лу” здебільшого застосовували в Долинському нафтопромисловому районі. На свердловинах Долинського, Північнодолинського, Струтинського та Спаського нафтових родовищ було проведено 106 св.-оп. успішністю 83 %. Технологія з подальшим закачуванням, після “Карпато́лу”, солянокислотного розчину на Долинському і Північнодолинському нафтових родовищах була застосована в 11 свердловинах з успішністю 64 %. Успішність цієї технології значно нижча, ніж технології з використанням розчину “Карпато́лу”, але більш як удвічі вища за успішність звичайної дії на ПЗП кислотним розчином.

На родовищах НГВУ “Полтаванафтогаз” селективну дію на ПЗП з використанням “Карпато́лу” проводили за дещо зміненою технологією. Її суть полягає у послідовному нагнітанні в пласт вуглеводневого газу, метанолу, 5%-го за активною речовиною розчину “Карпато́лу” та газованого 5%-го розчину “Карпато́лу”. Проведено 27 св.-оп. на Чижевському та Глинсько-Розбишівському нафтових родовищах. Успішність робіт 96 %.

В Охтирському нафтопромисловому районі селективні технології з використанням “Карпато́лу” були проведені у трьох свердловинах Бугруватівського родовища з успішністю 67 %. Найвища успішність селективної дії досягнута на родовищах НГВУ “Полтаванафтогаз”. Очевидно, збільшення успішності від 83 до 96 % свідчить про позитивний вплив на ефективність дії міцелярного розчину його спінення природним газом.

На нафтових родовищах ВАТ “Укрнафта” широко застосовують методи, селективність дії яких забезпечується використанням високов’язких рідин (емульсій, водорозчинних полімерів, розчинів асфальтосмолистого пом’якшувача, талового пеку тощо). Успішність селективної дії на родовищах Дніпровсько-Донецької западини надзвичайно висока — 76—100 %.

Нафтокислотні емульсії з високим вмістом плавикової та соляної кислот використовували під час обробки восьми свердловин Рибальського, Артюхівського, Бугруватівського та Коліївського родовищ. Успішність проведених робіт 100 %.

Водонафтові емульсії найбільше застосовували під час проведення селективної дії на ПЗП у Чернігівському нафтопромисловому районі. При цьому використовували суміш нафти та пластової води у співвідношенні 1 : 1 з добавкою 3 % емульгатора ЕС-2. Було проведено 104 св.-оп., з яких основна

кількість (понад 80 %) припадає на Лесяківське родовище. Успішність становила 76 %. Роботи з емульсіями також були проведені на Гнідинцівському, Богданівському та Прилуцькому родовищах. На родовищах НГВУ “Полтаванафтогаз” вуглеводнево-кислотну емульсію отримували у стовбурі свердловини під час послідовного закачування у ПЗП нафти або газового конденсату, солянокислотного розчину, глинокислотного розчину, нафти. Такі процеси проведені на 17 свердловинах.

Для селективної дії разом з нафтокислотою емульсією використовували крейдяні суспензії на полімерній основі. Успішність по 11 св.-оп. на Ново-григорівському та Глинсько-Розбишівському нафтових родовищах НГВУ “Полтаванафтогаз” становила 91 %. Це найвища успішність селективних методів дії з використанням високов'язких рідин на родовищах ВАТ “Укрнафта”. Крейдяну суспензію на основі полімерів застосовували для селективної дії на ПЗП і на Північнодолинському й Струтинському нафтових родовищах. Успішність проведених робіт (88 %) близька до успішності аналогічних процесів на родовищах НГВУ “Полтаванафтогаз”.

На Рибальському та Качанівському нафтових родовищах НГВУ “Охтирканафтогаз” було здійснено 15 св.-оп. селективної дії на ПЗП з використанням як високов'язкого розчину полімерів (поліакриламід, ГІПАН). Успішність цих процесів (80 %) досить близька до успішності аналогічних процесів, проведених на інших родовищах ВАТ “Укрнафта”.

В умовах Глинсько-Розбишівського та Чижевського нафтових родовищ досягнута 100%-на успішність селективної дії на ПЗП з послідовним нагнітанням у продуктивний розріз суспензії АСПГ і поліфосфату натрію як високов'язких рідин і кислотного розчину.

Досить широко застосовують для селективної дії на ПЗП пінні та газорідні системи. У Чернігівському НГВУ на Лесяківському нафтовому родовищі було проведено 19 св.-оп. з використанням двофазної пінни на основі сульфонолів — 0,5—1%-й розчин у прісній або пластовій воді. Успішність робіт 74 %.

В НГВУ “Охтирканафтогаз” використовували аналогічну технологію дії на ПЗП з використанням двофазної пінни на основі 0,5—1%-го розчину КМЦ. Було проведено 17 св.-оп.: на Рибальському родовищі — 11, Качанівському — 5, Бугруватівському — 1; успішність реалізованих процесів 47 %.

Найбільша кількість і найвища ефективність селективних методів дії на ПЗП з використанням пінних і газорідних систем одержані на нафтових родовищах НГВУ “Полтаванафтогаз”. На Глинсько-Розбишівському та Ново-григорівському родовищах було проведено 13 св.-оп. з використанням двофазної пінни на основі 0,5—1%-го розчину сульфанолю та газованого солянокислотного розчину; успішність — 84 %. Успішність аналогічних процесів на родовищах НГВУ “Чернігівнафтогаз” становила 74, на родовищах НГВУ “Охтирканафтогаз” — лише 47 %. На Глинсько-Розбишівському, Юріївському, Малосорочинському газоконденсатних та Решетняківському, Кибинцівсько-

му та Сагайдацькому нафтових родовищах для селективної дії використовували пінні системи з високою концентрацією ПАР (5–10 %) — неонулу АФ9-12 або ТЕАС. На цих родовищах було проведено 22 св.-оп., ефективність по яких сягнула 96 %. Селективну дію на ПЗП з використанням пінних систем на основі висококонцентрованих ПАР (5–10 %) — неонол АФ9-12, ТЕАС, та газованого солянокислотного розчину на деяких свердловинах повторювали двічі. За такою технологією було реалізовано 24 процеси: 17 — на Глинсько-Розбишівському; 3 — на Кибинцівському; 2 — на Юріївському, по 1 — на Гоголівському та Харківському родовищах. Успішність становила 100 %.

У нафтових свердловинах використовували дещо змінену технологію. Вона полягає у послідовному нагнітанні у пласти висококонцентрованого розчину на основі КМЦ, ССБ, лугу та нафти і газокислотного розчину. За цією технологією було проведено 19 св.-оп. на Глинсько-Розбишівському, Чижівському та Новогригорівському родовищах. Успішність робіт 89 %.

ТАБЛИЦЯ 4.3. Результати впровадження направлених методів дії на привибійну зону пластів на родовищах ВАТ “Укрнафта”, розроблених на основі досліджень

Технологія	Нафтогазове виробниче управління	Кількість свердловино-операцій	Додатковий видобуток	
			нафти, тис. т	газу, тис. м ³
Спосіб обробки привибійної зони нафтогазоносного пласта	Охтирканафтогаз	2	0,128	34
	Полтаванафтогаз	16	6,424	168 455
		10	24,799	2577
		3	5,985	307
Спосіб кислотної обробки нафтонасиченого пласта	Охтирканафтогаз	5	*	**
	Полтаванафтогаз	14	46,349	3565
		3	0,431	208
	”	35	45,211	7750
	”	7	2,366	—
Спосіб селективної обробки розрізів свердловин газокислотної	Полтаванафтогаз	6	5,698	304
	”	6	2,020	46 028
Рецептура міцелярного розчину для обробки ПЗП	”	6	3,242	685
Спосіб ізоляції припливу (перетікання)	”	4	0,306	11 922
Спосіб селективної кислотної обробки продуктивних пластів газових свердловин	”	12	9,487	815
	”	9	0,456	25 434
Спосіб комбінованої кислотної обробки пластів	Долинанафтогаз	5	1,17	—
У сь о г о	—	165	154,072	320 299

* Нагнітальні свердловини. ** Дохід 696 586 крб.

Використання пінних і газорідних систем для селективних методів дії на ПЗП по родовищах НГВУ “Полтаванафтогаз” забезпечило нижчу успішність, ніж використання високозв’язних рідин. Це зрозуміло, оскільки регульованість і стабільність пінних і газорідних систем значно нижчі.

Отже, дослідження промислових результатів спрямованої дії на ПЗП по родовищах ВАТ “Укрнафта” підтверджують достатньо великі обсяги їх використання. За 10-річний період було проведено 717 процесів спрямованої дії, у тому числі 94 спрямовані та 623 селективні. Середня успішність направлених методів дії на ПЗП становила 70 %, що на 37 % (або більше ніж у двічі) вища за середню успішність традиційних, неспрямованих методів дії на ПЗП багат шарового продуктивного розрізу.

У табл. 4.3 наведено результати технологічної ефективності промислового впровадження процесів спрямованої дії на ПЗП. З розроблених 27 процесів такої дії на родовищах ВАТ “Укрнафта” впроваджено 16 технологій, у тім числі 12 патентозахищених. На родовищах трьох нафтогазодобувних підприємств проведено 165 св.-оп., що забезпечило додатковий видобуток 154,072 тис. т нафти та 320 299 тис. м³ газу з середньою успішністю.

4.1.7. Моделювання впливу стану привибійної зони на процес витіснення нафти водою в багат шаровому пласті

Роботи, пов’язані з дією на ПЗП, можуть привести до двох головних наслідків, які, у свою чергу, впливають на показники розробки об’єкта: змінити ступінь охоплення пласта розробкою і обумовити перерозподіл потоків між різнопроникними або різнопродуктивними інтервалами пласта. Розширення охоплення пласта розробкою, безперечно, має поліпшити показники розробки, причому насамперед відповідно збільшити кінцевий коефіцієнт нафтовіддачі. Вплив же зміни фільтраційних потоків на нафтовіддачу не є настільки ж очевидним. Спроби вивчення цього явища з використанням математичних моделей багатозазної фільтрації можуть привести до висновку, що зміна напрямку та інтенсивності фільтраційних потоків не зумовлює зміни кінцевих показників розробки і впливає лише на їх динаміку, а це суперечить позитивному досвіду використання гідродинамічних методів підвищення нафтовилучення.

Для вивчення процесу витіснення нафти водою у багат шаровому покладі вибраний гіпотетичний об’єкт, який за формою є сектором кругового циліндра з кутом 45° та радіусом 500 м (рис. 4.10). Покрівля та підошва пласта, а також бокові межі, які утворюють кут сектора, — непроникні. Загальна товщина пласта 24 м. Він складається з 8 шарів товщиною 3 м кожен; шари характеризуються своїми значеннями пористості та горизонтальної проникності (табл. 4.4). Шари гідродинамічно сполучені по вертикалі, але колектор анізотропний: горизонтальна проникність у 10 разів більша за вертикальну. Початкова насиченість нафтою становить 80 %, відповідно насиченість зв’я-

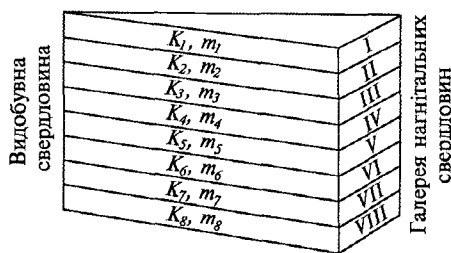


Рис. 4.10. Гіпотетичний об'єкт для вивчення процесу витіснення нафти водою

ТАБЛИЦЯ 4.4. Властивості шарів моделі пласта

Шар	$K_{гор}, \text{мкм}^2$	M	$K^*, \text{мкм}^2$
I	0,150	0,17	0,075
II	0,075	0,15	0,025
III	0,010	0,12	0,002
IV	0,200	0,18	0,100
V	0,001	0,11	0,001
VI	0,100	0,16	0,050
VII	0,025	0,13	0,005
VIII	0,050	0,14	0,010

заною водою — 20 %. Початковий пластовий тиск 30 МПа. В'язкість нафти — 5, води — 0,5 мПа · с. Об'ємний коефіцієнт за початкового тиску: нафти — 1,37; води — 1,0; коефіцієнти стисливості: нафти — 0,003, води — 0,0003 МПа⁻¹. Початкові запаси нафти 180 тис. т.

Об'єкт дренований досконалою за ступенем розкриття свердловиною, яка розташована вздовж осі обертання. Свердловину експлуатують за умови підтримання постійного вибійного тиску 25 МПа. Нагнітання води здійснюють через галерею, розташовану на зовнішній циліндричній межі пласта.

Мета модельного експерименту — дослідження залежності показників розробки шаруватого об'єкта від розподілу його колекторських властивостей та їхньої зміни у привибійній зоні після дії на неї. Відповідно до залежності в моделі визначено п'ять зон, які характеризуються різними значеннями залишкової нафтонасиченості та фазової проникності. Вважається, що в результаті розкриття пласта бурінням та перфорацією його проникність у привибійній зоні знизилась до величини K^* .

За результатами модельного експерименту було встановлено, що до прориву витискувальної води у свердловини спостерігається випереджувальне просування фронту витіснення у високопроникних шарах. Після прориву води та швидкого обводнення свердловини відбувається промивання колектору з помітним перетіканням між шарами під впливом гідродинамічних і гравітаційних сил. Рис. 4.11 ілюструє зміну розподілу насиченості в пласті на різні моменти часу.

За умови поліпшення природної проникності колектору в ПЗП виконані розрахунки для об'єкта, складеного з восьми шарів: 1) у разі зменшення проникності від підшови пласта; 2) зі зростанням проникності від покрівлі до підшови; 3) в умовах випадкового розподілу (табл. 4.5).

Звичайно, у розрахунках збережена попередня відповідність між проникністю та пористістю і залишковою нафтонасиченістю. Для всіх "перших" розрахунків характерне випереджувальне просування фронту витіснення по верхніх шарах, за якими починається перетікання води у нижні шари під впливом гра-

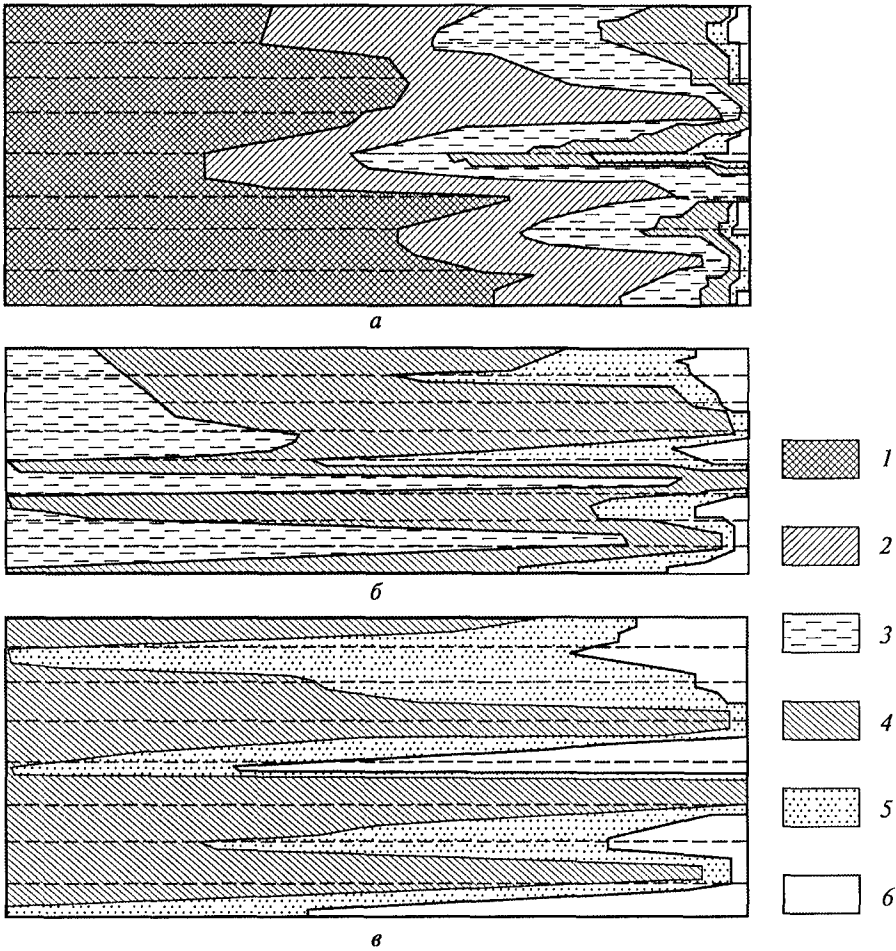


РИС. 4.11. Розподіл водонасиченості в моделі пласта у багатошаровому пласті за різних показників нагнітання води.

Водонасиченість, %: 1 — 20; 2 — 30; 3 — 40; 4 — 50; 5 — 55; 6 — 60; поровий об'єм (γ %), обводненість продукції (γ %), коефіцієнт нафтовилучення відповідно: а — 10; 0,0; 0,030; б — 50; 89,60; 0,190; в — 100; 94,76; 0,265

вітації. В кінцевих розподілах водонасиченості визначаються слабкопромита зона фронту витіснення поблизу підосви і майже повна відсутність гравітаційних перетікань, що зумовлює наявність слабкопромитих зон у верхніх шарах. Підвищення проникності у привибійній зоні в усіх випадках супроводжується деяким зниженням водонасиченості поблизу зони та безпосередньо в ній, що підтверджується формою водних ізопахіт.

Порівняння розрахунків з даними досліджень показало, що в модельному експерименті абсолютні прирости нафтовилучення змінюються від 0,008 до 0,016 залежно від характеру дії на привибійну зону. Не одержано і значних приростів коефіцієнта нафтовилучення за розрахунками на детермінованих

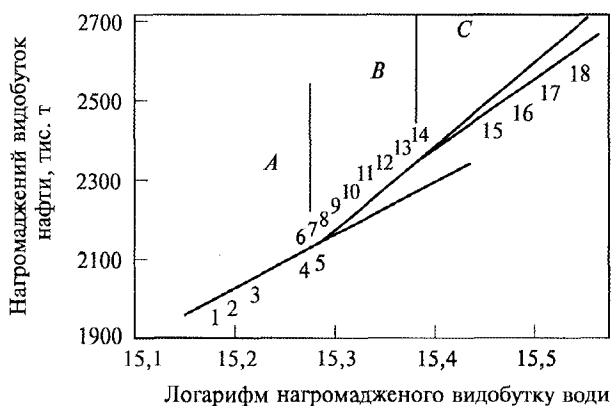


РИС. 4.12. Характеристика витіснення по першій ділянці Вигодсько-Бистрицького покладу Долинського нафтового родовища (цифри під кривою — роботи з інтенсифікації видобутку, над кривою — водообмежувальні роботи)

моделях зі збільшенням продуктивності експлуатаційних і нагнітальних свердловин, відчутна лише зміна динаміки видобутку нафти.

Для оцінки впливу зміни інтенсивності фільтраційних потоків у результаті робіт з інтенсифікації видобутку нафти і обмеження припливу пластових вод на кінцеву нафтовіддачу в умовах витіснення нафти водою використана залежність коефіцієнта витіснення від швидкості фільтрації, яка одержана на основі фільтраційних дослідів.

Для складних за формою фільтраційних потоків, швидкість яких змінюється в різних точках пласта, характерним є середньозважений за об'ємом коефіцієнт витіснення. На прикладі найпростіших за формою потоків можна з'ясувати основні закономірності впливу неоднорідності пласта та змін, які відбуваються в процесі робіт з інтенсифікації видобутку нафти, на кінцеві показники розробки покладу, і в першу чергу на кінцевий коефіцієнт нафтовилучення.

Теоретичні оцінки підтверджуються аналізом впливу робіт з інтенсифікації видобутку нафти і обмеження припливу пластових вод, проведеним за промисловими даними (рис. 4.12). За шестирічний період, що проаналізований зі збереженням умов в об'ємній оцінці, було проведено понад 30 св.-оп. з інтенсифікації видобутку нафти і обмеження припливу пластових вод за різними технологіями.

Теоретичні оцінки та практичні дані свідчать, що роботи з інтенсифікації видобутку нафти та обмеження припливу пластових вод суттєво впливають на нафтовилучення об'єкта розробки.

Хибність мети з позиції критеріїв розробки родовищ за методами дії на пласти, починаючи з привибійної зони, полягає в тому, що поточне збіль-

ТАБЛИЦЯ 4.5. Розрахунки (1—3) проникності шарів моделі пласта, мкм²

Шар	1	2	3
I	0,200	0,001	0,150
II	0,150	0,010	0,075
III	0,100	0,025	0,010
IV	0,075	0,050	0,200
V	0,050	0,075	0,001
VI	0,025	0,100	0,100
VII	0,010	150	0,025
VIII	0,001	0,200	0,050

шення дебітів свердловин як самоціль стримувало необхідність використання елементів системного підходу до проектування та реалізації методів дії на пласти у привибійній зоні як інструменту керування фільтраційними потоками в пласті для підвищення коефіцієнта нафтогазоконденсатовилучення.

В історії розробки нафтових і газових родовищ України ця проблема сформувалась на принципах планової економіки, де поточні обсяги видобутку забезпечували будь-якими засобами, особливо в період фонтанної експлуатації свердловин, — порушенням режимів експлуатації та проведенням потужних інтенсифікаційних методів дії на ПЗП. Цілком природно, що результати таких підходів не примусили себе довго чекати. На родовищах з легкодобуваними активними запасами (Долинське, Північнодолинське, Гнідинцівське, Леляківське, Качанівське, Глинсько-Розбишівське, Рибальське, Новогригорівське, Анастасівське) розпочалось інтенсивне обводнення, було розвинуто режим розчиненого газу, виключено з розробки низькопроникні прошарки тощо. Це спонукало до розробки та вдосконалення методів дії на ПЗП у напрямі селективності їх дії на малопроникні прошарки та обмеження припливу пластових вод.

Методи інтенсифікувальної та ізолювальної дії на ПЗП — достатньо потужний, економічно вигідний інструмент для збільшення поточних обсягів видобутку нафти і газу з максимальною повнотою нафтогазоконденсатовилучення. З огляду на це, актуальним і доцільним є використання елементів системного підходу до організації робіт з дії на ПЗП.

Існує великий арсенал методів дії на пласти в привибійній зоні, однак лише їх системне, упорядковане, умовно одночасне використання може стати потужним інструментом регулювання процесів розробки родовищ, керування динамікою та напрямком фільтраційних потоків і забезпечити оптимальні поточні об'єми видобутку вуглеводнів та збільшення кінцевого нафтогазоконденсатовилучення.

Отже, із застосуванням системного підходу змінюються принципи проектування процесів дії на ПЗП. Не під технологічний процес вибирають свердловину, а свердловина “вибирає” прийнятні технології для вирішення проблем розробки. Такий підхід є коректним як для проведення обробок свердловин у процесі їх освоєння та експлуатації, так і для регулювання фільтраційними потоками в пласті.

Для вибору методу впливу на привибійну зону свердловини і варіантів регулювання фільтраційними потоками потрібно мати геолого-технологічну інформацію про об'єкт, яку можна одержати шляхом:

- побудови геологічної моделі об'єкта, покладу, ділянки;
- адаптації геологічної моделі (аналіз геологічних досліджень та ретроспективної інформації щодо динаміки продуктивності, обводненості працюючих продуктивних інтервалів для кожної свердловини);

- побудови гідродинамічної моделі об'єкта, власне карти розподілу нафтонасиченості для кожного прошарку, зокрема з виділенням напрямку фільтраційних потоків, що дає змогу здійснювати прогноз;
- визначення динаміки зміни нафтонасиченості залежно від зміни параметрів ПЗП та величини відборів рідини;
- обґрунтування методів дії на ПЗП у конкретних свердловинах, у тім числі методів обмеження припливу пластових вод;
- прогнозування оцінки технологічної та економічної ефективності застосування вибраних методів дії на привибійну зону;
- обґрунтування на основі розробленої гідродинамічної моделі кількох варіантів регулювання фільтраційними потоками, які реалізують шляхом упорядкованої умовно-одночасної дії на ПЗП.

На основі виконаних теоретичних і експериментальних досліджень та аналізу промислового досвіду розроблено методи й технології спрямованої та селективної дії на ПЗП багат шарових продуктивних інтервалів. Розроблені також принципи та засоби упорядкованої дії на привибійну зону багат шарових пластів для об'єкта розробки в цілому, спрямованих на ефективне регулювання динаміки і напрямку фільтраційних потоків у покладі з метою збільшення вуглеводневідачі складнопобудованих, високонеоднорідних, різнонасичених колекторів.

Для реалізації принципів і засобів упорядкованої дії на ПЗП стосовно збільшення коефіцієнтів нафтовилучення покладу шляхом регулювання фільтраційних потоків було вибрано першу ділянку Вигодсько-Бистрицького покладу Долинського нафтового родовища. Вибір саме цієї ділянки зумовлений тим, що тут зосереджені значні запаси нафти. Так, за поточного коефіцієнта нафтовилучення 0,443 по вигодсько-бистрицькому покладу в цілому його значення для першої ділянки становить близько 0,4 за обводненості продукції майже 90 %. При цьому для північно-західної частини ділянки поточний коефіцієнт вилучення нафти становить лише 0,154, що майже утричі менше, ніж для південно-східної частини.

Узагальнення результатів комплексних досліджень особливостей вироблення запасів нафти із заводненням неоднорідних колекторів на основі диференціації запасів нафти та моделювання гідродинамічної задачі показало, що коефіцієнти вилучення нафти по окремих пластах і пачках змінюються у досить широких межах. При цьому найменшого нафтовилучення досягнуто у третій пачці вигодської світи, а найбільшого — у першій пачці тієї самої світи.

Аналіз зміни початкових пластових тисків у процесі розробки еоценових покладів Долинського родовища свідчить, що вже у початковий період введення в експлуатацію свердловин на різні об'єкти розробки пластові тиски, зведені до однієї абсолютної позначки, рівні між собою.

Відповідне зниження пластового тиску як у водоносній, так і в нафтоносній частині манявського покладу порівняно з початковим встановлено

замірами у св. 231, 228 та ін. Зіставлення пластових тисків у цих свердловинах показало, що їх значення відрізнялись не більш як на 0,1—0,8 МПа. Про наявність гідродинамічного зв'язку між вигодським і манявським покладами свідчать також показники експлуатації св. 311, в якій, крім стабільного дебіту та навіть деякого його збільшення, зафіксовано зростання пластового тиску ще до початку нагнітання води у манявський поклад. Такий самий взаємозв'язок встановлено між вигодським і бистрицьким покладами. Замірний початковий тиск у свердловинах бистрицького покладу відповідав початковому пластовому тиску вигодського покладу в цій же частині структури.

Важливим фактором є тектонічна порушеність Долинського родовища. Якщо максимальна товщина глинистої перемички між вигодською і манявською світами становить у районі першої ділянки 20—30, а між вигодською і бистрицькою — 10—15 м і менше за амплітуди тектонічних порушень між першою і другою ділянками 50—100 м, то цілком ймовірно, що пласти одного покладу безпосередньо контактують з продуктивними пластами іншого.

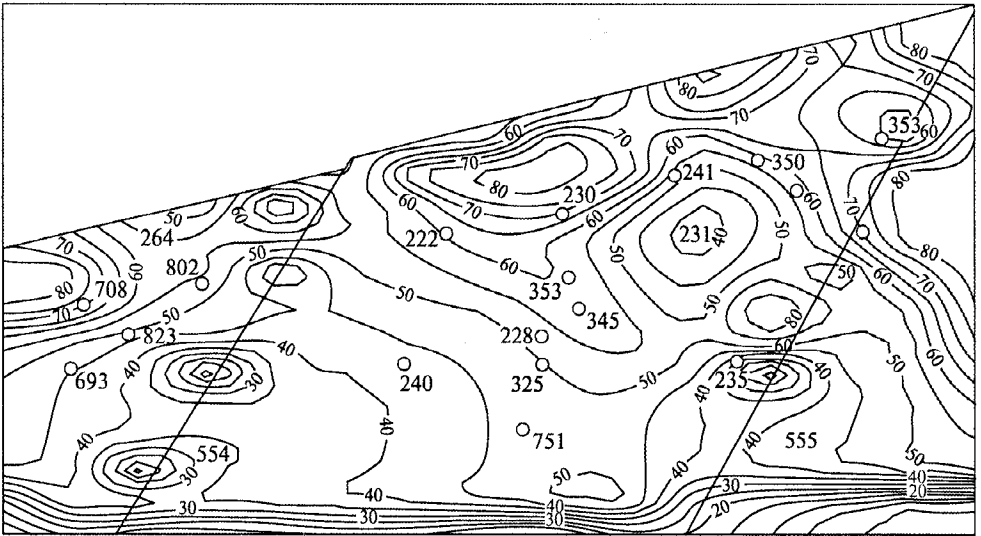
Крім розглянутих факторів на перетікання рідин між окремими покладами впливали пластовий тиск та об'єми закачки води. Інтенсивні відбори нафти і закачка води у св. 554, 555 були розпочаті у вигодсько-бистрицький поклад значно раніше, ніж у манявський. Тому закономірними є зниження пластового тиску у манявському покладі вже у перших видобувних свердловинах і стабілізація його надалі ще до початку закачки води.

Вищенаведені дані дають підстави для сумніву відносно вироблення балансових запасів нафти з першої пачки вигодського покладу. В зв'язку з цим було проведено оцінку нафтонасиченості порід-колекторів на основі гідродинамічного моделювання по пластах бистрицької світи і трьох пачках вигодської станом на 01.01.96 р. У результаті було оцінено нафтонасиченість порід і побудовано відповідні карти поточної насиченості.

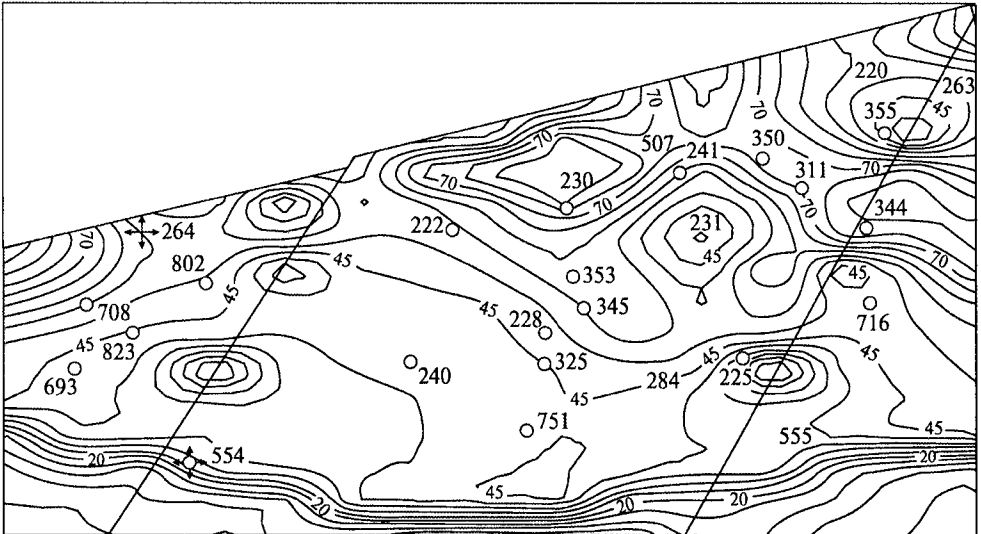
На першій ділянці покладу найбільша нафтонасиченість пластів-колекторів бистрицької світи спостерігається в склепінній частині структури (рис. 4.13, а). Це зумовлене тим, що через нагнітальні свердловини 264, 507, 220, 263 воду в бистрицькі відклади практично не закачували або проводили закачку в незначних об'ємах (св. 220, 507). З 1971 р. розробку ділянки Іа здійснювали без підтримання пластового тиску, а тому висока нафтонасиченість пластів-колекторів є закономірною для цієї частини структури.

У приконтурній частині покладу нафтонасиченість закономірно зменшується, що зумовлено закачкою більших об'ємів води, особливо у пласти 2 і 3 через св. 554, 284, 231.

Нафтонасичені зони в межах першої ділянки для першої пачки зберігаються невеликою смугою в прифронтальній частині, переважно в околі св. 708, 230, 350. На решті площі ділянки нафтонасиченість пластів різко зменшується, особливо в районі нагнітальної свердловини 554, в яку закачано великі об'єми води. Істотне зниження нафтонасиченості пластів спостерігається також у районі нагнітальних свердловин 231 і 284.

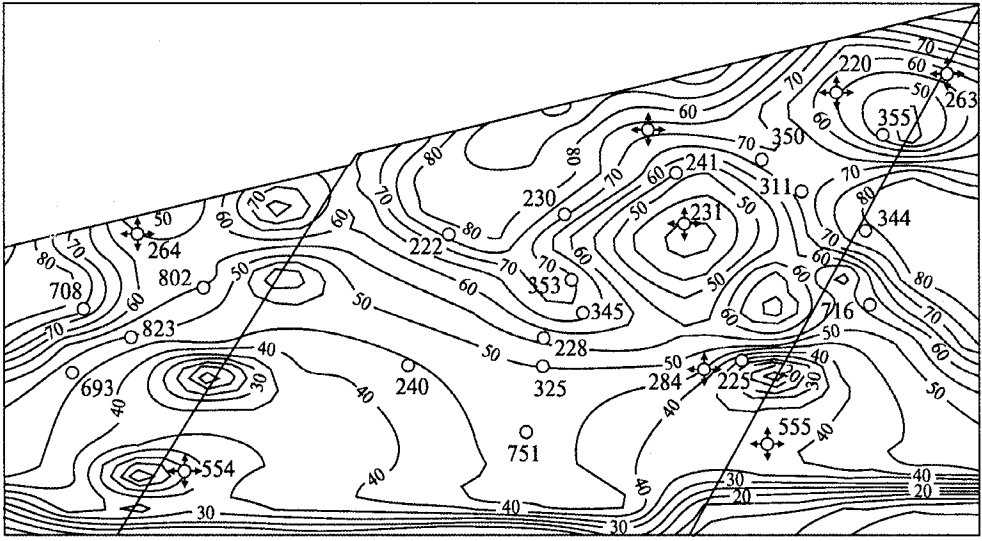


a



б

Нафтонасиченість пластів другої пачки, на відміну від першої, значно збільшується, передусім у північно-західній частині ділянки, де розташовані видобувні свердловини 708, 802, 222, 241, 350 та ін. Таке явище пояснюється тим, що наявні в цьому районі запаси нафти в процесі закачки води в приконтурні свердловини 231, 284, 554, 555 витіснені у підгорнуту частину покладу. Відбір нафти з цієї частини практично здійснюють тільки спеціальною розгалужено-горизонтальною свердловиною 350. Св. 353 і 354, які бурили спрямовано на зазначену частину покладу, не забезпечують стабільного ви-



в

РИС. 4.13. Карти насиченості для бистрицького (а), вигодського (б) і вигодсько-бистрицького (в) покладів Долинського нафтового родовища на 01.01.1996 р.

добутку нафти з технічних і технологічних причин. Стосовно району розташування видобувних свердловин 802, 708, 823 можна стверджувати, що з урахуванням їх технічного стану слід вважати неможливим досягнення коефіцієнта нафтовилучення, близького до поточного його значення в цілому для вигодсько-бистрицького покладу. Крім того, для поліпшення нафтовилучення цієї ділянки покладу потрібно вирішити питання закачування води в одну із видобувних свердловин або буріння нової нагнітальної свердловини.

Третя піщано-алевролітова пачка вигодської світи, згідно з картою нафтонасиченості, на більшій частині першої ділянки покладу (рис. 4.13, б) повторює карту нафтонасиченості другої піщано-алевролітової пачки. Проте на відміну від другої пачки, вироблення запасів нафти з третьої пачки знаходиться у значно гіршому стані. Для його поліпшення потрібно розбурити мости і підключити до розробки всі нафтонасичені прошарки у свердловинах, де за їх технічним станом можна виконати зазначені роботи. Пласти першої піщано-алевролітової пачки, які переважно вироблені та обводнені, слід ізолювати під час проведення цих робіт. Крім того, для збільшення охоплення розрізу за площею доцільно перевести під закачування води св. 240 або св. 325, розбуривши попередньо в них всі наявні мости із здійсненням методів інтенсифікації щодо третьої піщано-алевролітової пачки.

За даними карти нафтонасиченості по вигодсько-бистрицькому покладу станом на 01.01.96 р. (рис. 4.13, в), основні зони залишкової нафтонасиченості концентруються в склепінній частині структури, де вони простежуються у вигляді вузької смуги в районі видобувних свердловин 708, 222, 230, 350, 344

та ін. У приконтурній частині покладу нафтонасиченість пластів закономірно зменшується як по окремих пластах бистрицької світи, так і по пачках пластів вигодської світи. Проте при цьому нафтонасиченість пластів, вища за 50 %, займає площу, що становить понад 2/3 площі початкової нафтонасиченості. З урахуванням вищенаведеного слід активізувати методи інтенсифікації та регулювання фільтраційними потоками.

Отже, геологічне та гідродинамічне моделювання процесу розробки покладу нафти для першої ділянки вигодсько-бистрицької світи Долинського нафтового родовища дало можливість як у цілому по покладу, так і диференційовано по його пачках побудувати карти-моделі поточної нафтонасиченості та визначити напрямки фільтраційних потоків у них.

За цією інформацією стає зрозумілим, як керувати фільтраційними потоками, щоб включити до розробки малодреновану склепінну частину покладу

ТАБЛИЦЯ 4.6. Прогнозування результатів технологічного процесу направленої дії на приви

Номер свердловини	Штучний вибій, м	Інтервал перфорації, м	Варіанти			
			1		2	
			Метод	Очікуване збільшення дебіту нафти, %	Метод	Очікуване збільшення дебіту нафти, %
222	2720	2111—2711	Обробка міцелярним розчином	32	Спрямована КО	23
230	2677	2651—2677	Те саме	30	Те саме	75
240	2805	2708—2790	Перестріл в інт. 2734—2744	34	Перестріл в інт. 2734—2744 м + спрямована КО	34
241	2660	2488—2650	Розкриття BSt, ГРП	40	Розкриття Bst, ГРП	40
311	2594	2460—2625	Розбурювання до 2660 м з дострілом	60	Розбурювання до 2660 м з дострілом	60
325	2700	2648—2657 2670—2690	Розбурювання до 2860 м	100	Термохімічна обробка	30

в пачках 2 і 3 зі значною насиченістю нафтою та змінити напрямки фільтраційних потоків води, що нагнітається, під час водообмежувальних робіт.

У випадку прориву води до видобувних свердловин, що спостерігається на цій ділянці покладу, збільшення нафтовіддачі можна досягнути збільшенням швидкості фільтрації. Відповідно, збільшення цієї швидкості можна досягнути підвищенням відбору рідини з працюючих свердловин. Останнє можна забезпечити зростанням продуктивності свердловин.

Як було визначено, для умов розробки згаданої ділянки Долинського родовища найефективнішими є: селективна кислотна дія на ПЗП (КО); дія міцелярними розчинами (МР); термохімічна обробка (ТО); гідравлічний розрив пласта (ГРП). Отже, з урахуванням ретроспективної інформації за методом експертних оцінок запропоновано чотири варіанти упорядкованої дії на ПЗП (табл. 4.6).

біїну зону пласта

3		4		Дебіт нафти на 01.03.1997, т/добу	Дата проведення процесу
Метод	Очікуване збільшення дебіту нафти, %	Метод	Очікуване збільшення дебіту нафти, %		
Ізоляція "Ріпол"	5	Спрямована КО	23	5,7	12.1997—04.1999 (обробка міцелярним розчином)
Ізоляція кристалосольватами	0	Те саме	75	12,21	—
Перестріл в інт. 2734—2744	34	Перестріл в інт. 2734—2744 + спрямована КО	34	1,71	07.1999
Розриття Bst, ГРП	40	Розкриття Bst + спрямована КО	40	3,35	02.1998—06.2000 (обробка міцелярним розчином)
Розбурювання до 2660 м з дострілом	60	Спрямована КО	60	0,61	12.1997—06.2000 (спрямована КО)
Розбурювання до 2860 м	100	Термохімічна обробка	30	0,78	04.2000

РОЗДІЛ 4. Дослідження і результати впровадження нових технологій в Україні

Номер свердловини	Штучний випій, м	Інтервал перфорації, м	Варіанти			
			1		2	
			Метод	Очікуване збільшення дебіту нафти, %	Метод	Очікуване збільшення дебіту нафти, %
823	2876	2803—2844	ГРП	70	Розкриття до 2919 м і достріл	100
225	2671	2641—2664	Ізоляція кристало-сольватами	—	—	—
228	2738	2638—2737	Спрямована КО	30	Термохімічна обробка	39
264	2818	2784—2844	ГРП	60	ГРП	60
315	2528	—	Спрямована КО	30	Спрямована КО	30
344	2770	2450—2623	Обробка міцелярним розчином	80	Те саме	75
345	2610	2592—2641	—	—	—	—
350	2342	—	Обробка міцелярним розчином	75	Спрямована КО	35
353	2792	2592—2716	Спрямована КО	55	Те саме	55
354	2802	—	ГРП	30	Кислотна обробка	55
355	2713	2515—2570 2580—2607	Спрямована КО	34	Спрямована КО	34
693	2837	2790—2834	—	—	—	—
708	2868 1 ст. 2 ст.	2772—2850 2860—2868	ГРП	60	ГРП	60
716	2591	2483—2580	—	—	—	—
802	2706	2722—2796	—	—	—	—

4.1. Інтенсифікація видобутку нафти

Закінчення табл. 4.6

3		4		Дебіт нафти на 01.03.1997, т/добу	Дата проведення процесу
Метод	Очікуване збільшення дебіту нафти, %	Метод	Очікуване збільшення дебіту нафти, %		
Розкриття до 2919 м і достріл	100	Розкриття до 2919 м + спрямована КО	100	0,36	07.1998—04.2000 (обробка міцелярним розчином)
—	—	Спрямована КО	40	9,19	—
Ізоляція “Ріпол”	5	Термохімічна обробка	39	2,07	На вибої метал
ГРП	60	ГРП	60	0,42	07.1997
Спрямована КО	30	Спрямована КО	30	0,97	—
Те саме	75	Обробка міцелярним розчином	75	12,49	11.1997
—	—	—	—	0,14	—
Спрямована КО	35	Спрямована КО	40	5,83	07.1998
Те саме	55	ГРП	50	1,35	—
Кислотна обробка	55	”	55	1,75	05.1997
Спрямована КО	34	Спрямована КО	34	7,37	—
—	—	—	—	0,28	—
ГРП	60	Спрямована КО	60	1,81	05.1998
—	—	Те саме	40	2,6	02.1998
—	—	ГРП	70	2,73	06.1998

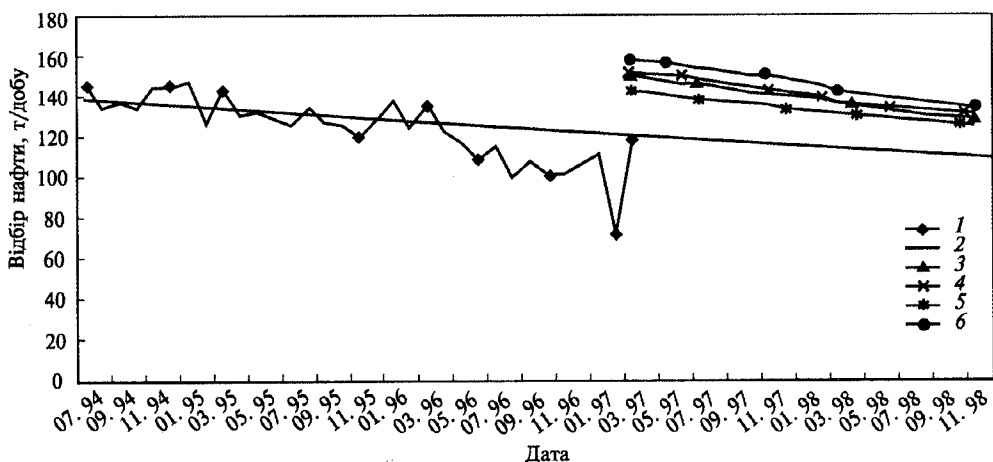


РИС. 4.14. Зміна фактичного та прогнозних відборів нафти з першої ділянки вигодсько-бистрицького покладу Долинського родовища.

Відбір нафти, т/добу: 1 — фактичний, 2 — прогнозний, 3 — варіант 1, 4 — варіант 2, 5 — варіант 3, 6 — варіант 4

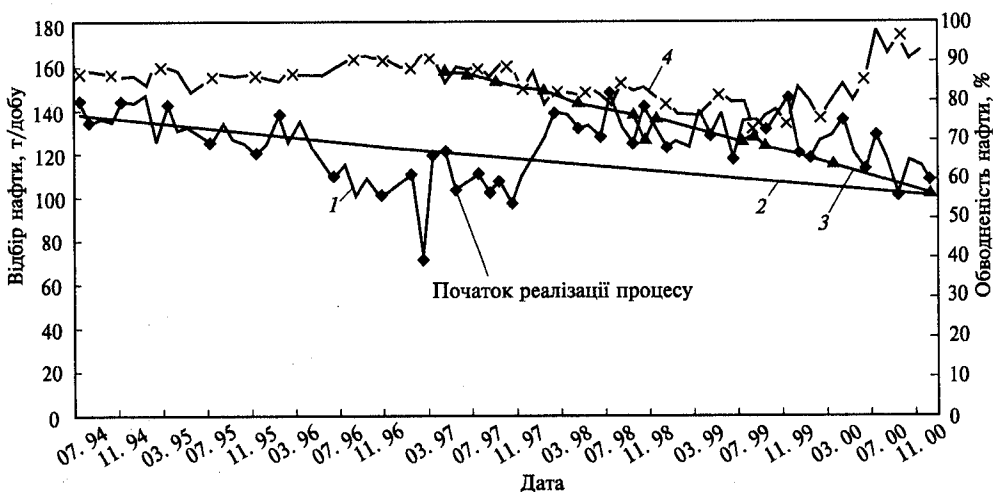


РИС. 4.15. Результати впровадження упорядкованої умовно-одночасної дії на ПЗП по першій ділянці вигодсько-бистрицького покладу Долинського нафтового родовища.

Відбір нафти, т/добу: 1 — фактичний, 2 — прогнозний, 3 — прогнозний за варіантом 4; 4 — обводненість

Встановлено, що всі попередні роботи з дії на ПЗП для св. 345, 693 виявилися неефективними, тому у цих свердловинах не пропонується проведення робіт з інтенсифікації видобутку нафти. Таке рішення узгоджується з розподілом поточної нафтонасиченості у покладі.

На основі результатів моделювання і промислових досліджень обґрунтовано показники варіантів впливу на привибійну зону свердловин Долинського родовища за різними методами (табл. 4.6).

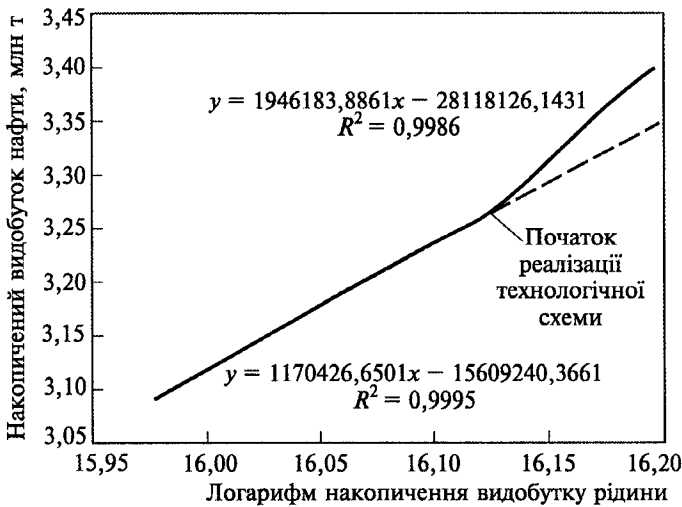


РИС. 4.16. Характеристика витіснення нафти на першій ділянці вигодсько-бистрицького покладу Долинського родовища

Згідно з вибраними чотирма варіантами, розраховано прогнозні показники розробки першого блока вигодсько-бистрицького покладу Долинського нафтового родовища без використання упорядкованої дії на ПЗП та з упорядкованою дією на ПЗП. Найдоцільнішим з них є четвертий варіант упорядкованої дії на ПЗП, за яким передбачалось проведення упродовж 1997—1998 рр. 12 спрямованих кислотних обробок, 4 гідравлічних розривів пласта, 2 термохімічних обробок, 1 перестрілу продуктивного інтервалу та розкриття нижніх інтервалів з перестрілом у двох свердловинах і подальшою спрямованою кислотною дією і 1 обробки міцелярним розчином. Це мало забезпечити додатковий видобуток на першій ділянці вигодсько-бистрицького покладу Долинського нафтового родовища в об'ємі 25,265 тис. т нафти.

Процес підвищення нафтовилучення на першій ділянці вигодсько-бистрицького покладу розпочався 05.1997 р. з проведення у св. 354Д гідравлічного розриву пласта. Реалізація всього комплексу робіт згідно з четвертим варіантом передбачалась протягом 1,5 року. Фактично упродовж 1997—2000 рр. було проведено 19 св.-оп., 11 спрямованих кислотних обробок, 3 гідравлічні розриви пласта, 4 обробки привибійної зони міцелярними розчинами. У св. 325Д було розбурено цементний міст і здійснено спрямовану кислотну обробку, у св. 823Д, 708Д, 311Д, 241Д і 222Д — додатково розглянуто і проведено повторну дію на ПЗП.

Успішність процесів становила 89,4 %. Динаміку показників розробки першої ділянки вигодсько-бистрицького покладу порівняно з прогнозними за четвертим варіантом дії на ПЗП ілюструють рис. 4.14, 4.15. Додатковий видобуток від впровадження цієї дії за 1998—2000 рр. становив 19 899,18 т нафти і 4212,88 тис. м³ газу, що на 5,36 тис. т менший за прогнозний. Це зумовле-

но точністю прогнозних розрахунків, запізненням більше як на 7 міс початку реалізації процесу та значним, більше як удвічі, збільшенням терміну його реалізації. Зменшення обводненості продукції на першій ділянці вигодсько-бистрицького покладу впродовж терміну реалізації комплексу робіт упорядкованої умовно-одночасної дії на ПЗП опосередковано підтверджує реакцію об'єкта розробки на дію на нього через привибійну зону пластів в експлуатаційних свердловинах і те, що нафта і газ додатково добуті шляхом підвищення коефіцієнта нафтовилучення. Побудована характеристика витіснення на першій ділянці вигодсько-бистрицького покладу також підтверджує поліпшення процесу витіснення нафти (рис. 4.16), а отже, і збільшення коефіцієнта нафтовилучення. Економічний ефект від реалізації комплексу робіт за четвертим варіантом становив 712 тис. грн.

Отже, промислові результати впровадження процесу підвищення коефіцієнта вилучення нафти на зазначеній ділянці шляхом зміни динаміки і напрямку фільтраційних потоків упорядкованою умовно-одночасною дією на ПЗП підтверджують правильність теоретичних та експериментальних досліджень.

4.2. Вплив теплоносіями

У разі встановлення генератора теплової енергії на поверхні до недавнього часу існувала проблема транспортування теплоносія на вибій нагнітальної свердловини для його переміщення у пласті. Щоб розпочати промислові дослідження способів теплового впливу, потрібно мати уявлення про процеси, що проходять у пласті із введенням теплоносіїв з високою температурою. У процесах, що проходять у нафтовому колекторі, зокрема під час переміщення флюїду по капілярних порах і тріщинах нафтового пласта, молекулярно-поверхневі явища мають великий вплив на витіснення нафти з пор.

Підвищення температури пласта поліпшує ступінь витіснення нафти з капілярів неоднорідних і шарувато-неоднорідних колекторів і збільшує фазову проникність для нафти незалежно від її в'язкісної характеристики. Крім того, із введенням тепла частина нафти переходить у парову фазу, зона якої у міру збільшення об'єму закачки теплоносія розширюється.

Характер теплових процесів, що відбуваються в пласті із введенням теплоносія, обумовлений кількома факторами. Це інтенсивний теплообмін між теплоносієм і скелетом порового середовища пласта внаслідок великої площі контакту, конвективне перенесення тепла у напрямку фільтрації, теплові ефекти, що виникають (ефект Джоуля—Томсона внаслідок дроселювання через порове середовище).

Із закачуванням теплоносія тепла енергія в пласті передається шляхом конвекції. Тому кількість уведеної в пласт теплової енергії може набагато перевищувати теплові втрати. Проте конвективне перенесення може обме-

жуватися приймальністю нагнітальної свердловини і якістю теплоносія, але мало залежить від теплопровідності пласта.

Нафтовий пласт не можна розглядати як ізолюваний об'єкт у тепловому відношенні, оскільки теплопровідність пласта мало відрізняється від теплопровідності покрівлі і підшви. Це підтверджується коефіцієнтами теплопровідності, які, за даними праць [51, 156], коливаються для пісковиків від 6,76 до 8,82, для глин — від 5,88 до 7,98 кДж/(м · год · °С).

Попередити або навіть обмежити розсіювання теплової енергії у пласті, а також у покрівлю і підшву практично неможливо. Проте можна регулювати кількість і якість теплоносія, що подається в пласт. Задавши досить великі темпи нагнітання і відповідну якість теплоносія, можна регулювати процес теплового впливу в реальних пластових умовах, що було доведено промисловими дослідженнями.

Вивчення законів поширення теплової енергії шляхом конвекції в умовах пласта є важливим для визначення необхідних темпів нагнітання і підбору за якістю теплоносія з метою охоплення процесом промислових площ.

Незначні відстані, на які може переміститися теплоносій в пласті внаслідок теплопередачі, а також велика активна поверхня теплообміну сприяють порівняно швидкому вирівнюванню температури між теплоносієм і компонентами пласта. Чим більше питома поверхня порового середовища, тим скоріше вирівнюються температури.

Якщо знехтувати тепловими втратами і вважати температуру теплоносія, що нагнітається, сталою, то можна припустити, що в оброблюваній частині пласта від вибою нагнітальної свердловини до зони просування гарячого фронту, температура також буде сталою. Водночас за фронтом гарячої зони температура пласта буде початковою. На фронті гарячої зони відбувається теплообмін між пластом і теплоносієм: пласт нагрівається до температури теплоносія, а теплоносій охолоджується до нормальної температури пласта.

Швидкість переміщення гарячої зони з огляду на фазові перетворення (випаровування води або конденсація пари) без урахування теплопровідних втрат [50] розраховують за формулою: $V = \frac{\Delta Q_i}{\Delta Q_n} W$, де V — об'ємна швидкість

конвективного перенесення гарячої зони, м³/год; ΔQ_i — теплота, яку втрачає одиниця об'єму теплоносія, кДж/м³; ΔQ_n — теплота, яку одержує одиниця об'єму пласта, кДж/м³; W — об'ємна швидкість фільтрації теплоносія, м³/год.

Вплив на пласт запропонованим способом [63] — високотемпературними об'ямівками — є одним з раціональних теплових методів. Він набагато поліпшує теплову ефективність усього процесу ПТВ, оскільки ненагріта вода, що фільтрується через високотемпературну зону, нагріватиметься і повертатиме в холодну зону пласта частину тепла з довколишніх порід.

Для раціонального використання тепла об'ямівки потрібно оцінити її розмір (об'єм).

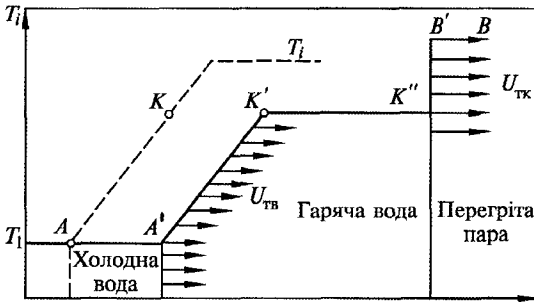


Рис. 4.17. Схема переміщення гарячих зон у попередньо нагрітій ділянці пласта під час нагнітання ненагрітої води

K — точка кипіння води. Тоді початковий момент швидкості переміщення фронту холодної зони можна визначити, як і для гарячої зони, за наведеною формулою. В інтервалі температур AK швидкість переміщення гарячої зони $U_{тв}$ залежатиме від теплоємності води, а в інтервалі температур вище точки K — від прихованої теплоти пароутворення. Оскільки $U_{тк} > U_{тв}$, то початковий температурний профіль, якій переміщується на різних відрізках, матиме вигляд ліній $AA', K'K'', B'B$.

В усталених умовах нагнітання ненагрітої води в пласті утворюються три зони: зовнішня перегрітої пари; води з високою температурою; холодної води навколо нагнітальної свердловини.

Припустимо, що температурний профіль високотемпературної облямівки, створеної навколо нагнітальної свердловини, в пласті має прямокутну форму (рис. 4.18, а). Доки температура нагрітої частини пласта не перевищує температури кипіння води в пластових умовах, профіль нагрітої частини під час нагнітання ненагрітої води (за відсутності тепловтрат) переміщуватиметься на великі відстані зі збереженням початкової геометричної форми і температури.

Якщо температура нагрітої частини пласта вища за температуру кипіння води, то з нагнітанням ненагрітої води зменшуватиметься зона перегрітої пари внаслідок збільшення, з одного боку, зони гарячої води, з іншого — зони насиченої пари (рис. 4.18, б).

У момент зникнення зони перегрітої пари зона насиченої пари займає максимальний об'єм пласта (рис. 4.18, в). З того часу фронт води з високою температурою витісняє насичену пару і заповнює усю гарячу зону. У зонах пари рівень витіснення нафти високий.

На кінцевій стадії (рис. 4.18, з) у пласті залишається тільки одна зона гарячої води, яка у разі відсутності теплопровідних втрат може рухатися без змін форми.

У момент утворення в пласті зони води з високою температурою в умовах малов'язкої нафти закінчується витіснення нафти паром і починає діяти механізм часткового взаємозмішування нафти з водою у кількості, що залежить від температури.

Під час нагнітання ненагрітої води через високотемпературну облямівку формуються умови для утворення теплоносія як високого витискувача нафти для розширення зони витіснення з віддаленіших частин пласта.

Це пояснюється таким чином: нехай крива AKT_i (рис. 4.17) відображає початковий температурний профіль пласта навколо стовбура свердловини, де

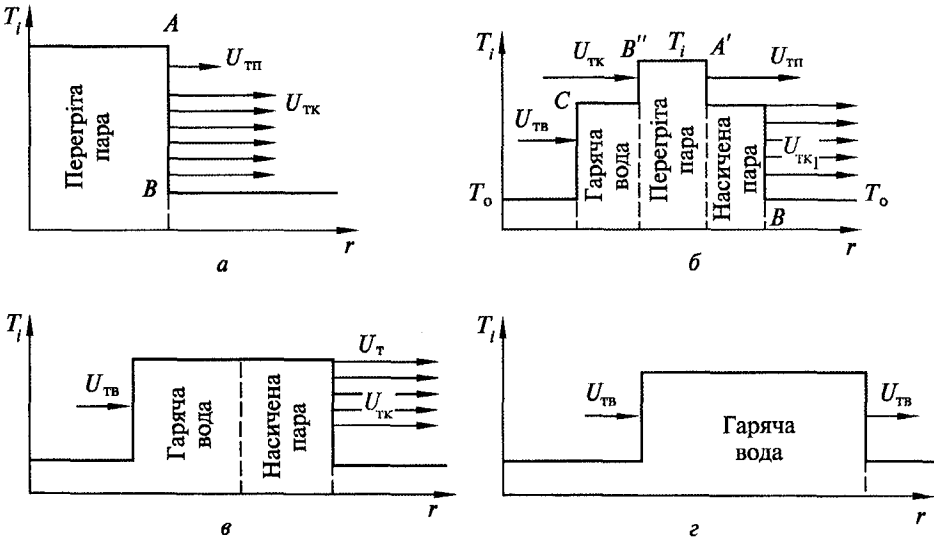


РИС. 4.18. Схема розвитку процесу під час нагнітання води через попередньо нагріту зону пласта

У промислових умовах описані процеси ускладнюються тим, що відбуваються неминучі теплові втрати і перепади тисків, від яких залежать багато факторів, особливо температура конденсації пари. Теплові втрати з часом згладжують гострі кути температурного профілю на фронті насичувальної пари і на фронті гарячої води (рис. 4.19).

Якщо витрати ненагрітої води перевищують витрати пари (для формування облямівки), тиск у пласті підвищується і стає вищим за тиск насиченої пари в нагрітій зоні, тому вода нагрівається, більша її частина залишається у рідкому стані і гаряча облямівка переноситься конвективним потоком води. За відсутності теплових втрат температурний профіль пласта мав би вигляд, показаний штриховою лінією (рис. 4.19). В реальних умовах, коли є значні теплові втрати, температурний профіль пласта (у координатах τ і R) постійно згладжується і набуває вигляду, як це показано суцільною лінією на рис. 4.19.

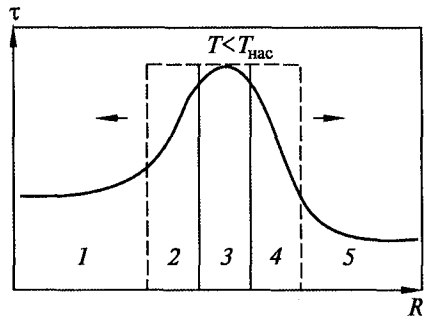


РИС. 4.19. Схема температурного профілю пласта під час переміщення гарячої облямівки ненагрітою водою з урахуванням теплових втрат:

1 — зона води, нагрітої теплом, яке раніше йшло на нагрівання; 2 — тил за зоною води з максимальною температурою; 3 — зона гарячої води з максимальною температурою; 4 — фронт гарячої води; 5 — зона води з пластовою температурою

На температурному профілі можна виділити такі характерні зони: зону з пластовою температурою перед фронтом гарячої води (5); зону з підвищеною температурою на фронті гарячої облямівки, де починається виділення легких фракцій і витіснення нафти (4); зону високотемпературної облямівки з максимальною температурою (3), де більш інтенсивно витісняється нафта; перехідну зону від гарячої води до води з температурою, вищою за пластову (2). Остання нагрівається внаслідок відбирання тепла навколишніми породами під час створення облямівки.

З нагнітанням теплоносія для формування високотемпературної облямівки тепло, що втрачається у стовбурі свердловини у покрівлю і підшву пласта, в подальшому бере участь у нагріванні ненагрітої води у стовбурі свердловини; далі ненагріта вода, рухаючись по пласту, відбирає частину тепла, що розсіюється в покрівлю і підшву пласта.

Теплові втрати в процесі впливу важко піддаються урахуванню, їх обчислюють приблизно, що достатньо для визначення показників паротеплового впливу в поєднанні із заводненням.

У випадку проектування процесу розмір гарячої облямівки слід розраховувати за об'ємним співвідношенням, оскільки це дає змогу визначити, який об'єм пласта і насичувальних флюїдів потрібно нагріти до певної температури, щоб охопити процесом нагрівання віддаленіші частини пласта і забезпечити максимальне витіснення нафти.

Критерієм розміру (об'єму) створюваної високотемпературної облямівки є умова, за якою ділянку пласта, що проектується під вплив, на межі першого ряду видобувних свердловин потрібно нагріти до заданої температури облямівкою, яку на встановленій відстані можна визначити за кількістю введеного теплоносія з урахуванням тепловмісту.

Лабораторними дослідженнями інституту "Укрдіпрондінафта" було встановлено, що розмір високотемпературної облямівки під час нагнітання теплоносія з температурою 250—300 °С має становити 30—40 % об'єму пласта, що підлягає обробці.

У проектуванні першого промислового дослідження з метою випробування способу об'єм створюваної високотемпературної облямівки, згідно з експериментальними дослідженнями, мав дорівнювати 36 % об'єму пласта.

Подальшими дослідженнями в Україні і Росії було встановлено, що оптимальний розмір високотемпературної облямівки має становити 0,4—0,6 загального об'єму, що підпадає під обробку.

На основі комплексу лабораторно-експериментальних і промислових досліджень, проведених в Україні, вперше було доведено можливість суттєвого збільшення відбору малов'язкої нафти паротепловим впливом, створення внутрішньопластового фронту горіння в результаті спалювання важких фракцій малов'язкої нафти. Крім того, було розроблено технологію принципово нового способу вилучення малов'язкої нафти змішуванням її з водою з високими термодинамічними параметрами для покладів глибиною до 3000 м.

Рис. 4.20. Випаровування нафти в паровій фазі води:

1 — нафта бориславського пісковика; нафта ямненського горизонту (Східниця); 2 — за витрати рідини 15 см³, 3 — за витрати рідини 25 см³; 4 — в'язкість східницької нафти за витрати рідини 25 см³

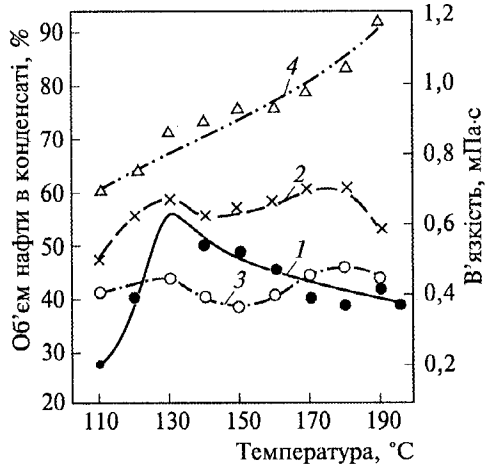
На ранній стадії експериментальних досліджень проводили лабораторні досліди з витіснення нафти в'язкістю 2—3 мПа·с гарячою водою з температурою 165 °С [13]. В результаті цих досліджень було визначено, що при $T = 165$ °С гарячою водою витісняється не більше 8 % залишкової малов'язкої нафти. В подальшому дослідженнями з такою ж нафтою, але вже за температури 300—320 °С і тиску 18—20 МПа було встановлено, що нафта повністю витісняється з порового середовища пісковика. В такому випадку, певно, діє механізм взаємозмішування нафти з водою, як це було раніше виявлено теоретичними дослідженнями [25].

Багатьма лабораторними дослідженнями в умовах використання пари з температурою від 110 до 150 °С встановлено, що до 97 % нафти низької в'язкості витісняється з порового середовища. Поряд з експериментальними дослідженнями з вивчення впливу пари на ступінь витіснення малов'язкої нафти проводили досліди з вилучення її в паровій фазі води. А.А. Кочетков і співавт. [157] показали, що більша частина вуглеводнів, що випаровуються з нафти, змішуються з паровою фазою води під час прокачування пари (у перерахунку на конденсат) в об'ємі близько 0,5 порового об'єму, зайнятого на початковий момент зоною пари. Подальше збільшення витрат пари не приводить до значного приросту фракцій, що випаровуються.

Результати експериментальних досліджень, проведених у ВНДІ (Москва), підтвердили основні положення методики розрахунку випаровування легких фракцій нафти у парову фазу, яку запропонували А.Ю. Наміот і М.З. Корнаєв [62].

Моделювання експериментальних досліджень для визначення рівноважних фазових перетворень у системі вода—пара—нафта є трудомістким і складним.

Для вивчення фізичної сторони механізму змішування нафти з водою в паровій фазі і встановлення кількості нафти в цій фазі ми проводили експериментальні дослідження нафти бориславського пісковика в'язкістю 6 мПа·с і густиною — 850 кг/м³, а також ямненського горизонту Східниць-



кого родовища з характеристиками відповідно 2 мПа·с і 840 кг/м³. Результати досліджень наведено на рис. 4.20. Установлено, що в паровій фазі максимальний вихід вилучуваної нафти становив 56 % за температури 130 °С.

Дослідження з використанням менш в'язкої — східницької — нафти показали, що в паровій фазі води витісняється від 50 до 60 % продукції, при цьому найбільше випаровування нафти відбувається за температури 170—180 °С.

У східницькій нафті із зростанням температури підвищилася в'язкість від 0,7 ($T = 110$ °С) до 1,2 мПа · с ($T = 190$ °С). Це свідчить про те, що спочатку випаровуються легкі фракції, а потім — з ростом температури у паровій фазі води — більш важкі фракції нафти.

Отже, за результатами досліджень в 1 т парової фази при зазначених температурах можна вилучувати 0,4—0,5 т нафти. Це підтверджує, що малов'язка нафта вилучається теплоносіями, при цьому без ризику закупорювання пор пласта; крім того, зменшується кількість енергії, що витрачається для піднімання продукції із пласта при механізованій експлуатації свердловин, зі зменшенням навантаження.

Незважаючи на те що розраховані параметри в умовах проведення процесу на Урицькому родовищі не були додержані, проте під час переміщення об'ємівки ненагрітою водою на вибої видобувної свердловини на відстані 40 м від нагнітальної була зафіксована температура 78 °С за початкової пластової — 17 °С.

У 1970-х роках у ВНДІ Нафта був здійснений великий обсяг лабораторно-експериментальних досліджень із визначення об'єму високотемпературної об'ємівки, що створюється паром [158]. Дослідження проводили на лінійних моделях порового середовища, насичених нафтою високої в'язкості. Розміри високотемпературної об'ємівки становили 0,2, 0,5, 0,7 довжини пласта. В результаті досліджень було встановлено, що для оптимальних умов витіснення нафти розмір об'ємівки має бути в межах 50—60 % довжини пласта, що відповідає 30—40 % за об'ємним відношенням. Крім того, було визначено, що після початку нагнітання ненагрітої води на температурному профілі пласта формується “плато” зі сталою температурою. Це деякою мірою повторює температурний профіль пласта, за яким зона перегрітої пари зменшується, а зона гарячої води позаду і насиченої пари попереду фронту об'ємівки збільшується.

В результаті досліджень [158, 159] були встановлені основні умови застосування високотемпературних об'ємівок у поєднанні із заводненням. Їстотно знижується ефективність нагрівання пласта зі збільшенням тривалості процесу, за якого відбуваються витрати великої кількості тепла на нагрівання порід, що оточують пласт. Це призводить до економічної недоцільності суцільного прогрівання площі останнього.

Крім того, на певній стадії неперервного нагнітання теплоносія темп витіснення нафти знижується, оскільки фронт прогрівання відстає від фронту витіснення, в результаті чого накопичується величезна кількість тепла, яка не бере участі у вилученні нафти. Тому на якійсь стадії неперервного нагнітання енергоємний теплоносій потрібно замінити менш дорогим агентом — ненагрітою водою.

Ще один важливий фактор щодо застосування об'ямівок полягає у тому, що у разі впливу на неоднорідні пласти, розчленовані іншими породами товщиною лише кілька метрів, їх можна вважати однорідними.

На практиці для високов'язких нафт Охинського родовища (о-в Сахалін), згідно з даними ВНДІНафта, розмір теплової об'ямівки не перевищував 0,6 довжини між рядами видобувних і нагнітальних свердловин.

За даними лабораторних і промислових досліджень, розмір високотемпературних об'ямівок залежить від геолого-фізичної характеристики пласта і має становити 40—60 % об'єму пор пласта, що проектується для впливу. Такий об'єм високотемпературних об'ямівок ми прийняли у проектуванні процесів ПТВ на родовищах України.

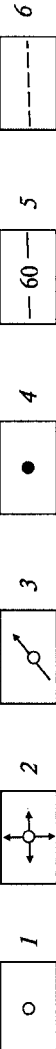
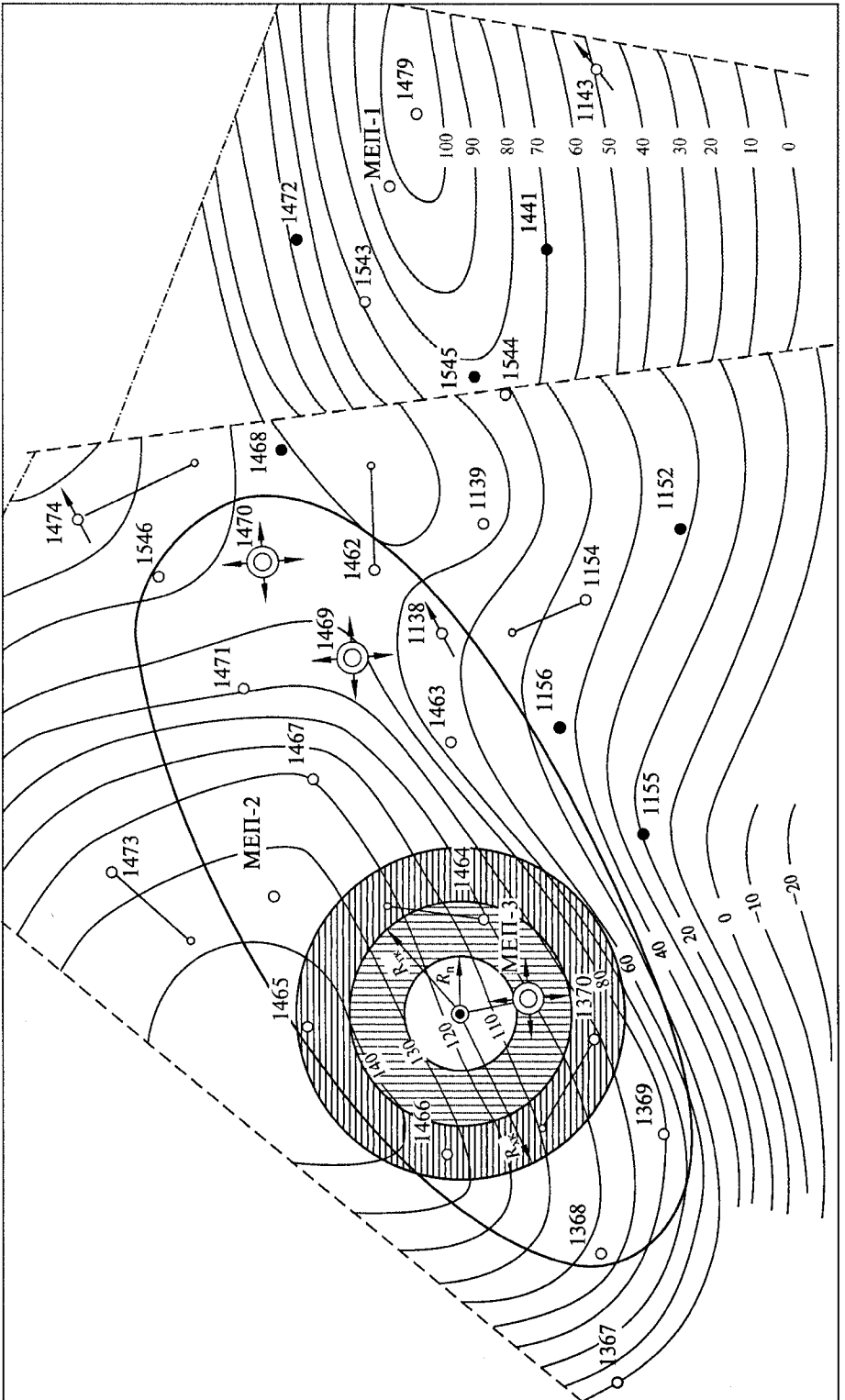
Перш ніж перейти до описування промислових випробувань теплоносіїв для вилучення малов'язкої нафти, зауважимо, що був проведений великий обсяг лабораторних визначень кількості нафти, що витісняється з покладів, які були запроектовані під вплив за різних температур і витрат теплоносія. В результаті цих дослідів були встановлені коефіцієнти витіснення, використані для розрахунку технологічних параметрів під час складання проектів. Хід експериментальних дослідів і їх результати детально описані в монографіях [13, 26], окремих публікаціях і звітах. Нижче показані дослідно-промислові випробування процесів ПТВ, що здійснюються на родовищах України.

Після випробування способу впливу паровою об'ямівкою на площі 0,8 га ямненського горизонту Урицького родовища більш підготовленим технологічно і технічно був промисловий процес ПТВ у поєднанні із заводненням, який проводився на ямненському горизонті ділянки МЕР Бориславського родовища.

Ділянка МЕР. Поклад ямненського горизонту розбитий тектонічним порушенням на два блоки: західний площею 16 га і східний — 5 га (рис. 4.21).

Ямненський горизонт є неоднорідним, складений слабкоцементованими різнозернистими пісковиками, які чергуються з пропластками аргілітів (рис. 4.22).

Загальна товщина ямненського горизонту на ділянці ~ 100 м, товщина нафтонасиченої частини 55 м, глибина залягання горизонту 330—500 м. Здебільшого пористість становить 18—20 %, проникність досягає $40 \cdot 10^{-3}$ мкм², залишкова нафтонасиченість перед початком процесу — 40 %, середня густина нафти — 860 кг/м³, в'язкість — 3—8 мПа · с.



◀ РИС. 4.21. Структура карти по покрівлі ямненського горизонту ділянки МЕР.

Свердловини: 1 — експлуатаційні, 2 — нагнітальні (пара), 3 — спостережені, 4 — аварійні; 5 — ізогіпси по покрівлі ямненського пісковика, м; 6 — лінії тектонічних порушень; радіуси поширення: R_{II} — пари, $R_{г.к}$ — гарячого конденсату, $R_{х.к}$ — холодного конденсату

Розбурювання родовища розпочалось у 1914 р. після розкриття ямненського горизонту св. 1367 дебітом 15 т/добу нафти. Незважаючи на те що до 1944 р. на площі ударним способом було пробурено 39 свердловин, максимальна кількість одночасно працюючих з них становила 18—20. Початкові дебіти нафти коливалися від 1 до 15 т/добу, вони швидко знижувалися і до початку процесів ПТВ становили 0,06—0,3 т/добу.

За час розробки горизонту на природному режимі було вилучено 17,4 % геологічних запасів нафти. У 1953 р. вибої свердловин поглибили шляхом повнішого розкриття ямненського горизонту, протягом 11 років нафтовіддача підвищилася на 4,2 %, сумарна досягла 21,6 %. Тут застосовували площове і контурне заводнення, проте ефект був незначним, обводненість продукції свердловин зростає до 60—70 %. У результаті заводнення сумарна нафтовіддача досягла 25,1 %.

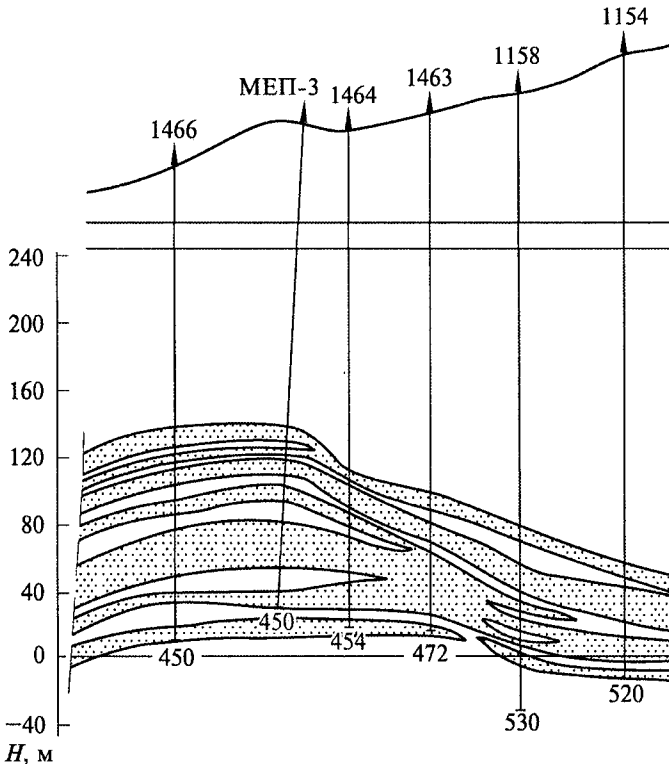


РИС. 4.22. Геологічний профіль по лінії св. 1466—1154

Слід зазначити, що у 1957—1958 рр. на родовищі у св. 1543, 1546, 1470 були пробурені бокові горизонтальні стовбури довжиною 60—120 м, завдяки чому було вилучено 40 тис. т додаткової нафти, нафтовіддача досягла 44 %.

У результаті застосування традиційних методів, які вичерпали свої можливості, з покладу до початку процесу ПТВ було видобуто 89,5 тис. т додаткової нафти. У зв'язку з аварійним станом багатьох видобувних свердловин ділянка МЕР була на межі ліквідації.

Розробка яменського горизонту ділянки є прикладом, який підтверджує, що пласти з низькими колекторськими властивостями, які містять нафту в'язкістю до 10 мПа·с, навіть за щільної сітки розташування видобувних свердловин (0,5 га/св.) із застосуванням існуючих методів впливу мають нафтовіддачу не більше 40 %.

Промислові роботи з ПТВ здійснювалися на західному блоці площею 16 га. За даними геологічного відділу НГВУ “Бориславнафтогаз”, початкові геологічні запаси становили 396 тис. т, з них до процесу впливу було видобуто 176 тис. т нафти, залишкові геологічні запаси на той час становили 220 тис. т.

За розрахунком технологічних параметрів за допомогою теплового балансу були визначені оптимальна величина об'єму високотемпературної об'ємівки — 0,5 порового об'єму, і середній радіус поширення високотемпературної зони під час нагнітання пари, який мав дорівнювати 30 м. Для цього було потрібно закачати 200 тис. т пари температурою 280 °С протягом 30 міс. Тривалість усього процесу з урахуванням переміщення об'ємівки при цьому мала становити 5,5 років, кількість додаткової нафти — 28 тис. т.

На західному блоці покладу для здійснення процесу були облаштовані два площові елементи за п'ятиточковою схемою розташування діючих видобувних свердловин. У центрі елементів були пробурені нагнітальні свердловини МЕР-2 і МЕР-3.

Відповідно до вимог, що передбачені у технічній схемі, ділянка була облаштована високопродуктивною надійною парогенераторною установкою фірми “Такума” продуктивністю 9 т/год пари за тиску 11—12 МПа. Сухість пари, що вироблялася, становила 0,8. Крім того, були відновлені з ліквідованих видобувні свердловини, які входили до згаданих за схемою елементів.

Першочергово пару почали нагнітати в св. МЕР-2, проте після закачки 15 тис. т пари внаслідок зсуву в цьому районі свердловина вийшла з ладу і нагнітання пари у липні 1971 р. перенесли на св. МЕР-3, яка знаходилася в оточенні св. 1370, 1466, 1465 і 1464. Площа елемента становила 2 га.

Для встановлення величини фактичного охоплення процесом пласта і переміщення об'ємівки проводились комплекс геофізичних і промислових досліджень щодо заміру температури на вибоях і термокаротаж у нагнітальних свердловинах. За даними замірів було виявлено, що у стовбурі нагнітальної свердловини температура нагніченого теплоносія підвищується залежно

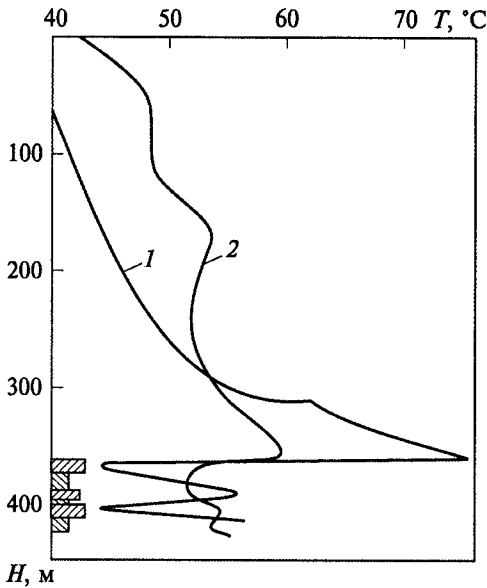


РИС. 4.23. Термограма по стовбуру св. МЕР-3.

Заміри: 1 — 29.03.1974 р. через 12 год після припинення нагнітання води, 2 — 09.09.1974 р. через 72 год після припинення нагнітання ненагрітої води

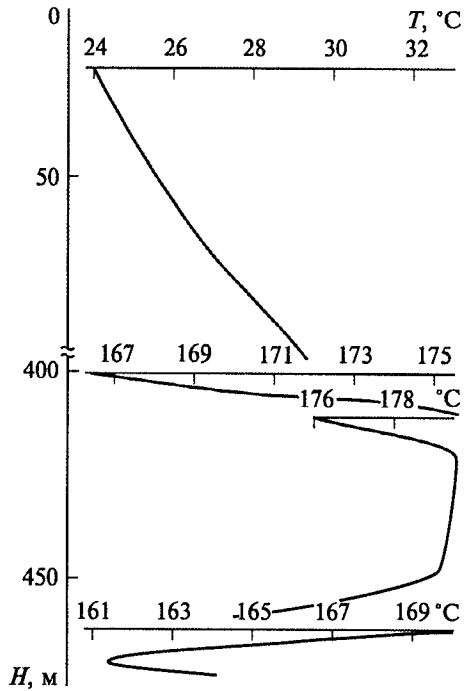


РИС. 4.24. Криві термокаротажу св. 1470 для визначення інтервалів впливу пари, що закачується в найближчі свердловини. Дата заміру: 03.02.1975 р.

від змінення вологості пари і зростання тиску, починаючи від устя до вибою. Температура на вибої свердловини підвищилася на 6 °С.

Згідно з термограмою по св. МЕР-3 (рис. 4.23), найбільш поглинальною зоною виявився інтервал 350—410 м. Цей інтервал поглинання пари добре узгоджується з даними гамма-каротажу і нейтронного гамма-каротажу, проведених у св. 1469 (відстань від нагнітальної — 75 м). Отже, в зонах, що відповідають цьому інтервалу, колекторські властивості пласта добрі.

Разом з нагнітанням пари у св. МЕР-3 закачку її здійснювали першочергово у св. 1469, а пізніше — у св. 1470.

За даними термокаротажу по св. 1470 (рис. 4.24), пара, яку нагнітали у св. 1469, переважно приймається в інтервалі 405—460 м. Це привело до підвищення температури до 172 °С (50 м від св. 1469). У св. МЕР-3 температура в нижній частині вибою підвищилася в результаті гравітаційного стиску, у св. 1470 цього не могло бути через низький тиск нагнітання. Підвищення температури у нижній частині пласта свідчить про те, що пара, яку нагнітають у св. 1469, переміщується більш рівномірно по товщині в цій зоні. Дослідження дали змогу встановити, що інтервал пласта, розташований ближче

до підшови, поглинає пару так само, як і верхній. Таке ж поглинання теплоносія по товщині спостерігалось під час переміщення об'ямівок. Це означає, що у зоні, де пройшла парова об'ямівка, витіснення нафти відбулося по всій товщі пласта.

Результати досліджень розширюють поняття про охоплення пласта по товщині процесом ПТВ. Очевидно, що для кожного конкретного випадку слід проводити такі дослідження і визначати коефіцієнт охоплення у разі розширення ПТВ на поклад у цілому.

Користуючись результатами розрахунку теплових втрат і температурних зон поглинання, можна зробити перевірний розрахунок поширення передньої пари і гарячого конденсату, які визначають правильність вибору розміру об'ямівки.

Згідно зі схемою розрахунків [160], припускається, що температура у паровій зоні дорівнює температурі пари, що нагнітається, а в зоні сконденсованої пари—гарячої води вона змінюється за лінійним законом.

Передня межа зони гарячої води відповідає відстані, де температура змінюється стрибком від температури пари, що нагнітається, до початкової пластової температури.

Радіус холодного конденсату визначають за об'ємом, який відповідає зоні пласта, зайнятій холодним конденсатом. Об'єм пласта, зайнятий холодним конденсатом, дорівнює різниці загальної кількості закачаної пари і конденсату, що утворився в зонах пари і гарячої води. Оскільки пара є швидше газоподібним теплоносієм, закономірності його фільтрації в пласті у розрахунках умовно можна порівнювати з рухом газів.

Розрахунки об'ємів пор ділянки пласта, зайнятої парою, дали можливість визначити кількість витісненої нафти. Згідно з розрахунками на 01.05.1975 р., з елемента пласта мало бути видобуто 65,6 тис. т нафти, з них 51,6 — додаткової. Фактично на 01.01.1977 р. було вилучено 35,2 тис. т додаткової нафти або 54 % видобутої.

Розбіжність проектних і фактичних даних виникла внаслідок того, що до початку процесу простоювали св. 1462, 1463, 1464, 1467, 1469, через них не було відбору продукції із зони впливу. Ці свердловини були відновлені до закінчення формування об'ямівки у св. МЕР-3.

Підвищення температури в пласті привело до змінення якості пластових флюїдів. Дебіт супутнього газу по свердловинах збільшився до 115 м³/добу, чого до початку процесу не спостерігалось, якість газу на різних стадіях просування пари по пласту змінювалася. У міру зростання температури пласта легкі фракції газів та нафти із значним випередженням перемістилися до окремих свердловин — 1139, 1471, 1472, в яких значно збільшився процентний склад СН₄, а в св. 1465 і 1466 зросла кількість важких фракцій (до 500 %).

Результати аналізу нафти показують, що на початковій стадії реагування від підвищення температури в пласті знижуються густина, в'язкість і температура початку кипіння нафти. Очевидно, на змінення якості нафти вплину-

до утворення у великій кількості легких фракцій нафти внаслідок дистиляції в паровій фазі і переміщення їх в зону перед парою, що поліпшило подальше витіснення нафти у зоні гарячого і холодного конденсату.

Надалі з переміщенням облямівки якість нафти так само змінювалася в окремих свердловинах.

Збільшення вмісту метану і зменшення кількості важких вуглеводнів у вихідних газах, а також змінення якості нафти у середині процесу закачки пари свідчать про те, що вже у той період йшло інтенсивне витіснення нафти у паровій фазі зі значним випередженням легких фракцій у напрямку навколишніх свердловин.

Перші ознаки впливу ПТВ були виявлені в св. 1370, розташованій по структурі нижче св. МЕР-3, у якій після 6 міс нагнітання пари обводненість підвищилася до 44 % і досягла 8 т/добу; в зв'язку з обводненням вона була переведена у спостережні. Збільшення кількості води у цій свердловині можна пояснити ліпшою фільтрацією холодного конденсату в напрямку нижньої частини пласта. Інші свердловини, розташовані майже на такій самій відстані вище по структурі, реагували пізніше.

Продовження формування облямівки (1972) привело до помітного зростання видобутку нафти по свердловинах не тільки на ділянці св. МЕР-3, а й в усьому західному блоці. Першими збільшили видобуток св. 1369, 1465, 1466 і 1469, хоча спочатку мала реагувати св. 1464, розташована у 44 м від св. МЕР-3, але вона тривалий час була в аварійному стані.

Перший замір температури на вибої св. 1464 зафіксував зростання її від початкової (17 °С) до 38 °С, а до кінця утворення облямівки (січень 1974 р.) вона підвищилася до 45 °С. Ділянка кривої між вереснем 1973 р. і січнем 1974 р. (рис. 4.25) свідчить про те, що при незмінній кількості пари, що нагнітається, подальшого підвищення температури очікувати неможливо. Тому розпочали виконання наступного етапу — переміщення облямівки ненагрітою водою.

Незначне зниження температури у лютому—березні 1974 р. пояснюється тим, що в період двомісячної підготовки до закачки ненагрітої води відбулися розсіювання тепла і вирівнювання температури у районі вибою св. 1464. Вища температура на вибої була зафіксована на початковій стадії переміщення облямівки ненагрітою водою, коли добові витрати води перевищували кількість пари, що нагніталася. Максимальна температура (78 °С) була зафіксована після 4 міс нагнітання ненагрітої води. Потім температура знизилася до 48 °С (жовтень 1974 р.) і на цьому рівні зберігалася до квітня 1975 р., а у травні зменшилася до 42 °С. У подальшому, після тривалої зупинки закачки води у св. МЕР-3 (квітень—травень 1975 р.), замір температури на вибої св. 1464 дорівнював 50 °С. Підвищення температури у цьому випадку можна пояснити тим, що в умовах форсованого нагнітання води охолоджувалися тільки зони безпосереднього дотику, а не більш віддалені частини пласта, куди пішло тепло. Тривала зупинка створила умови пере-

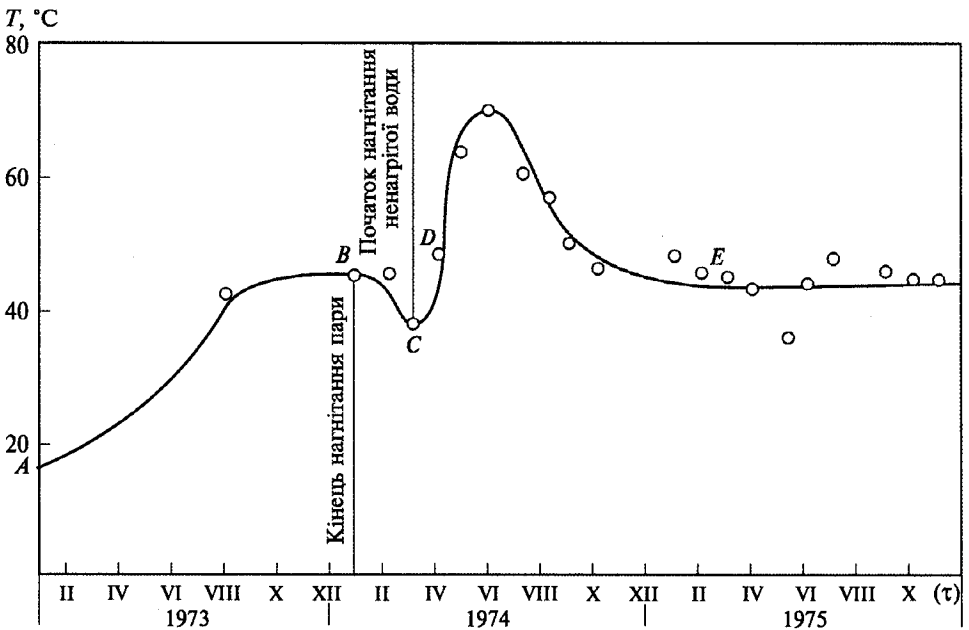


Рис. 4.25. Змінення температури на вибої св. 1464 в процесі перенесення гарячої облямівки

розподілу тепла і температури на вибої. Надалі зі зниженням витрат води до 120—140 т/добу, як видно з кривої рис. 4.25, температура на вибої цієї свердловини довгий час стабілізувалася на рівні 44—46 °С. Така температура зафіксована у серпні 1976 р.; це свідчить про те, що у пласті накопичилася велика кількість тепла.

Незважаючи на те що у св. МЕР-3 за три роки нагнітання ввели 150 тис. т ненагрітої води, у стовбурі збереглася висока температура: 72 °С (грудень 1975 р.) і 54 °С (липень 1976 р.).

Одержання позитивних результатів на ділянці св. МЕР-3 вплинуло на рішення розширити процес ПТВ на західному блоці. Для цього підготували св. 1469 і 1470 під нагнітання пари для формування високотемпературних облямівок. Нагнітальні свердловини МЕР-3, 1469 і 1470 розташовані на одній осі (див. рис. 4.23). Це дало змогу повністю охопити процесом ПТВ ямненський горизонт на західному блоці площею 16 га.

У зв'язку з виходом із ладу св. 1470 нагнітання пари здійснювали у св. 1469, у яку за два роки закачали 65 тис. т пари.

Першою свердловиною, на вибої якої температура підвищилася до 108 °С при формуванні облямівки, виявилася св. 1463 на відстані 60 м від нагнітальної.

На основі замірів температур по свердловинах західного блока були побудовані температурні поля (рис. 4.26) у зонах дії св. МЕР-3 у період переміщення облямівки і св. 1469 за час утворення облямівки. З перенесенням

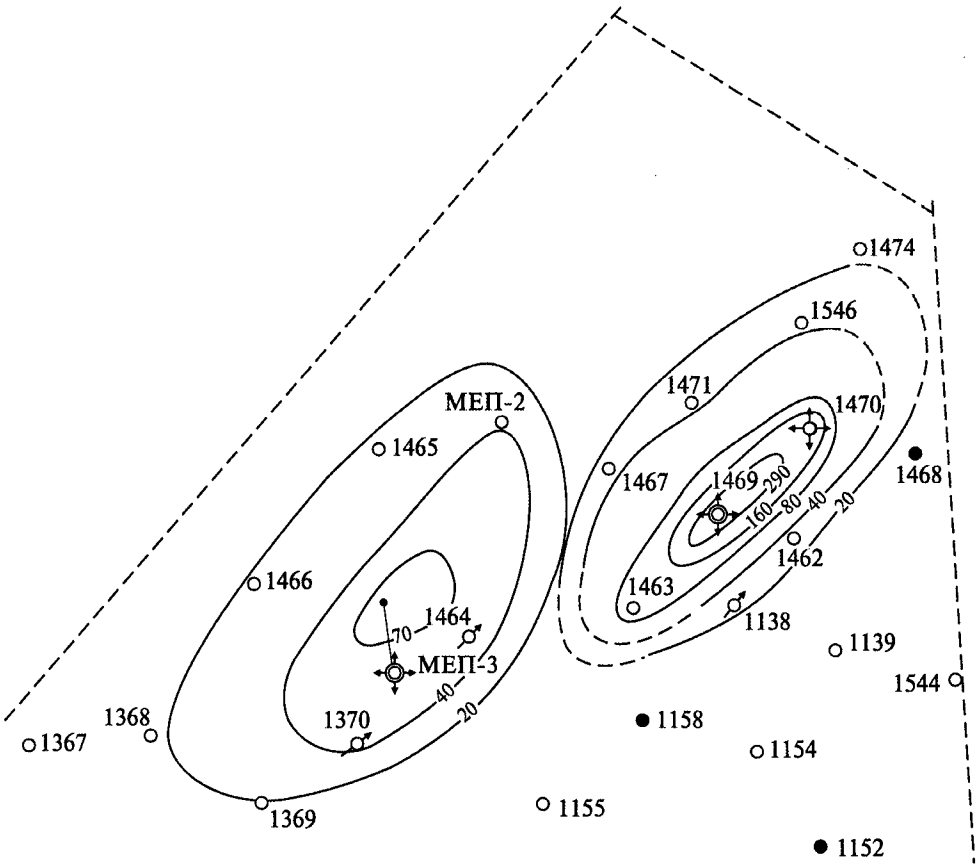


РИС. 4.26. Температурні поля в зонах нагнітальних свердловин МЕР-3 і 1469

облямівки у св. МЕР-3 температура підвищилася по пласту вздовж витягнутої осі складки. У св. 1469 підвищена температура у видобувних свердловинах зафіксована в період утворення облямівки.

Зіставлення відстаней між св. МЕР-3 і 1464 (44 м) та 1469 і 1463 (60 м) показало, що, незважаючи на меншу відстань під час утворення облямівки, температура у св. 1464 зросла до 38 °С, разом з тим у св. 1463 температура збільшилась до 108 °С. Крім того, спостерігалось зростання температури в інших видобувних свердловинах. Це можна пояснити тим, що ефективна товщина у районі дії св. 1469, як було встановлено, на 15 м менша, ніж у районі св. МЕР-3.

Підвищення температури в пласті мало значний вплив на підвищення видобутку нафти.

У 1973 р. середньодобові дебіти зросли: св. 1466 — з 0,6 до 4,98 т/добу; св. 1368 — з 0,3 до 2,19; св. 1369 — з 0,2 до 0,58; св. 1463 — з 0,02 до 1,9; св. 1469 — з 0,1 до 0,47; св. 1544 — з 0,5 до 1,2 т/добу. Аварійна свердловина

1467, введена в експлуатацію наприкінці 1973 р., уже мала середньодобовий дебіт 4,85 т замість 0,3 т до зупинки. Ще більший дебіт у цій свердловині зафіксований у 1974 р. у період перенесення об'ямівки — до 7,68 т/добу. Від переміщення об'ямівки у 1974 р. підвищилися дебіти в св. 1139, 1368, 1546.

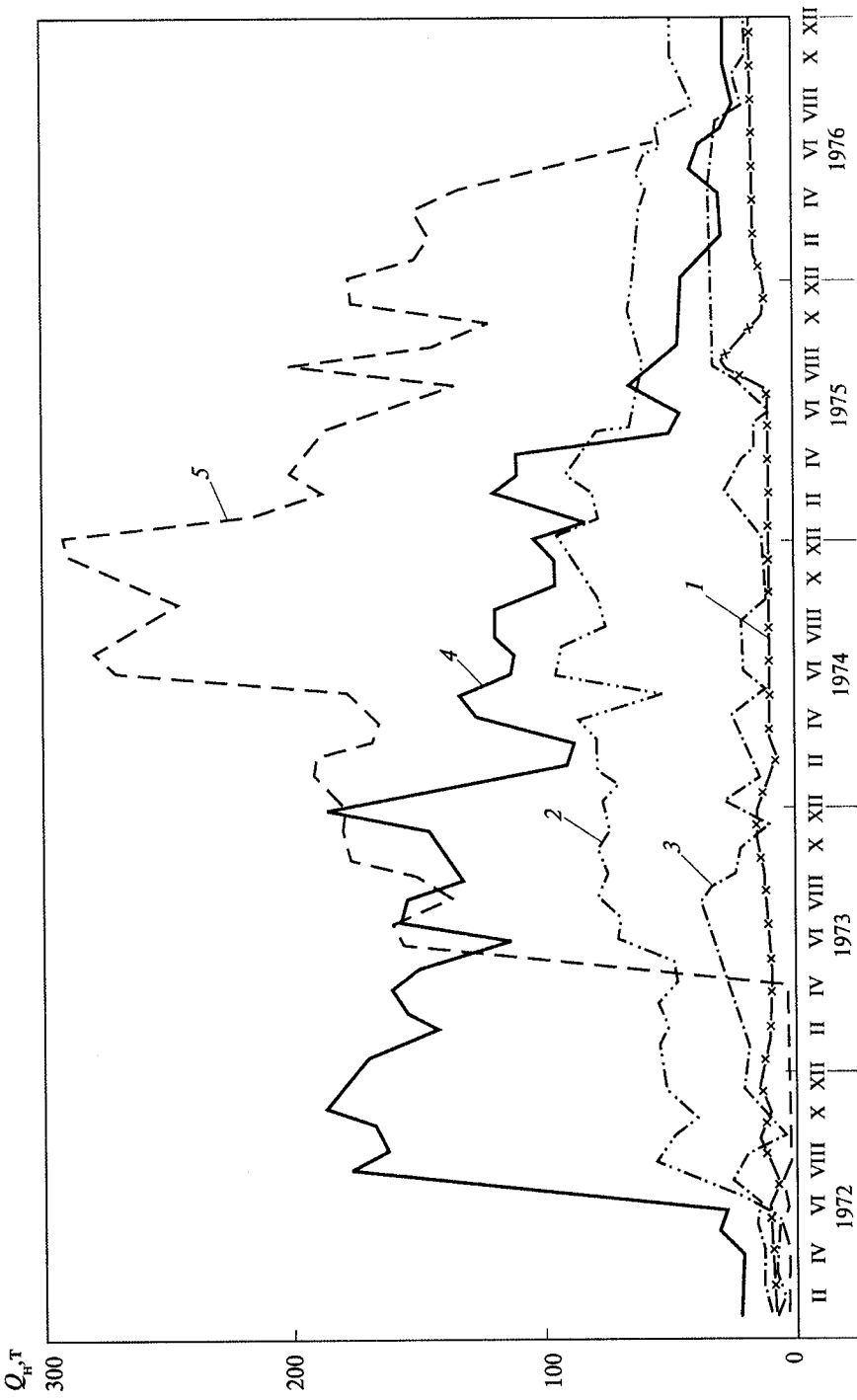
Змінення місячного видобутку нафти по окремих свердловинах (рис. 4.27) свідчить про те, що збільшення його залежить від відстані реагуючих свердловин від нагнітальної свердловини МЕР-3, а також швидкості переміщення об'ямівки. Так, у св. 1466, що знаходиться на відстані ~75 м, дебіт нафти почав збільшуватися через 8 міс формування об'ямівки, а різкий стрибок намітився у липні—серпні 1972 р.; у св. 1368, яка знаходиться на відстані 195 м, початок зростання дебіту зафіксовано у 1973 р., а стрибок — у липні 1975 р.

У зв'язку зі створенням об'ямівки в св. 1469 становить інтерес коливання видобутку нафти у св. 1467 у 1975 р., яка знаходиться на відстані 135 м від св. МЕР-3 і 65 м від св. 1469. У період створення і переміщення об'ямівки у св. МЕР-3 значно підвищився дебіт нафти у св. 1467, а в липні 1975 р. її дебіт знизився до 5,5 т/добу. У вересні того ж року дебіт св. 1467 виріс до 6,7 т/добу, що можна пояснити початком впливання об'ямівки, яка формувалася у св. 1469 і яка своєю дією, очевидно, повертає до св. 1467 частину раніше витісненої нафти у напрямку св. 1469. Крім того, додається нова порція нафти, яка витіснялась теплом у зоні між св. 1467 і 1469.

Зростання видобутку нафти супроводжується стабільною кількістю видобутої води, яка в деяких випадках порівняно з початком процесу знизилася на 6—10 %.

Здавалося б, що у виснажених пластах, які містять нафту малої в'язкості, внаслідок відсутності пластового тиску і наявності великого об'єму вільних пор немає умов для утворення так званого нафтовитискувального валу. Проте роботами на ділянці МЕР встановлено, що з нагнітанням пари утворений холодний і гарячий конденсат поступово заповнює пори і створюються умови нарощування пластового тиску, який приводить до “жорсткого” режиму витіснення нафти і утворення нафтового валу. Доказом цього є те, що протягом трьох років місячний видобуток нафти збільшився від 13—15 до 750—800 т.

Незважаючи на значну товщину пласта (40—55 м), при незмінній кількості теплоносія, що вводиться зі сталою температурою, пласт нагрівається до відповідної температури і подальшого помітного зростання очікувати не можна. Висловлене підтверджується пологим відрізком кривої на рис. 4.25. Якщо схематичне уявлення температурного профілю пласта під час переміщення об'ямівки з урахуванням теплових втрат (див. рис. 4.19) порівняти з фактичними даними зростання температури на вибої св. 1464 (див. рис. 4.25), то можна побачити, що крива, побудована у координатах T (температура) — τ (час) на відстані R_0 (відстань між св. МЕР-3 і 1464), у певний момент часу має майже один і той самий вигляд.



РІС. 4.27. Динаміка видобутку нафти по свердловинах на ділянці МЕР:

1 — св. 1367, відстань від св. МЕР-3 195 м; 2 — св. 1368, відстань — 135 м; 3 — св. 1465, відстань — 75 м; 4 — св. 1466, відстань — 70 м; 5 — св. 1467, відстань — 135 м

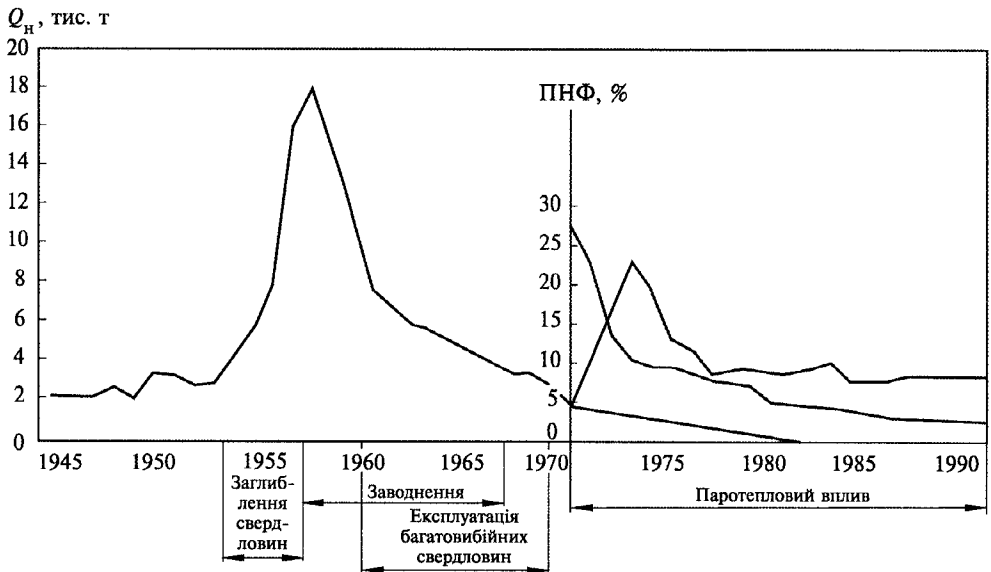


РИС. 4.28. Динаміка видобутку нафти на ділянці МЕР.

ПНФ — паронафтовий фактор

Початкова ділянка кривої *ABC* свідчить про зростання температури на вибої св. 1464 у період нагнітання пари до моменту завершення формування облямівки. У період технічної зупинки (лютий 1974 р.) температура на вибої св. 1464 знизилася з 45 до 38 °С. У точці *C* (кінець лютого 1974 р.) почали нагнітання ненагрітої води для переміщення облямівки. В результаті закачування 33 тис. т води температура в св. 1464 через 4 міс у точці *E* досягла 68 °С.

Стабілізацію температури на одному рівні, яка перевищує пластову, можна пояснити тим, що нагріті стовбур свердловини, покрівля і підшва пласта, а також непроникні пропластки пласта повертають тепло воді, яка нагнітається.

Отже, фактична температурна крива, побудована на основі замірів температури у координатах $T - \tau$ (див. рис. 4.25), у загальних рисах є дзеркальним відображенням температурного профілю пласта, побудованого у координатах $R - \tau$ (див. рис. 4.19).

Слід нагадати, що у зоні впливу знаходилася св. 1546, в якій раніше було пробурено три спрямовані стовбури, горизонтальна частина їх становила 50—60 м. Тривалий час (6 років) ця свердловина давала за добу 2—3 т замість 1 т до початку процесу.

Процес ПТВ у поєднанні із заводненням на ділянці МЕР є першим промисловим випробуванням запропонованого способу в умовах граничної енергетичної виснаженості пласта, що містить нафту малої в'язкості. Хоча

було багато відхилень від запроектованої технології (передусім не були підготовлені свердловини для відбору продукції), результати виявилися високими, що підтверджується динамікою видобутку нафти. З кривих рис. 4.28 видно, що після завершення формування об'ямівок і переміщення їх нагрітою водою на ділянці тривалий час був підвищений видобуток. Станом на 01.01.1993 за час процесу ПТВ було вилучено 86 тис. т додаткової нафти або 23,5 % початкових геологічних запасів, при цьому паронафтовий фактор становив 3,2 т/т, а відношення витраченої енергії в умовному численні — 1 : 3,8.

За даними НГВУ “Бориславнафтогаз”, на дату завершення формування об'ямівок собівартість 1 т нафти була на 16 % вища за середню по управлінню.

Порівняння проектних і фактичних показників наведено в табл. 4.7.

Досвід формування гарячих об'ямівок на ділянці показав, що є резерви для скорочення терміну їх створення шляхом збільшення витрат теплоносія, що дає можливість значно скоротити теплові втрати. Якщо при цьому використовувати високоміцні термоізоляовані труби з гофрованими компенсаторами, то у кінцевому результаті підвищиться коефіцієнт корисної дії процесу.

ТАБЛИЦЯ 4.7. Порівняння проектних і фактичних показників процесу ПТВ на ділянці МЕР

Показник	Проектний на 1970—1980 рр.	Фактичні	
		1970—1980	1970—1992
Загальна кількість теплоносія, тис. т	200	268,1	—
Загальна кількість нагрітої води для переміщення об'ямівок, тис. т	430	490,2	1148
Середня тривалість формування об'ямівок, міс	30	70	—
Сумарний видобуток нафти, тис. т	65,6	49,9	86,2
Сумарний видобуток нафти в результаті процесу, тис. т	51,6	41,4	86,2
Витрати на 1 т накопиченого видобутку додаткової нафти, тис. т			
теплоносія	5,4	6,5	3,2
води	7,5	11,8	12,5
Кількість свердловин, од.			
нагнітальних	2	3	2
добувних	16	13	13
Коефіцієнт нафтовіддачі від початкових геологічних запасів, %	17,5	12,7	23,5

Процес ПТВ на ділянці МЕР описаний детально, оскільки він був першим дослідом в СРСР. Наведена тільки частина великого обсягу матеріалів з досліджень, які проводилися в період з 1971 до 1992 р., хоча підвищений видобуток на ділянці продовжується.

Процес був дослідницьким, він розкрив багато явищ для пізнання, які показали шляхи удосконалення способу ПТВ у поєднанні із заводненням.

Узагальнення фактичних результатів досліджень за період процесу формування і переміщення високотемпературних облямівок дає змогу дійти таких висновків.

1. Дослідно-промисловим процесом ПТВ доведена принципова можливість вилучення значної кількості додаткової малов'язкої нафти запропонованим способом.

2. Установлено, що з енергетично виснаженого пласта (покладу), колекторські властивості якого нижчі за середні та який знаходиться на стадії завершення експлуатації, запропонованим способом ПТВ можна вилучити понад 20 % нафти від початкових геологічних запасів, які іншими методами вилучити не вдалося.

3. В період процесу був підтверджений механізм витіснення малов'язкої нафти і виявлено, що з глибиною температура теплоносія на вибої нагнітальної свердловини має тенденцію підвищуватися порівняно з устєвою на 6—10 °С.

4. Кінцеві результати (видобуто 92 тис. т додаткової нафти) переконливо довели ефективність ПТВ для покладів, які містять нафту в'язкістю до 15 мПа · с.

5. Процес ПТВ на ділянці МЕР з глибиною залягання покладу до 500 м показав шляхи застосування способу на пластах з більшими глибинами залягання.

Одним із шляхів підвищення ефективності способу ПТВ, можливо, є одночасне здійснення його на покладі у цілому невеликими окремими блоками площею 30—200 га.

Нагромаджений досвід з промислового випробування і впровадження ПТВ у поєднанні із заводненням дали змогу визначити системи впливу на поклади в цілому.

Часто теплові способи видобутку нафти проектують для покладів, що знаходяться на завершальній стадії розробки, коли площа розбурена і гранично енергетично виснажена. Тому для економічності процесу в проектуванні способу доводиться за основу приймати існуючу систему розташування свердловин і всього облаштування промислового господарства.

З урахуванням досліду ПТВ на ділянці МЕР була розроблена комплексна технологія впливу високотемпературними облямівками для ділянки Міріам [161].

Реалізація обох технологій мала важливе значення для робіт, пов'язаних з подальшим проектуванням способу для покладів зі складною геологічною будовою і глибиною, нижчою за встановлену нормативними документами.

Ділянка Міріам

У процесі уточнення геологічної будови ділянки було визначено, що у літологічному відношенні породи, які складають відклади стрийської світи, являють собою чергування нафтоносних пісковиків, аргілітів і алевролітів і характеризуються складною неоднорідною будовою (рис. 4.29). Загальна товщина стрийських відкладів досягає 150, ефективна — 60 м.

З огляду на велику товщину стрийські відклади було поділено на дві пачки з наявністю між ними глинистої перемички товщиною 10 м: перша (верхня) з ефективною товщиною 27,5 м, площею 21 га; друга — 31,5 м, яка залягає на глибині 320—375 м, площею 17 га. При цьому було вирішено процес ПТВ почати з другої пачки.

Із урахуванням смугоподібної форми покладу (довжина 750 м, ширина 225 м), згідно з проектом, нагнітальні свердловини 1324, 1337, 1413 були розташовані вздовж довгої осі (рис. 4.30).

Характеристика першої і другої пачок стрийських відкладів, за розрахунками 1982 р.:

Глибина залягання, м	350—500
Площа пласта, га	17—21
Нафтонасичена товщина кожної пачки, м	15—19,7
Залишкова нафтонасиченість, %	50
Пористість, %	12—13
Проникність, мкм ²	0,02
В'язкість нафти на поверхні, мПа·с	4,5
Густина нафти, кг/м ³	808
Відстань між нагнітальними і видобувними свердловинами, м	40—120
Початкові геологічні запаси за розрахунками 1982 р., тис. т	631,6
Вилучено нафти на початок процесу, тис. т	108,5
Залишкові геологічні запаси, тис. т	523,0

Спочатку були проведені лабораторні дослідження щодо встановлення коефіцієнта витіснення нафти ділянки Міріам. З кривих рис. 4.31 видно, що в

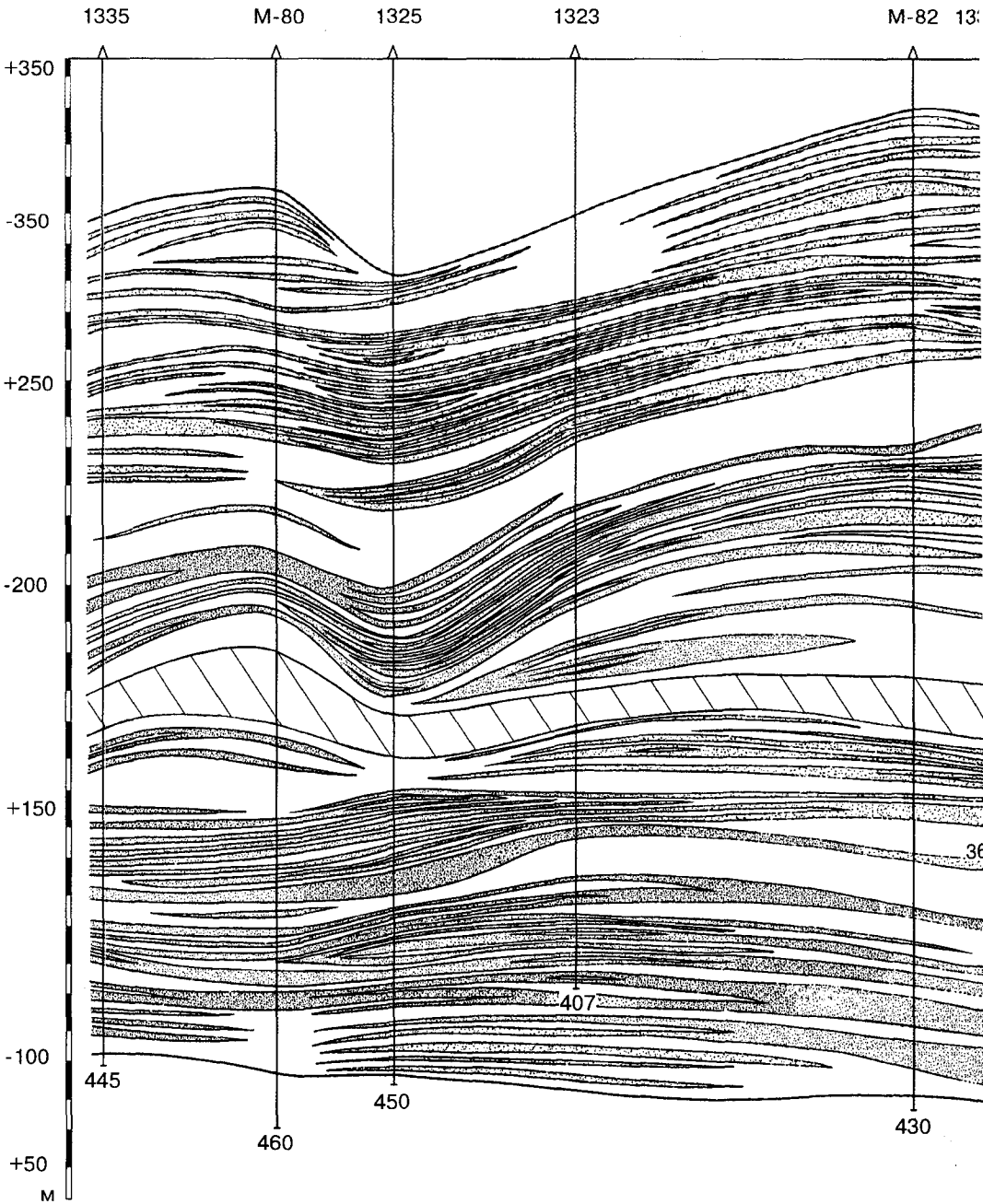
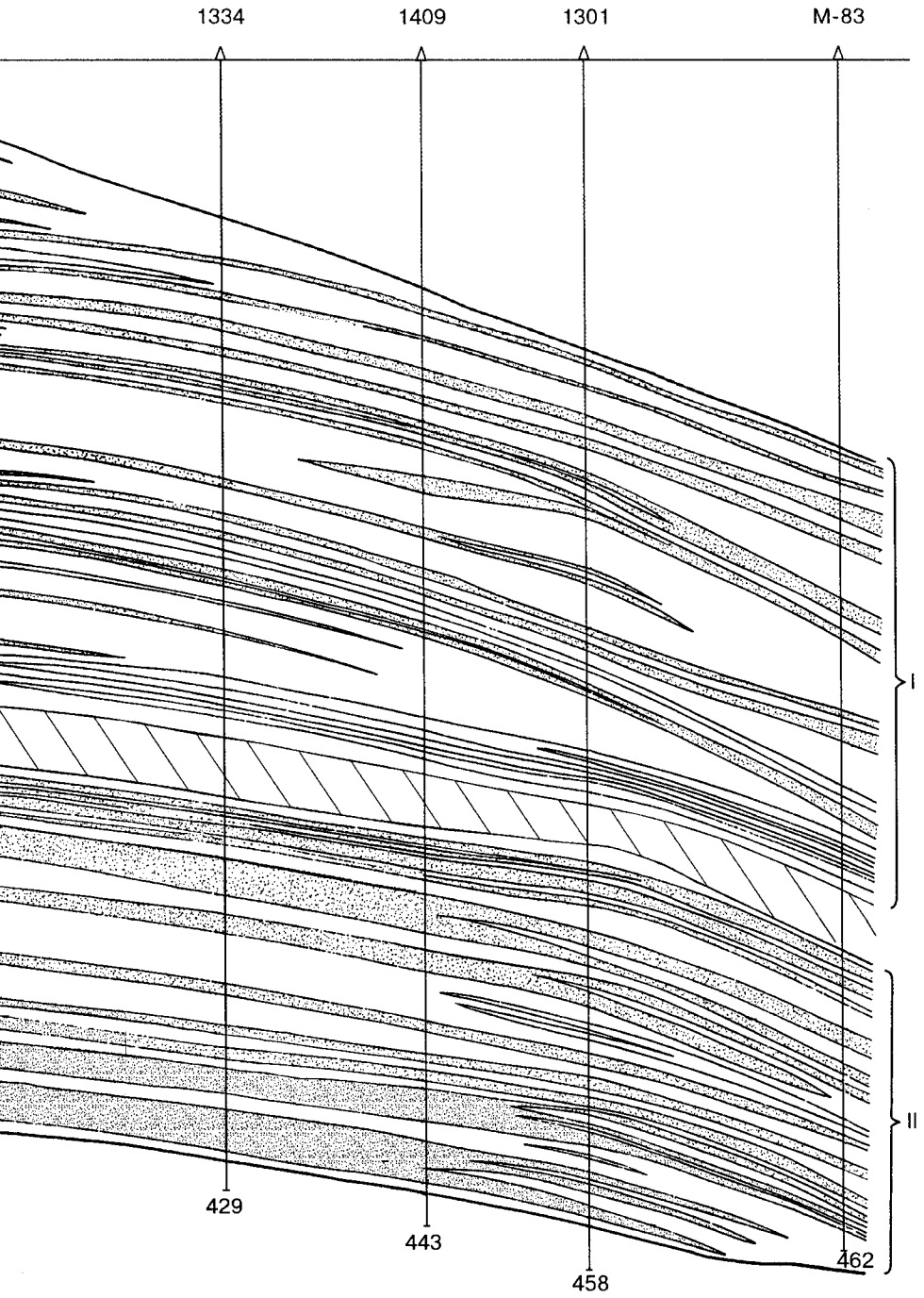


РИС. 4.29. Геологічний розріз по лінії I—I ділянки Міріам.

Піщано-алевролітова пачка: I — верхня, II — нижня; штриховано — глиниста перемичка



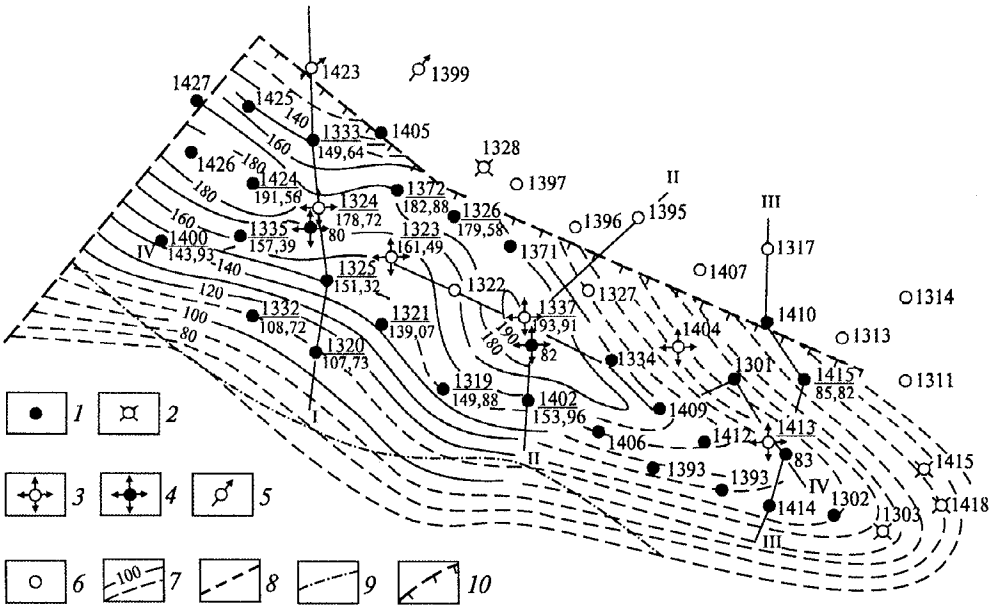
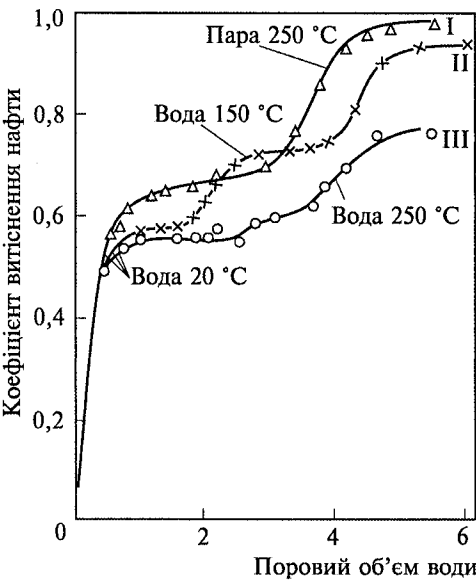


РИС. 4.30. Структурна карта по покрівлі II піщано-алевролітової пачки ділянки Міріам. Свердловини: 1 — видобувні, II пачка, 2 — ліквідовані, 3 — нагнітальні, 4 — нагнітальні, II горизонт, 5 — спостережні; 6 — свердловина, над рискою — її номер, під рискою — абсолютна позначка покрівлі, м; 7 — ізогіпси покрівлі II горизонт, м; 8 — тектонічне порушення; 9 — умовний контур нафтоносності; 10 — лінія підгинання складки

процесі прокачування двох об'ємів пор ненагрітої води коефіцієнт витіснення нафти знаходиться на рівні 0,58, під час прокачування того ж об'єму гарячої води з температурою 150 і 250 °C він становить 0,78, а під час витіснення паром з температурою 250 °C — досягає 0,98. Досліди проводили на лінійній моделі, і в розрахунках для неоднорідного пласта коефіцієнти були скореговані.



Наведена характеристика пласта і встановлені коефіцієнти були осно-

РИС. 4.31. Результати лабораторних досліджень з витіснення нафти теплоносієм на ділянці Міріам:

I — паром; II — водою і паром; III — гарячою водою

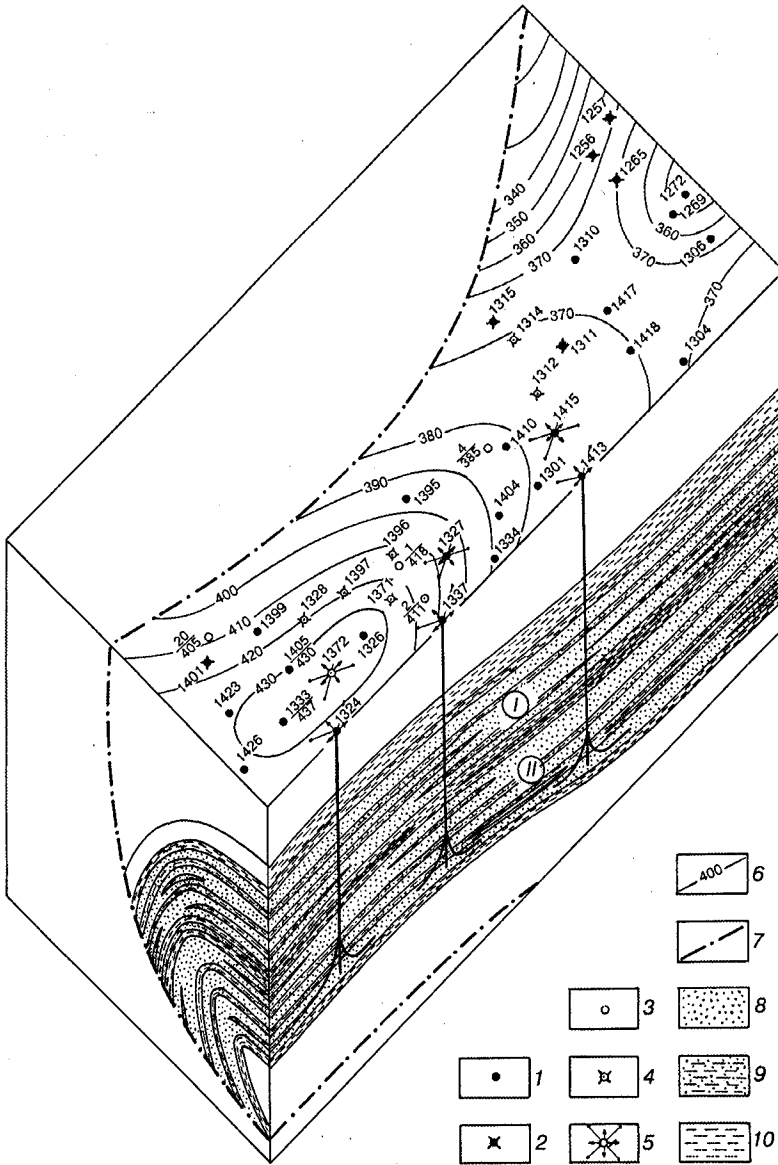


РИС. 4.32. Блок-схема відкладів стрийської світи ділянки Міріам:

Свердловини: 1 — діючі, 2 — ліквідовані, 3 — розвідувальні креліусні, 4 — ліквідовані, що підлягають відновленню, 5 — проектні нагнітальні; 6 — ізопіси по покрівлі I нафтоносної пачки стрийської світи, м, 7 — лінія підгинання складки; 8 — пісковики; 9 — алевроліти; 10 — аргіліти; I, II — нафтоносні пачки стрийської світи

вою для розрахунку проектних технологічних параметрів процесу ПТВ:

Витрати пари для формування облямівок, тис. т	450
Температура пари на усті нагнітальних свердловин, °С	270—280
Тривалість нагнітання пари для формування облямівок з розрахунку на три свердловини, міс	30
Кількість нагнітальних свердловин	3
Розташування нагнітальних свердловин	Лінійне вздовж довгої осі
Кількість видобувних свердловин	35
Приріст коефіцієнта нафтовіддачі від початкових геологічних запасів, %	15

Для підготовки площі до процесу, особливо нагнітальних свердловин, ще у 1977 р. у проєкті було запропоновано пробурити по два горизонтальні стовбури у кожній свердловині (рис. 4.32). Така конструкція нагнітальних свердловин з горизонтальними стовбурами дала б можливість раціональніше використовувати теплову енергію, що вводиться в пласт, і збільшити площу охоплення його. Проте ця пропозиція не була підтримана з боку деяких спеціалістів-виробничників.

Крім діючих свердловин на початок процесу (25 од.) було рекомендовано у фонд діючих перевести ще 10 свердловин, зупинених з різних причин.

Процес формування облямівок розпочався у 1977 р. з нагнітальної свердловини 1324, у 1978 р. була введена під закачку св. 1337 і в подальші роки св. 1413, 1323, 1402.

Неодночасне введення під закачку трьох свердловин й інші складності призвели до відхилень від запропонованої технології. Нагнітання пари під високим тиском призвело до розриву пласта у привибійній зоні нагнітальних свердловин і виходу теплоносія за колону обсадних труб і устя св. 1324 і 1337. З метою уникнення появи нових ускладнень, пов'язаних із використанням

ТАБЛИЦЯ 4.8. Динаміка закачки теплоносія у нагнітальні свердловини ділянки Міріам, т

Рік	Сверд			
	1324	1337	1413	1323
1977	11 843	—	—	—
1978	46 082	16 227	—	—
1979	38 730	27 062	16 586	—
1980	37 706	17 862	20 859	17 066
1981	18 846	31 876	15 181	18 215
1982	37 574	32 702	22 579	6489
1983	14 182	20 783	12 649	—
1984	—	—	—	—
1985	—	—	—	—
Усього	204 963	146 512	87 852	41 770

старих свердловин, для нагнітання теплоносія під високим тиском на ділянці були пробурені спеціальні три свердловини-дублери: 80, 82 і 83.

Через технічні обставини, що склалися, — великий обсяг додаткових робіт, термін нагнітання пари для формування облямівок розтягнувся на 9 років (табл. 4.8).

Перевірки якості пари (за проектом $T = 270...280$ °С) показали, що нагнітали гарячу воду з меншою температурою (максимум 220 °С). Часті зупинки у нагнітанні теплоносія у старі свердловини, які виходили з ладу, і заміна нагнітальних свердловин також не сприяли додержанню запроектованих показників.

Після перенесення нагнітання теплоносія у спеціально пробурені св. 80, 82 і 83 виходів теплоносія не відбувалося. Проте спостереження за рівнем температури у закритій шахті, розташованій на відстані 400 м від нагнітальних свердловин, показали зростання температури до 40 °С замість 17 °С вихідної. Часті заміни нагнітальних свердловин через неякісну підготовку призвели до того, що закачуваний теплоносієм хаотично “гуляв” по пропластах, не виконуючи свого призначення.

Для використання накопиченого в пласті тепла почали закачку ненагрітої води у старі свердловини (1323, 1324, 1337, 1412) для переміщення облямівок. Цей захід сприяв створенню облямівок у св. 80, 82 і 83 і підвищенню тиску в пластах. За час переміщення облямівок по усіх свердловинах закачали 687 тис. м³ ненагрітої води.

Незважаючи на значні недоліки, які часто ускладнювали ведення процесу, у період формування і переміщення облямівок проводився великий обсяг досліджень.

Хоча графік заміру температури на вибоях нагнітальних і видобувних свердловин порушувався, проте за розрізною фіксацією температур була побудована карта ізотерм полів впливу на 01.01.1986 р. перед початком переміщення облямівок ненагрітою водою. З карти ізотерм (рис. 4.33) видно,

ловина				Разом
1402	80	82	83	
—	—	—	—	11 843
—	—	—	—	62 309
—	—	—	—	83 376
6632	—	—	—	100 125
11 343	—	—	—	94 459
258	5611	—	—	105 213
—	26 122	15 265	5084	94 085
—	25 356	25 563	25 155	76 074
—	9960	11 025	5963	26 948
18 231	67 049	51 853	36 202	654 432

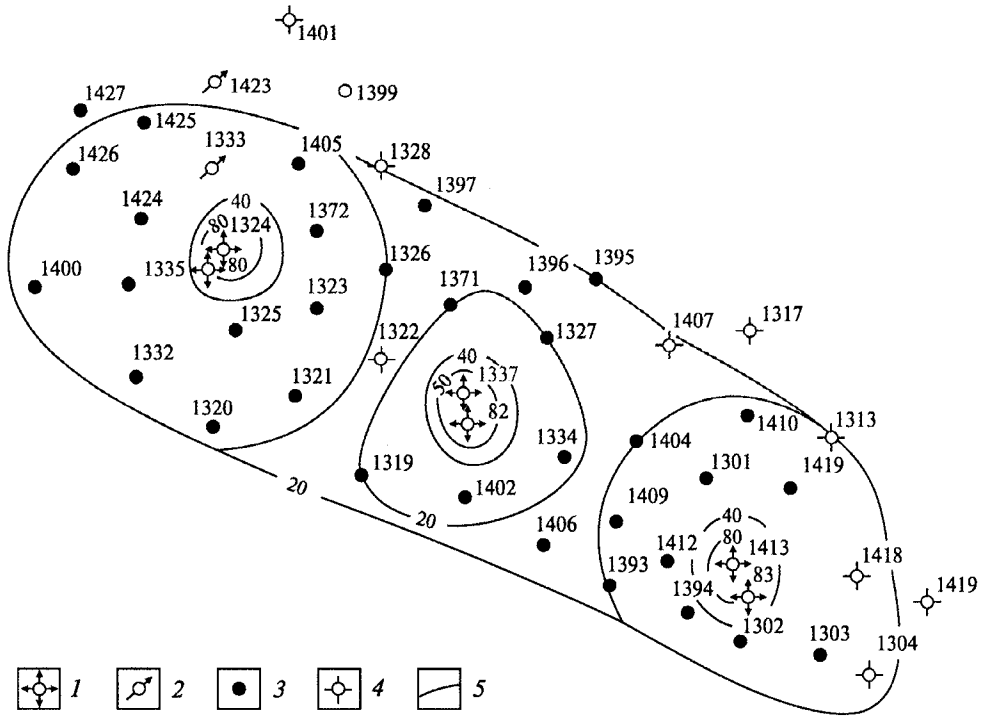


Рис. 4.33. Карта ізотерм по свердловинах ділянки Міріам.

Свердловини: 1 — нагнітальні, 2 — спостережні, 3 — видобувні, 4 — ліквідовані; 5 — ізотерми, °С, на 01.01.1986 р.

що, попри порушення технології, температура зростала в цілому по обох пластах. До введення під нагнітання теплоносія нових свердловин-дублерів на їх вибоях були зафіксовані температури: св. 80 — 68 °С; св. 82 — 56 °С; св. 83 — 60 °С. Змінення температурних умов у обох пачках стрийської світи привело до підвищення тисків у пластах і дебітів нафти в свердловинах.

Гідродинамічні дослідження показали, що у видобувних свердловинах пластовий тиск, згідно із замірами рівнів на окремих ділянках полів нагнітальних свердловин 1324, 1337, 80, 82, зросла від 0,3 до 4,4 МПа у районах св. 1413 і 83. На основі цих замірів побудовані карти ізобар (рис. 4.34), з яких видно, що хоча температура підвищилася не набагато, проте зростання її відбувалося рівномірно.

За час формування об'ямівок і їх переміщення дебіти нафти діючих свердловин збільшилися від 2 до 7 разів порівняно з періодом до початку процесу ПТВ (рис. 4.35). Якщо дебіт нафти св. 1319 до початку процесу становив 0,2 т/добу, то вже два роки пізніше, у 1980 р., він досяг 0,82, у 1982 р. — 1,35, у 1984 р. — 1,36 і у 1987 р. знизився до 0,4 т/добу. Св. 1372, що відновле-

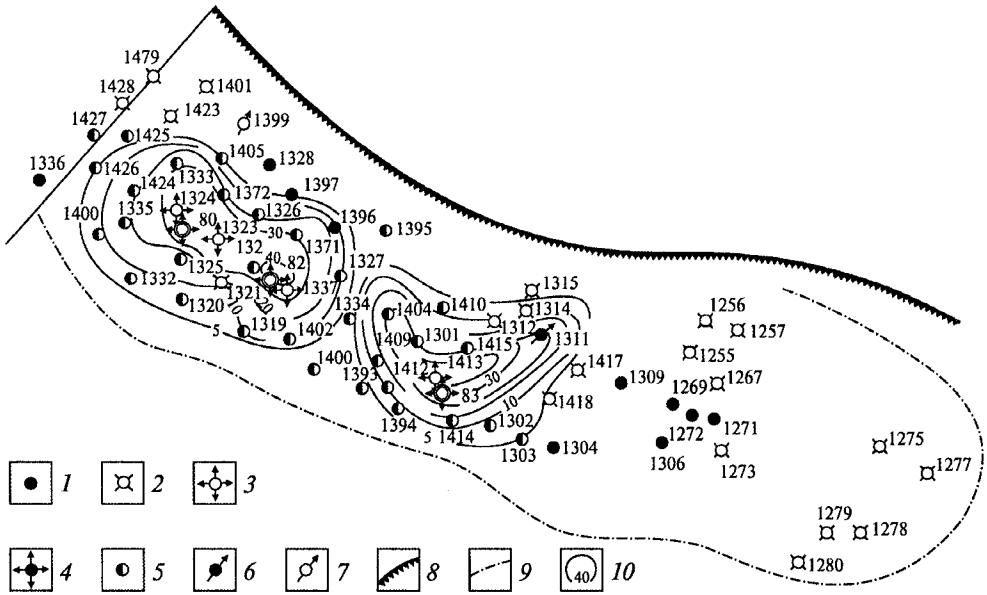


РИС. 4.34. Карта ізобар ділянки Міріам станом на 01.01.1985 р.

Свердловини: 1 — видобувні, 2 — ліквідовані, 3, 4 — нагнітальні відповідно на I і II пачки, 5 — видобувні, поглиблені на II пачку, 6 — що підлягають переведенню у спостережні, 7 — спостережні; 8 — лінія тектонічних порушень; 9 — контур нафтоносності; 10 — ізобари, МПа

на з ліквідованого фонду, у 1979 р. почала працювати з дебітом 0,27 т/добу нафти, а наприкінці 1987 р. дебіт її досяг 1,22 т/добу.

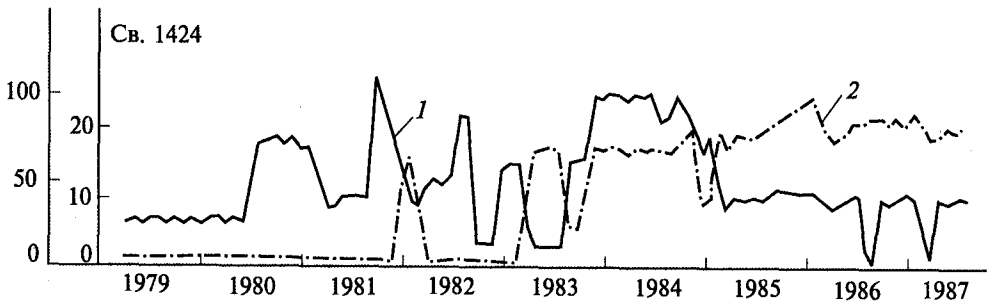
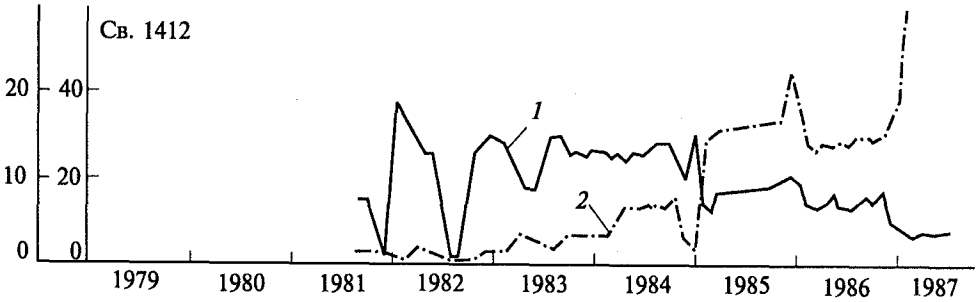
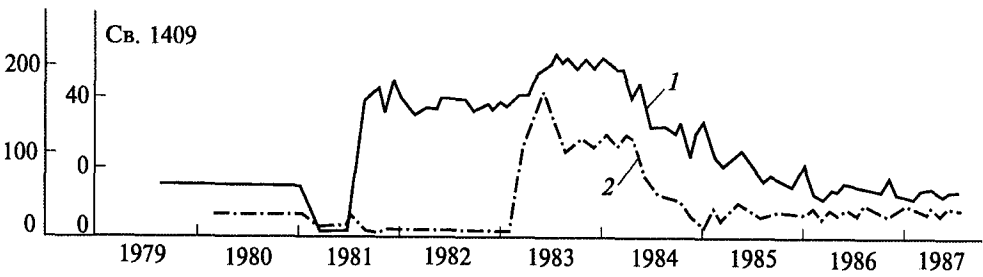
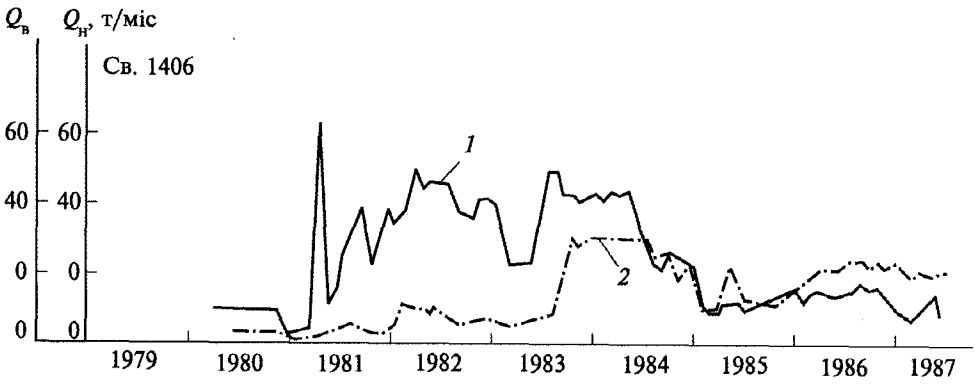
З кривих рис. 4.35 видно, що в 1982—1983 рр. видобуток нафти зменшувався внаслідок перерв у закачуванні теплоносія через частий вихід з ладу старих нагнітальних свердловин.

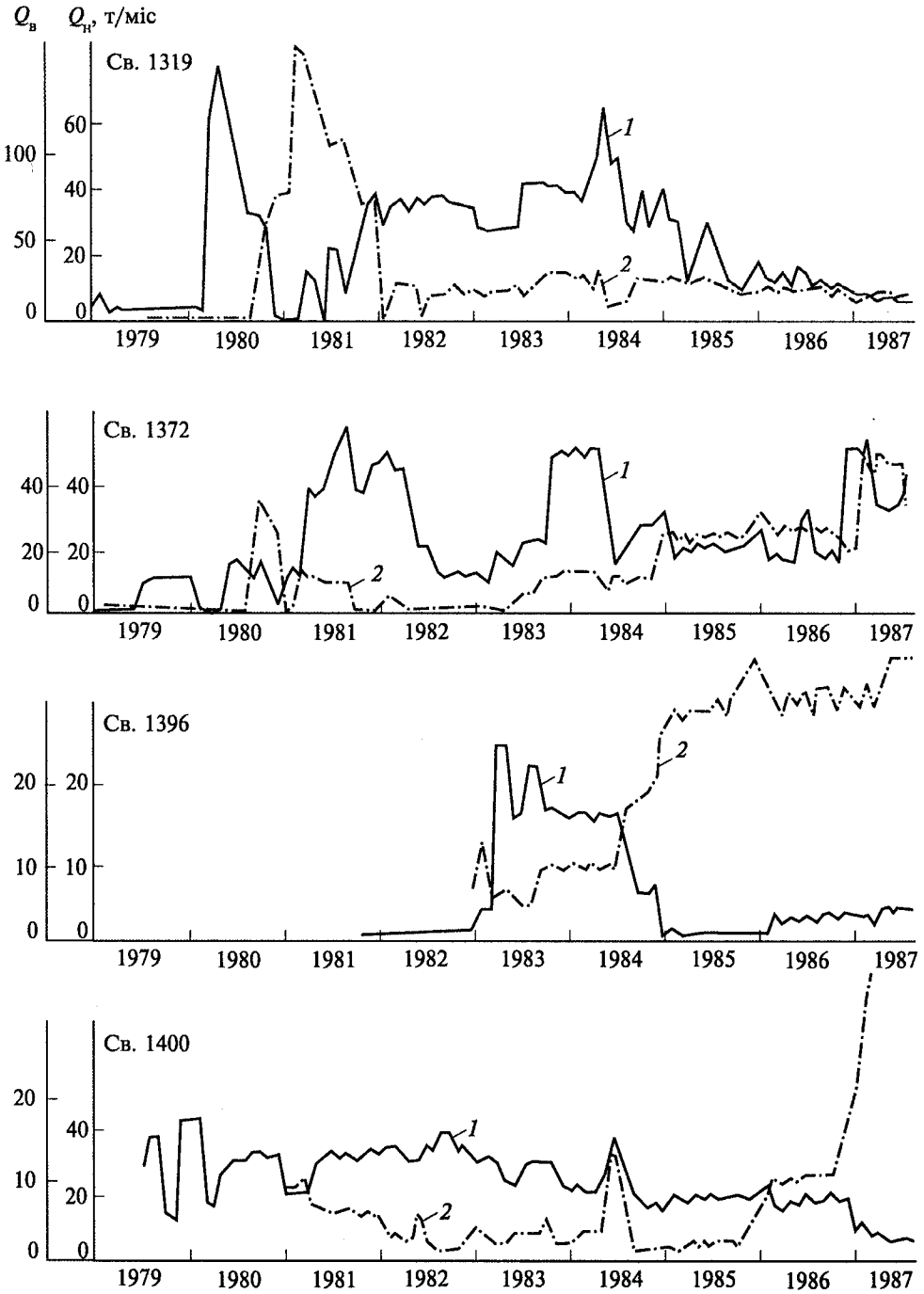
У 1983 р. початкові геологічні запаси нафти по площових елементах, що знаходилися під впливом ПТВ, були уточнені і становили 379,2 тис. т, з них за час розробки до 1977 р. було вилучено 52,7 тис. т, залишкові геологічні запаси становили 326,5 тис. т.

Починаючи з 1978 р. до 01.1996 р. на ділянці було видобуто 76,7 тис. т нафти, з них 69,9 тис. т — у результаті процесу ПТВ. Коефіцієнт нафтовіддачі по додатковій нафті від початкових геологічних запасів дорівнював 18 %.

Незважаючи на суттєві недоліки в проведенні процесу і майже двократну кількість закачаного теплоносія, паронафтовий фактор становив 7,2 т/т. Це більше, ніж на ділянці МЕР, але нижче встановлених норм.

Процес ПТВ у складних геологічних умовах виявився технологічно ефективним. На кривих рис. 4.36 видно, що максимальний видобуток нафти у 1983—1984 рр. був вищий, ніж видобуток нафти у початковий період розробки на природному режимі й навіть останніх років, коли проводилися усі можливі заходи щодо збільшення видобутку.





РІС. 4.35. Динаміка щомісячного видобутку нафти (1) і вилучення води (2) по свердловинах у процесі паротеплового впливу на ділянці Міріам у 1979—1987 рр.



Рис. 4.36. Динаміка видобутку нафти по роках на ділянці Міріам

Отже, можна зробити такі узагальнення.

Геологічна будова стрийських відкладів ділянки Міріам дуже складна, вони відрізняються високою неоднорідністю пластів і низькими колекторськими властивостями. Коефіцієнт піщаності нафтонасиченої товщини коливається від 0,14 до 0,36, коефіцієнт розчленування — від 4,8 до 7,3. Через невеликі дебіти і нерентабельність експлуатації 40 % видобувних свердловин було ліквідовано.

Дослідження, проведені до складання технологічної схеми, а також буріння трьох нагнітальних свердловин 80, 82, 83 на II пачку стрийських відкладів дали змогу уточнити геологічну будову ділянки, початкові і поточні геологічні запаси.

Стрийські відклади поділено на два об'єкти: верхню пачку пісковиків (глибина 140—320 м) з нафтонасиченою товщиною 36,5 м і нижню (глибина 360—450 м) з нафтонасиченою товщиною 19,7 м. На запроєктованій площі по двох об'єктах із 6 елементів за уточненими даними початкові геологічні запаси становили 379,2 тис. т, з них за 33 роки розробки покладу з усіма існуючими способами впливу вилучено 52,7 тис. т нафти, нафтовіддача на початок процесу ПТВ дорівнювала 0,139.

Узагальнення результатів процесу ПТВ у поєднанні з заводненням на ділянці Міріам дає змогу дійти таких висновків.

1. Промислові випробування за умови додержання запроєктованої технології дали б змогу видобути 20—25 % нафти від початкових геологічних запасів.

2. Проведення процесу ПТВ ще раз переконливо довело можливість вилучення додаткової малов'язкої нафти (в'язкість 15 мПа · с) запропонованим способом.

Q_n , тис. т

Рис. 4.37. Видобуток нафти по роках за період експлуатації Урицького покладу

3. Результати промислового випробування дають основу для проектування технології глибокозалагаючих покладів менітових відкладів за характеристикою, подібною до характеристики стрийських відкладів.

Урицьке родовище. Промислова розробка ямненського горизонту була розпочата наприкінці XIX ст., у 1895 р., коли перша свердловина, пробурена ударним способом, розкрила ямненський горизонт з дебітом нафти 42 т/добу. Наприкінці 1901 р. на поклад було пробурено 103 свердловини, початкові дебіти нафти яких становили 3—5 т/добу. Всього на родовищі ударним способом пробурено 317 свердловин, з них тривалий час працювали 227, 90 свердловин були ліквідовані. Поклад розроблювали на змішаному режимі — розчиненого газу + гравітаційному.

Починаючи з 1928 р. на родовищі у широкому масштабі застосовували усі існуючі методи впливу, що дало змогу до 1953 р. утримувати видобуток нафти на підвищеному рівні (рис. 4.37). Усі заходи приводили до короткочасного зростання видобутку нафти на родовищі. До середини 1970-х років методи, які були застосовані, вичерпали свої можливості, і було прийняте рішення здійснювати розробку ямненського горизонту паротепловим способом.

Ямненський горизонт має смугоподібну форму довжиною 1,8 км, шириною 0,45 км, залягає на глибині 350—500 м, нафтонасичена товщина — 43 м, пористість — 13 %, проникність — $52 \cdot 10^{-3}$ мкм², в'язкість пластової нафти — 4 мПа·с, густина — 830 кг/м³, залишкова нафтонасиченість — 0,25. Застосування ПТВ було обмежене площею 29 га через створення курорту в майбут-

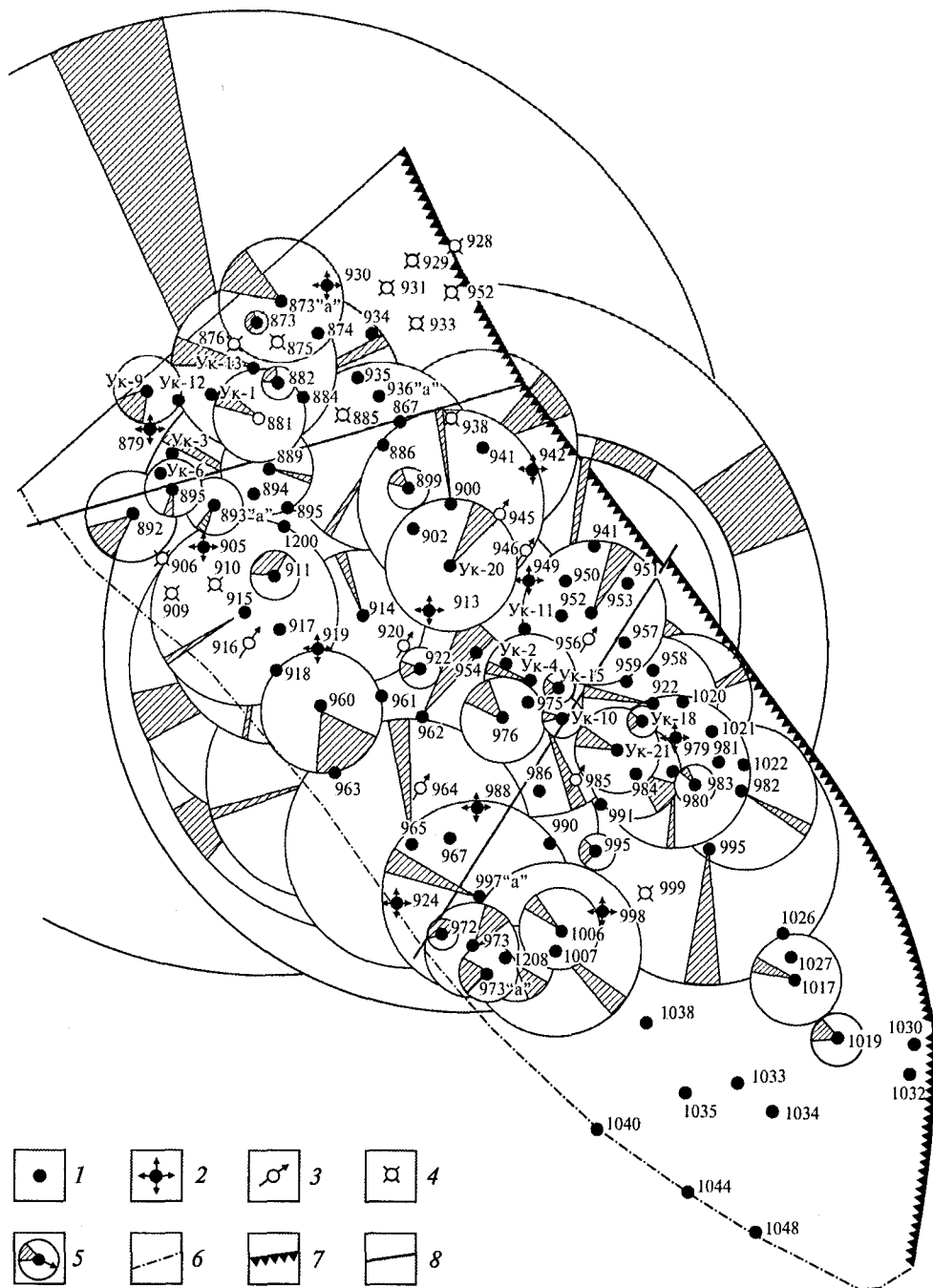


РИС. 4.38. Карта розробки ділянки ПТВ Урицького родовища станом на 01.01.1987 р.
 Свердловини: 1 — видобувні, 2 — водонагнітальні, 3 — контрольні, 4 — ліквідовані; 5 — 1 см радіуса від-
 повідіає 1 т/добу рідини, 1 % обводненості відповіає 3,6° кола; 6 — контур нафтоносності; 7 — фронт
 складки; 8 — тектонічні порушення

ньому. Запаси нафти, розраховані для цієї площі, становили 772,5 тис. т. На початок процесу нагромадженний видобуток нафти на ділянці дорівнював 523 тис. т, залишкові геологічні запаси — 240,5 тис. т; коефіцієнт нафтовіддачі високий — 0,677.

На початок процесу ПТВ на ділянці знаходилося у фонді діючих — 70, ліквідованих — 87, бездіючих — 6 свердловин. Як нагнітальні використовували першочергово св. 913, 919, 949 — центральний ряд. Спочатку нагнітання пари здійснювали за температури 210 °С (замість 260—280 °С) з витратами 2,2 т/год (замість 4 т/год) через непідготовленість парогенераторних установок. У 1981 р., після установки нових парогенераторів, витрати теплоносія збільшилися у 2,5 раза. Тоді ж стався прорив пари і закачка її у склепінну частину покладу виявилася неефективною.

У 1984 р. була затверджена уточнена технологічна схема, за якою повністю змінили схему розташування паронагнітальних свердловин (рис. 4.38). За цією схемою паронагнітальні свердловини із старого фонду (905, 919, 988) були вибрані у приконтурній частині уздовж простягання структури. Водонагнітальні свердловини з метою попередження проривів за межі зони впливу були розміщені по периметру ділянки ПТВ.

За уточненою технологічною схемою були встановлені такі проектні показники: об'єм закачки теплоносія — 780 тис. т, або 46 % порового об'єму запроектованої площі; об'єм закачування ненагрітої води для переміщення об'ємів — 1941 тис. т; видобуток додаткової нафти — 85 тис. т; кінцевий паронафтовий фактор — 9,2 т/т; термін розробки — 14 років.

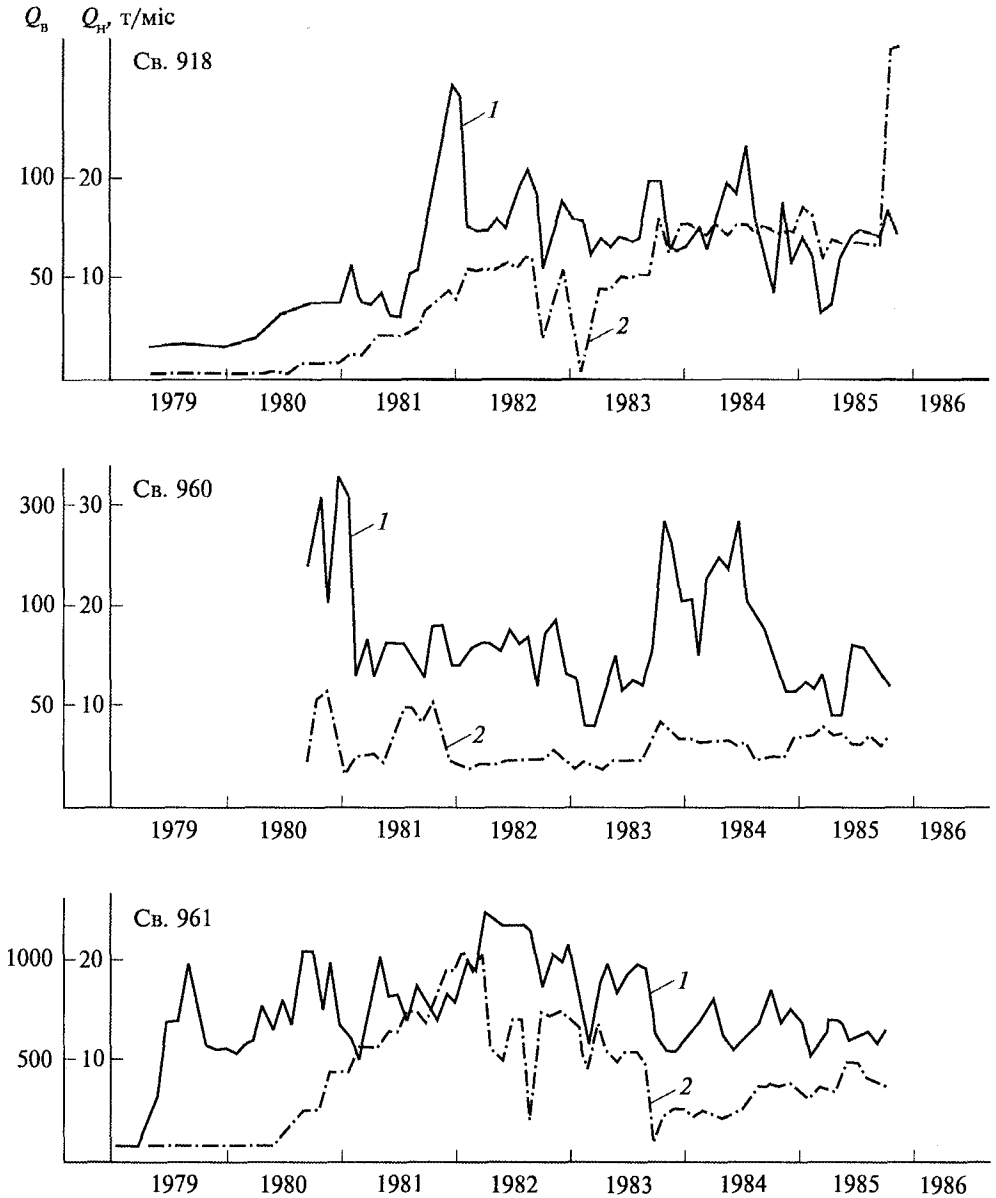
У період формування високотемпературних об'ємів і їх переміщення ненагрітою водою по багатьох оточуючих видобувних свердловинах спостерігалось збільшення місячного видобутку нафти. Для наочності показана динаміка місячного видобутку нафти із свердловин (рис. 4.39), розташованих у різних частинах площі.

На карті розробки за станом на 01.01.1987 р. (див. рис. 4.38), побудованій за даними спостереження за дебітами нафти свердловин ділянки площею 29 га перед початком переміщення об'ємів, видно, що більшість видобувних свердловин реагували уже на стадії нагнітання теплоносія. У 1992 р. процес ПТВ у поєднанні із заводненням був припинений.

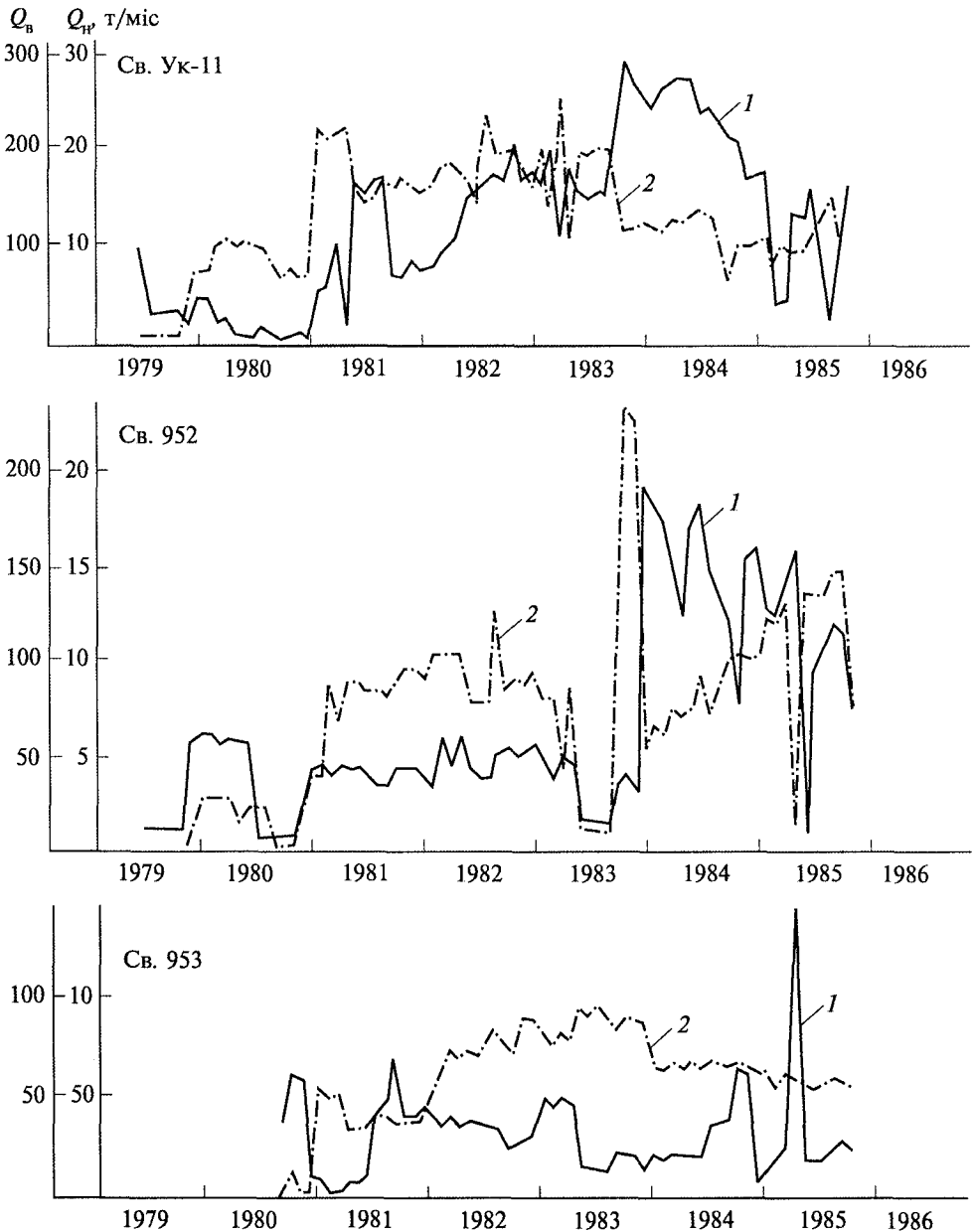
У табл. 4.9 наведені основні фактичні показники ПТВ на запроектованій (обмеженій) ділянці родовища. За час процесу тут вилучено понад 44 тис. т додаткової нафти, що становить 6 % початкових балансових запасів усього родовища.

Фактичні показники на дату припинення процесу були удвічі нижчі від запроектованих. Причин невиконання проектних показників багато.

Відомо, що формування високотемпературних об'ємів рекомендується здійснювати високими темпами, для чого, згідно з проектом, у кожен нагнітальну свердловину потрібно закачати по 40 тис. т теплоносія з темпера-



турою 270—280 °С. Фактично на початковій стадії формування облямівок нагнітали 17—22 тис. т на одну свердловину. Це пов'язане з невідповідністю паротеплового господарства стосовно досягнення проектних параметрів. Крім того, температура теплоносія протягом його нагнітання не перевищувала 220 °С, а часто була нижчою 200 °С, тому це не привело до значної зміни температурних умов у пласті і високого витіснення нафти. Нагнітання теп-



РІС. 4.39. Динаміка щомісячного видобутку нафти (1) і вилучення води (2) в процесі паротеплового впливу на Урицькому родовищі в 1979—1986 рр.

лоносія часто переривалося на 10—15 діб, не витримувався також темп нагнітання ненагрітої води для переміщення об'ємів, особливо у зимовий період, коли замерзали водні трубопроводи.

ТАБЛИЦЯ 4.9. Фактичні показники розробки ямненського горизонту Урицького родовища із

Рік	Фонд діючих свердловин		Поточні показники					Накопичені	
	Нагнітальні	Видобувні	Нагнітання		Видобуток			Нагнітання	
			теплоносія, тис. т	води, тис. м ³	нафти, всього, тис. т	додаткової нафти, тис. т	рідини, тис. м ³	теплоносія, тис. т	води, тис. м ³
1979	3	67	43,2	—	1,93	0,2	24,7	43,2	—
1980	3	73	103,0	—	2,7	2,7	37,0	146,2	—
1981	3	80	122,0	—	3,2	2,0	69,89	268,2	—
1982	5	86	145,3	—	3,8	3,8	67,17	413,5	—
1983	5	87	122,6	43,8	3,8	2,82	71,91	536,1	43,8
1984	11	81	123,7	87,14	4,28	4,28	94,4	659,8	130,94
1985	14	78	107,5	100,0	4,33	4,33	95,2	767,3	230,94
1986	10	82	—	160,0	4,0	4,0	96,1	—	390,94
1987	10	82	—	100,0	4,0	4,0	96,2	—	490,94
1988	10	82	—	100,0	3,3	3,3	96,9	—	590,94
1989	10	82	—	100,0	3,0	3,0	97,3	—	690,94
1990	10	82	100,0	2,76	97,6	—	790,94	552,2	37,19
1991	10	82	—	100,0	2,7	2,7	97,8	—	890,94
1992	10	82	—	80,0	2,5	2,5	97,8	—	970,94

Закачування об'ємів теплоносія і ненагрітої води не зумовило підвищення пластового тиску. Це основна об'єктивна причина невиконання проектних показників.

Незважаючи на значні порушення проектних показників запропонованої технології для Урицького родовища, за період процесу було видобуто понад 44 тис. т додаткової нафти при витратах 18 т теплоносія на 1 т додаткової нафти. Витрати теплоносія перевищили проектні удвічі, хоча, згідно з нормативними документами, встановлено максимум — 16 т/т.

Відношення витраченої енергії для процесу до одержаного об'єму додаткової нафти за розрахунками в умовних одиницях палива становило 1,0 : 1,52.

застосуванням ПТВ

показники			Нафто- віддача, %	Обвод- нення, %	Середній дебіт на одну видобувну свердловину		Питомі витрати на 1 т додаткової нафти	
Видобуток					нафти, т/добу	рідини, т/добу	теплоно- сія, т/т	води, т/т
нафти з початку експлуат. тис. т	додатко- вої нафти, тис. т	рідини, тис. м ³						
513,0	0,2	1928,0	66,4	92,2	0,08	1,01	216,0	—
515,7	2,9	1965,0	66,7	92,7	0,1	1,39	50,4	—
518,9	4,9	2032,9	67,2	95,3	0,11	2,325	54,7	—
522,7	8,7	2100,1	67,7	94,3	0,12	2,14	47,5	—
526,5	11,52	2172,0	68,1	94,7	0,12	2,26	46,5	3,8
530,8	15,8	2266,4	68,7	95,5	0,145	3,19	41,7	8,3
535,1	20,13	2361,6	69,3	95,5	0,152	3,34	38,1	11,5
539,1	24,13	2457,7	69,8	95,8	0,134	3,21	31,8	16,2
543,1	28,13	2553,9	70,3	95,8	0,134	3,21	27,3	17,4
31,43	2650,8	70,7	96,6	0,11	3,24	24,4	18,8	—
549,4	34,43	2748,1	71,1	96,9	0,1	3,25	22,3	20,1
2845,7	71,5	97,2	0,09	3,26	20,6	21,3	—	—
554,9	39,89	2943,5	71,8	97,2	0,09	3,27	19,2	22,3
557,4	42,4	3041,3	72,2	97,4	0,08	3,37	18,1	22,9

Луквинське родовище. Відкрито у 1977 р. Нафтоносність приурочена до менілітових відкладів, в яких виділено два продуктивні горизонти М1-1 і М1-2. Кожен з покладів представлений чергуванням пісковиків, алевролітів, аргілітів. Ємнісні й фільтраційні характеристики пластів-колекторів у межах покладу значно змінюються.

Основним об'єктом родовища є горизонт М1-2 нижньоменілітових відкладів, у якому зосереджено 95 % запасів родовища (рис. 4.40). Поклад М1-2 розкритий усіма свердловинами на глибинах 1200—1500 м. Тип колектору теригенно-поровий. Площа покладу 21 га, ефективна товщина — 34 м, проникність — $15 \cdot 10^{-3}$ мкм², нафтонасиченість — 0,73, пластовий тиск — 14,5 МПа.

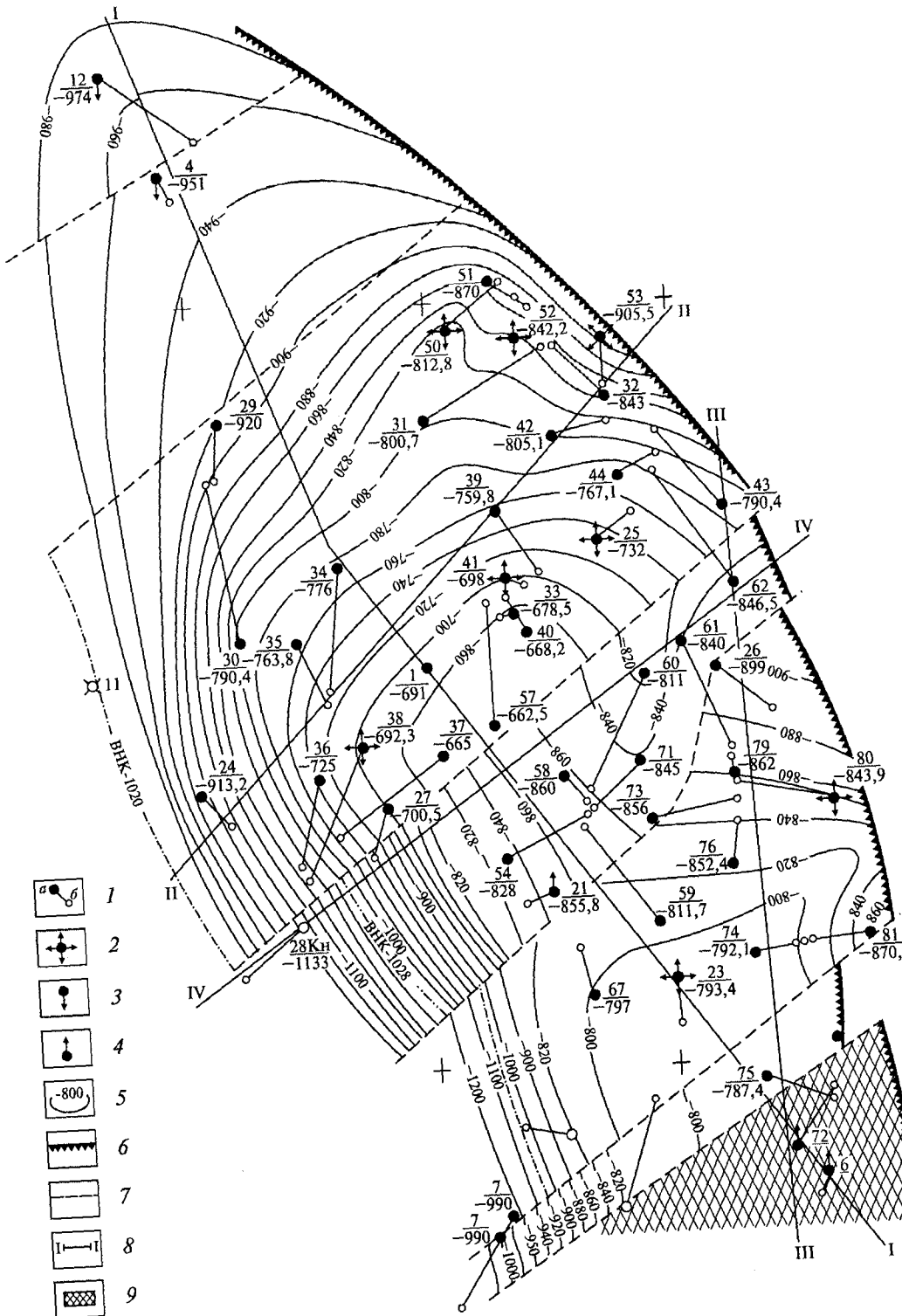


Рис. 4.40. Структурна карта продуктивного горизонту М1-2 Луквинського родовища.

Свердловини: 1 — видобувна (а — точка зустрічі стовбура з покрівлею продуктивного горизонту, б — устя), 2 — нагнітальні, 3 — що експлуатують еоценові поклади, 4 — що експлуатують поклад горизонту М1-1; 5 — ізогіпси покрівлі продуктивного горизонту, м; 6 — фронт складки; 7 — тектонічні порушення; 8 — лінія профілю; 9 — зона відсутності продуктивних відкладів горизонту М1-2. Цифри біля свердловин: над рискою — номер свердловини, під рискою — абсолютна позначка покрівлі продуктивного горизонту, м

Особливістю нафти покладу М1-2 є високий ступінь насичення її парафіном (7—12 %) і селікагелевими смолами (10—15 %), що за низької температури пласта призводить до випадіння парафіну у пласті; в'язкість нафти у пластових умовах — 1,14 мПа · с.

За підрахунками початкові балансові запаси нафти становлять 4333 тис. т.

У 1978 р. за проектом, складеним ЦНДЛ і науковим відділенням АТ “УкрНГІ”, родовище було введено у пробну експлуатацію на природному режимі розчиненого газу.

У зв'язку зі зниженням пластового тиску і видобутку нафти у 1986 р. за проектом ЦНДЛ на родовищі розпочали процес термозаводнення — закачування у п'ять нагнітальних свердловин гарячої води з температурою 70—80 °С з метою підтримання пластового тиску і температури в пласті.

На рис. 4.41 видно, що щорічний видобуток нафти, хоча і повільними темпами, але зростає.

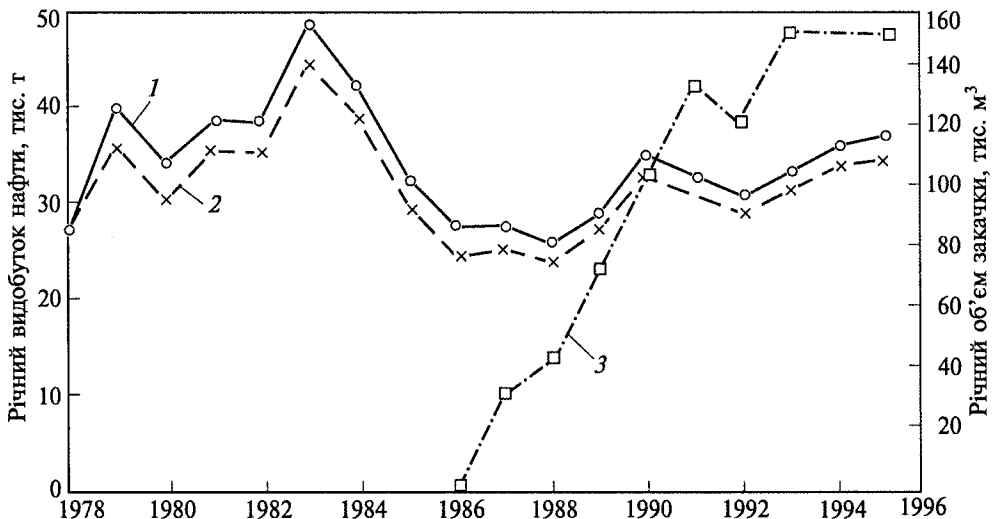


Рис. 4.41. Динаміка видобутку нафти і об'єму закачки води по Луквинському родовищу в 1980—1996 рр.

Видобуток нафти: 1 — по родовищу в цілому, 2 — по горизонту М1-2; 3 — об'єм закачки води в горизонт М1-2

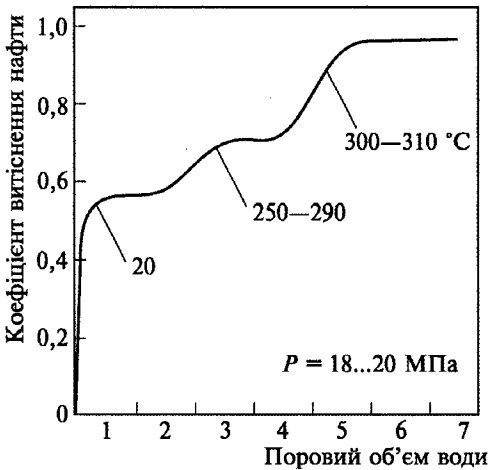


Рис. 4.42. Витіснення нафти горизонту П₃ Гнідинцівського родовища в процесі ступінчастого підвищення температури закачуваної води

Застосування термозаводнення мало позитивний вплив на витіснення нафти і загальний її видобуток з покладу. За час процесу (1986—1998) було вилучено 210 тис. т додаткової нафти.

Для удосконалення методу термозаводнення з метою збільшення видобутку нафти з покладу по можливості необхідно підвищувати тем-

пературу закачуваної води до 100—120 °C і використовувати для нагнітання термоізолювані труби.

Гнідинцівське родовище. У результаті теоретичних досліджень ІГГК НАН України і лабораторно-експериментальних дослідів наукового відділення АТ “УкрНГІ” щодо використання води з високими термодинамічними параметрами для підвищення нафтовіддачі покладів була встановлена зона температур і тисків, за яких відбувається взаємозмішування води з нафтою, остання при цьому повністю витісняється. Для лабораторних досліджень використовували нафти Прилуцького, Долинського, Битківського і Гнідинцівського родовищ. В усіх дослідях відбувалося повне витіснення нафти за параметрів води: $T = 300...310$ °C і $P = 18...20$ МПа.

На моделях пористого середовища пісковика було встановлено, що вода з параметрами $T > 300$ °C і $P > 18$ МПа взаємозмішується з нафтою незалежно від в'язкісної характеристики останньої. З кривої рис. 4.42 видно, що після прокачування двох об'ємів води з температурою 300—310 °C за тиску 20 МПа відбувається повне витіснення нафти з пористої моделі пласта.

Дослідженнями на ділянці МЕР було встановлено, що при нагнітанні теплоносія його температура на вибої свердловини порівняно з устевом зросла на 6 °C на глибині 500 м. Це підтверджують дослідження Е.Б. Чекалюка і К.О. Оганова [160], за результатами яких впливає, що зі збільшенням глибини нагнітання теплоносія його температура на вибої нагнітальної свердловини зростає.

Підвищення температури теплоносія (пари) на вибої свердловини можна пояснити тим, що у стовбурі свердловини пара поступово конденсується. Тепловий ефект конденсації у низхідному потоці теплоносія внаслідок зростання гідростатичного тиску позначається на нагріванні води і підвищує його температуру вище вихідної на усті. Починає діяти двофазна пароводяна суміш. Відповідно до наведеного, для приготування теплоносія з метою форму-

вання високотемпературної облямівки можна використовувати низькотемпературні теплогенерувальні установки.

На основі досліджень був запропонований і розроблений принципово новий спосіб підвищення нафтовіддачі покладів на глибині до 3000 м — вплив водою з високими термодинамічними параметрами.

Остерігатися застосування теплоносія на глибинах, що нижче передбачених керівними документами, немає потреби, тому що у світовій практиці є приклади успішної закачки теплоносія на глибини 1700—2400 м, тепловтратам на таких глибинах можна запобігти використанням термоізолюваних труб.

Для промислового випробування запропонованого способу за узгодженням з НГВУ “Чернігівнафтогаз” був вибраний горизонт P_3 Гнідинцівського родовища. Для нагнітання теплоносія з високими параметрами визначили площовий елемент, у центрі якого пробурили нагнітальну свердловину 200 (рис. 4.43). Складена технологічна схема була затверджена колишнім Міністерством СРСР.

Для розрахунків технологічних параметрів були проведені дослідження і уточнена геолого-фізична характеристика горизонту P_3 на дослідній ділянці:

Глибина залягання, м	1775
Нафтонасичена товщина, м	23
Пористість, %	26
Проникність, мкм ²	1
Залишкова нафтонасиченість, т (га · м) . . .	570
В'язкість пластової нафти, мПа · с	1,3
Густина нафти, кг/м ³	0,83

Для охоплення витісненням по площі 60 га згідно з розрахунками протягом 36—42 міс потрібно було закачати 1600 тис. т водопарової суміші температурою 300 °С на вибої нагнітальної свердловини. Ця суміш такої температури мала переміститися на відстань 195—200 м. Потім, протягом 36 міс, слід було нагнати ненагріту воду для переміщення облямівки з метою охоплення віддаленіших частин пласта. В результаті процесу проектувалося видобути 530 тис. т додаткової нафти, що у перерахуванні на 1 т витраченого палива становить 6,6 т в умовному обчисленні.

За запропонований і розроблений спосіб було одержано низку авторських свідоцтв і патентів Великої Британії, Канади, Мексики і ФРН.

Аналогів нагнітання теплоносія із встановленими параметрами на глибинний поклад (1750 м) не було. Для промислового випробування нової технології значного підвищення нафтовіддачі пластів разом з технологією були розроблені схема і конструкція внутрішньосвердловинного обладнання. За цією схемою для забезпечення закачки теплоносія з високими параметрами у кількості 40 т/год у нагнітальну свердловину 200 були спущені два ряди труб:

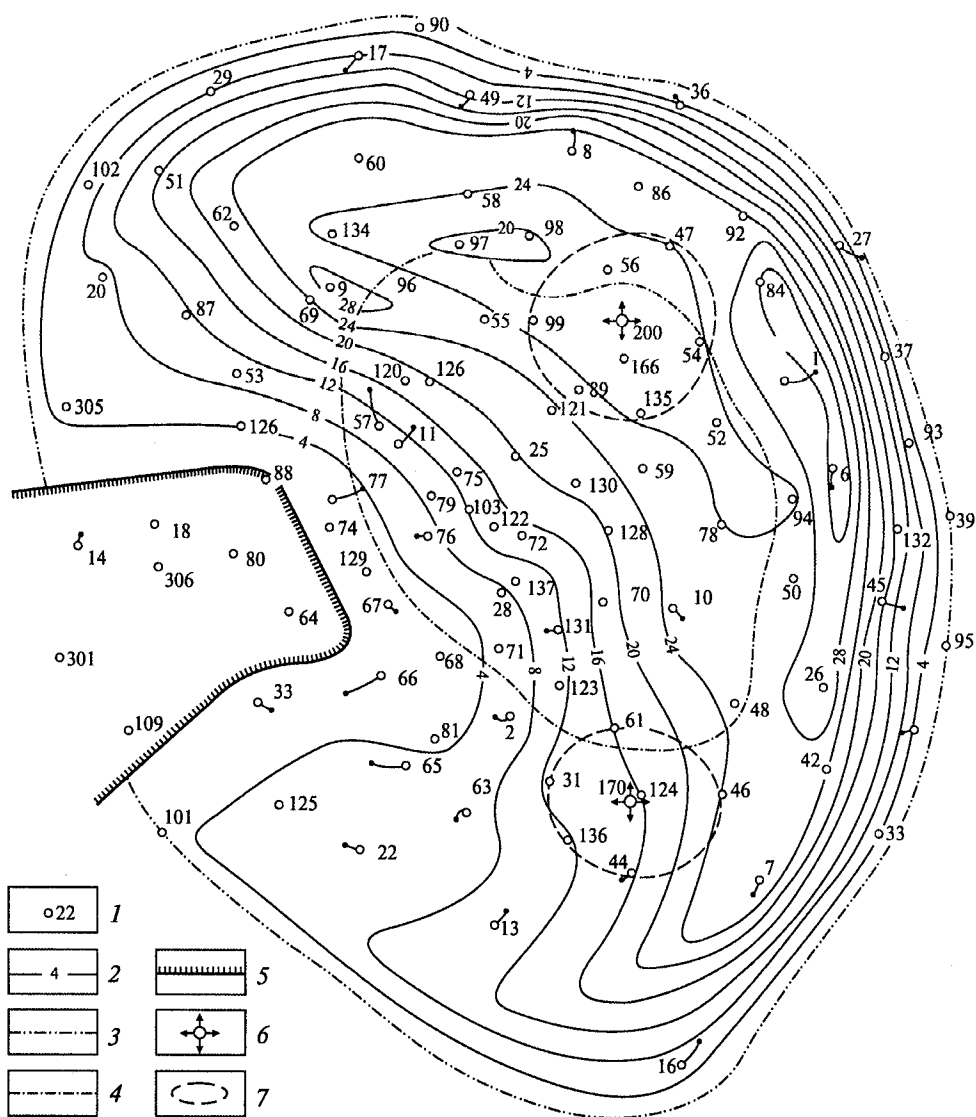


РИС. 4.43. Розташування дослідних ділянок і свердловин на Гнідинцівському родовищі. Горизонт P_3 ;

1 – свердловина та її номер; 2 – ізопіси по покрівлі горизонту, м; водонафтовий контакт: 3 – початковий, 4 – поточний; 5 – лінія розмиву горизонту; 6 – проектна нагнітальна свердловина; 7 – межа ділянки

зовнішні діаметром 194 мм, із вбудованим у башмак муфти компенсатором термічного розширення, і внутрішні діаметром 114 мм з нанесенням на них термоізоляції з базальтового волокна завтовшки 30 мм для попередження втрат тепла і підвищення температури обсадної колони. У зоні продуктивного горизонту обидві колони (194- і 114-мм) труб були закріплені між собою

з'єднувальною муфтою. На зовнішній частині 194-мм труб у трьох точках були встановлені датчики заміру температури у міжколонному просторі з виводом показників на пульт лабораторії.

Після перевірки на герметичність системи наземного і внутрішньосвердловинного обладнання, а також приймальності свердловини у вересні 1983 р. розпочали нагнітання води. Спочатку протягом 3 діб закачували теплоносій у кількості 30 т/год температурою 125—150 °С. Проте після зупинки парогенераторної установки “Стразерс” і піднімання труби виявилось, що зруйнувалось муфтове з'єднання. Причиною руйнування муфти у нарізній частині була наявність у металі інорідних включень, що зумовило появу зони концентрації напружень.

У період трирічної закачки теплоносія у кількості 32—35 т/год трапилося кілька проривів нагнітальних труб.

З метою зниження навантаження на внутрішні 114-мм труби усе навантаження перенесли на 194-мм труби. Для цього була розроблена схема, за якою передбачувалося перенести компенсацію подовження від теплового розширення на устеву арматуру через сальникове устаткування. За такої схеми після монтажу двох колон 114- і 194-мм труб у березні 1986 р. розпочали закачування теплоносія у кількості 32—36 т/год температурою до 330 °С. Процес нагнітання пари продовжували з невеликими перервами 185 діб.

Після 185-денного нагнітання внаслідок зростання тиску на парогенераторі вище за допустимий закачування припинили.

Після підйому труб дослідили нагнітальну свердловину і виявилось, що на вибої утворилася піщана пробка заввишки 130 м. У ході промивки встановили пропуски у 245-мм обсадній колоні на глибинах 938, 1334 і 1451 м у зонах високого заколонного тиску пластових вод.

Відновити герметичність обсадної колони шляхом цементажу не вдалося. Незважаючи на те що через недосконалість внутрішньосвердловинного обладнання роботи призупинялися, за 1983—1985 рр. було закачано понад 140 тис. т теплоносія, що вплинуло на зміну температурних умов у пласті і підвищення дебіту нафти у розташованій поблизу св. 56 (175 м) починаючи з 1983 р. Такий дебіт залишався на досягнутому рівні до кінця 1985 р. (рис. 4.44).

Такий самий видобуток був одержаний із св. 54, що знаходиться на відстані 300 м від нагнітальної. Всього із св. 54 і 56, за офіційними даними НГВУ, було вилучено понад 8 тис. т додаткової нафти.

Комплекс досліджень, проведений у період застосування різних схем нагнітання, показав таке:

- 1) усі пориви 114-мм труб відбувалися під час зупинок подачі теплоносія;
- 2) через високі напруження у металі труб і неякісність самого металу труби виявилися непрацездатними в умовах високих температур і тисків;

3) схема з'єднання двох колон на вибої свердловини з виводом компенсатора подовження 114-мм труб через устеву арматуру наверх виявилася надійнішою;

4) через відсутність автономності кожної труби у випадку пропускання теплоносія хоча б в одній з них відбувається замокання термоізоляції усєї колони 114-мм труб.

Оскільки розроблений спосіб має важливе значення для розвитку робіт з підвищення нафтовіддачі глибинних покладів, за рішенням Міннафтопрому СРСР для випробування способу на цій же ділянці була пробурена нова нагнітальна свердловина-дублер 201 з новою конструкцією. Колишня нагнітальна свердловина була переведена у спостережну.

Як нагнітальні було вирішено використовувати термоізольовані труби. Для розробки цих труб на замовлення і за участі інституту "Укрдніпрондінафта" були залучені: Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона АН УРСР, Дніпропетровський металургійний інститут, Івано-Франківський інститут нафти та газу, Інститут механіки АН СРСР, Інститут проблем механіки АН СРСР та ін.

Із урахуванням необхідності забезпечення запроєктованих витрат теплоносія була розроблена конструкція термоізольованих 89/194-мм труб з гофрованими компенсаторами. За розробленою конструкцією і технологією на дослідній ділянці НГВУ "Чернігівнафтогаз" було виготовлено 200 таких труб.

Схема облаштування устя і середини свердловини трубами, датчиками заміру температури та іншими пристроями наведена на рис. 4.45.

Проектом і схемою внутрішньосвердловинного обладнання передбачувалося встановити башмак колони нагнітальних труб на позначці 1735 м для змішування теплоносія з охолоджувальною водою, що подається між термоізольованими трубами і обсадною колоною. До 172-ї секції, за довжини колони 1725 м, напрямний патрубок діаметром 127 мм мав увійти у хвостовик, виготовлений на дослідному заводі "Нафтотермаш" НВО "Союзтермнафта". Проте під час спускання 172-ї секції труби за довжини колони 1721 м труби зупинилися, певно, башмак колони опинився на "голові" фільтра-хвостовика. Були спроби увійти у фільтр-хвостовик шляхом багаторазового прокручування колони, але це не дало результатів.

Розглянувши всі варіанти і проаналізувавши всі фактори, було вирішено продовжити роботи і почати нагнітання теплоносія з установкою башмака колони на глибині 1714,6 м. Після завершення підготовки всього обладнання перевірили систему на герметичність.

Нагнітання розпочали при витратах теплоносія 25 т/год, проте через кілька діб внаслідок обмеженої приймальності пласта частина теплоносія скидалася назовні. За 28 діб (672 год) чистий час закачування теплоносія становив 514 год, решта 158 год припадає на 12 зупинок. Природно, що часті перепади температури і тиску негативно вплинули на все внутрішньосвердловинне обладнання.

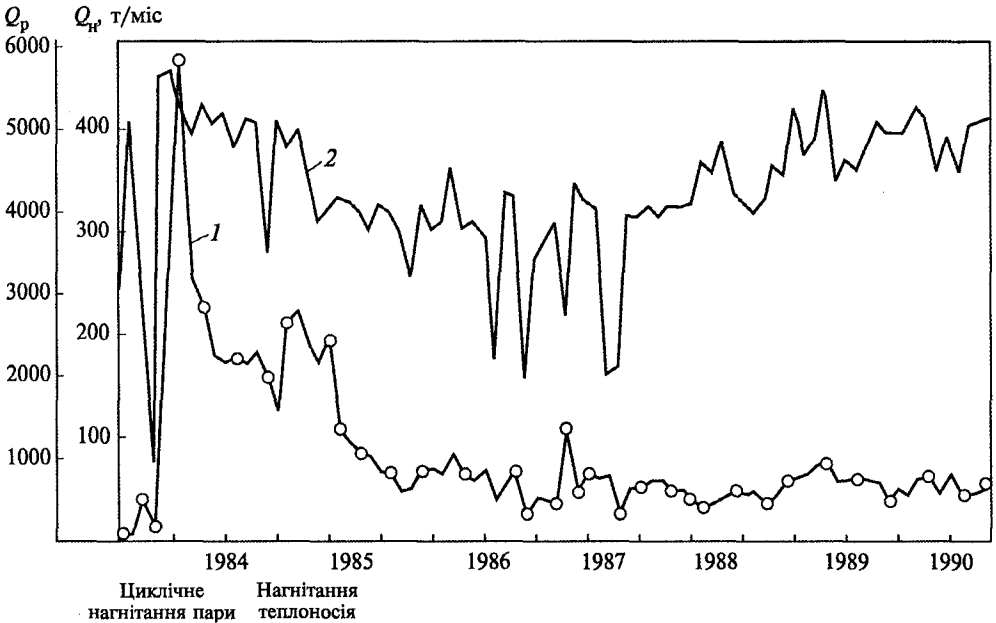


РИС. 4.44. Динаміка видобутку нафти (1) і вилучення рідини (2) по св. 56 Гнідинцівського родовища

Ревізія піднятих термоізолюваних труб виявила, що з 171 секції 4 труби були із значними пошкодженнями компенсаторів-гофрів. Брак цих труб можна пояснити порушенням технології їх виготовлення в кустарних умовах.

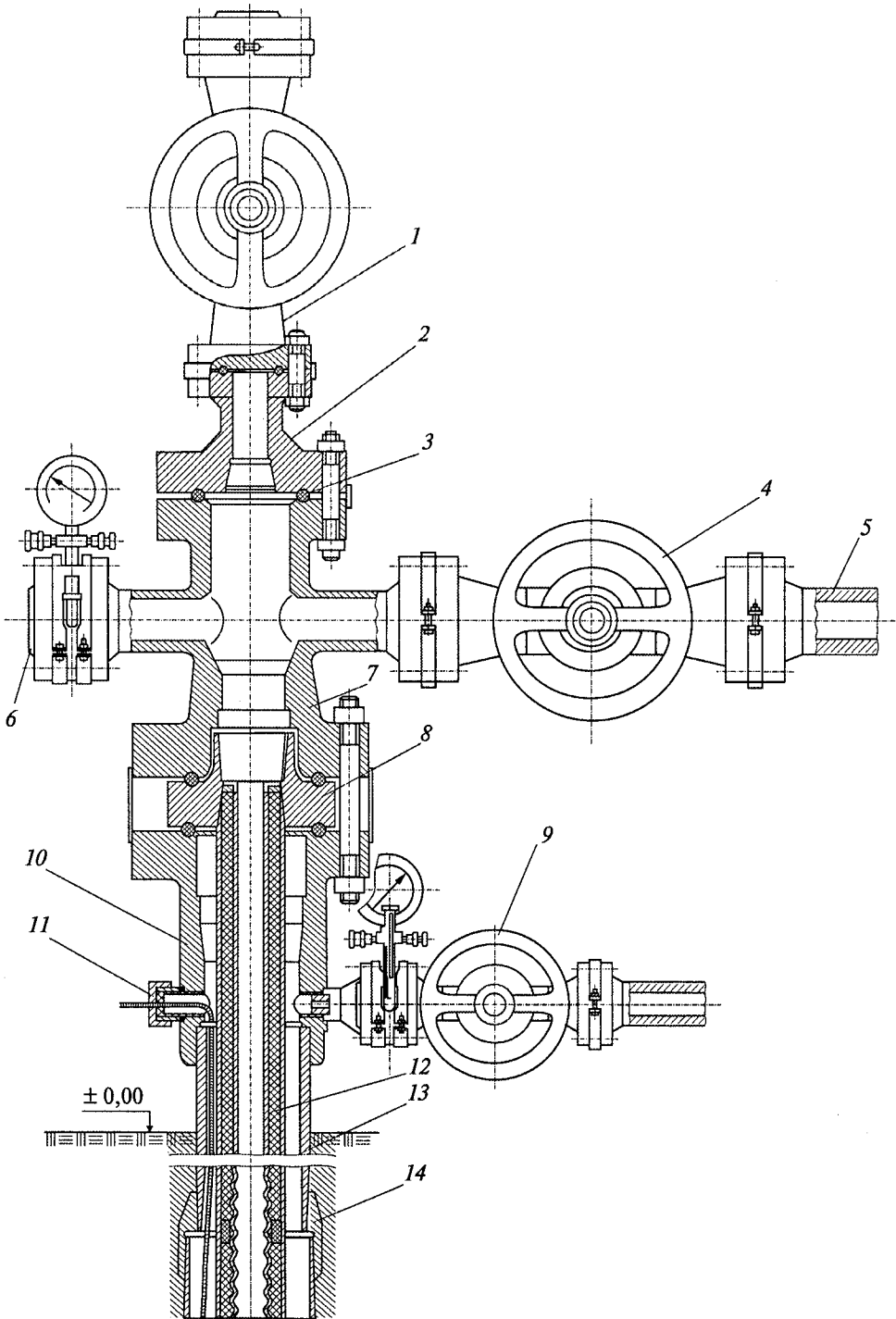
У результаті проведених робіт можна дійти таких висновків.

1. Причину низької приймальності пласта можна пояснити забрудненням або руйнуванням фільтра, встановленого на вибої нагнітальної свердловини.

2. Конструкція термоізолюваних труб з компенсаторами потребує доопрацювання технології зварювання фланцевого з'єднання внутрішньої і зовнішньої труб у спеціалізованих заводських умовах.

3. Розроблена і виготовлена в інституті "Укрдипроднафта" і змонтована на тілі термоізолюваних труб система контролю температури у міжтрубному просторі забезпечила фіксацію температури в установлених точках.

Перевіркою стану нагнітальної свердловини була зроблена спроба встановити причину незадовільної приймальності пласта. Унікальний промисловий дослід був би завершений з позитивним результатом, якби не амбіції деяких керівників, за наполяганням яких на вибій св. 201 спустили фільтр-квач конструкції "Союзтермнафта". Цей фільтр за характеристикою дуже добрий, але він обмежено пропускав рідину — близько 5—7 т/год. Як показав дослід на свердловині, за високих тисків (35—



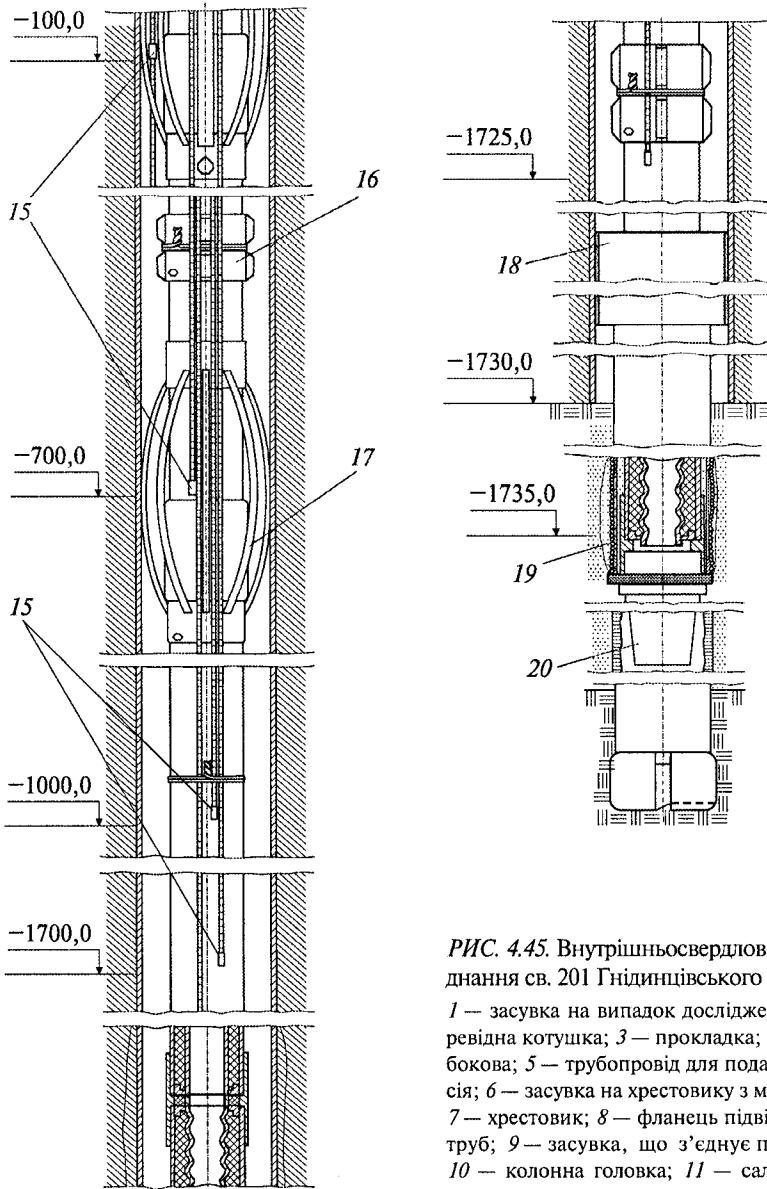


РИС. 4.45. Внутрішньосвердловинне обладнання св. 201 Гнідинцівського родовища:

1 — засувка на випадок досліджень; 2 — перевідна котушка; 3 — прокладка; 4 — засувка бокова; 5 — трубопровід для подачі теплоносія; 6 — засувка на хрестовику з манометром; 7 — хрестовик; 8 — фланець підвіски 168-мм труб; 9 — засувка, що з'єднує підвід води; 10 — колонна головки; 11 — сальник у колонній головці; 12 — колона термоізолювальних 168-мм труб; 13 — 273-мм труба для з'єднання; 14 — перевідник; 15 — термодатчики; 16 — центратор захисний; 17 — центратор пружинний ЦПР4-168/245; 18 — пакер-квач; 19 — фільтр; 20 — спрямувальний патрубок

з'єднання; 14 — перевідник; 15 — термодатчики; 16 — центратор захисний; 17 — центратор пружинний ЦПР4-168/245; 18 — пакер-квач; 19 — фільтр; 20 — спрямувальний патрубок

38 МПа) такі витрати призвели до різкого підвищення тиску і частого виходу з ладу парогенераторної установки.

Незважаючи на складений план, подальші роботи були припинені через відсутність фінансування.

4.3. Вплив внутрішньопластовим фронтом горіння

Спочатку слід нагадати, що у світовій практиці тривалий час дослідження з внутрішньопластового горіння були спрямовані на вивчення процесів горіння високов'язкої нафти (понад 50 мПа · с) як у лабораторних, так і в промислових умовах [5, 7, 17, 48, 49]. Цей спосіб вважали найраціональнішим для теплового впливу, оскільки тепла енергія генерується безпосередньо в пласті, що виключає застосування складного внутрішньосвердловинного обладнання, а також теплові втрати по стовбуру свердловини. Наявність у зоні горіння великого інертного баласту у вигляді скелета порового середовища гальмує, з одного боку, зростання температури в зоні горіння, з іншого — вистигання нагрітої зони.

Горіння в поровому середовищі можна створити нагнітанням або повітря в попередньо нагріте і насичене горючою речовиною порове тіло пласта, або газоповітряної суміші в гарячу зону. В обох випадках крім горіння відбувається також конвективне перенесення тепла потоком продуктів згоряння і прониклого повітря. При внутрішньопластовому горінні водночас відбуваються процеси масо- і теплопереносу, теплопередачі, фазові перетворення і хімічні реакції, в результаті яких виділяються оксид вуглецю, вуглекислий газ, водень, водяна пара та ін.

Зміна температури нагрівання об'єму елемента порового тіла визначатиметься балансом тепловиділення самої реакції горіння і теплопровідних, а також теплоконвективних потоків.

Порове середовище пласта подібно до сітки (приблизно типу Деві) і доки знаходиться в холодному стані, перешкоджає поширенню горіння. Тому необхідною умовою створення і переміщення фронту горіння є попереднє нагрівання порового середовища до температури займання і горіння. Чим швидше нагріватиметься пласт попереду фронту горіння, тим швидше цей фронт переміщуватиметься.

Дослідами фахівців України встановлено, що характер нагрівання пласта фронтом горіння, що переміщується, залежить від відношення кількості тепловтрат θ_v до кількості виділеного тепла від самого фронту горіння θ_r . Якщо в зоні горіння відносно багато палива і воно виділяє більше теплової енергії, чим витрачається на компенсацію теплових втрат ($\theta_r > \theta_v$), то залишок теплової енергії страчується переважно на підвищення температури в зоні горіння. Це відбувається доти, поки не настане рівність тепловідводу і тепловідводу ($\theta_r = \theta_v$). За високої температури і великої потужності фронту горіння порода може розплавитися, що призведе до закупорювання пор. Якщо ж тепла потужність горіння недостатня, а саме $\theta_r < \theta_v$, температура фронту горіння знижуватиметься аж до загасання. Тільки якщо $\theta_r = \theta_v$, температура в зоні горіння буде близькою до сталої і фронт може розвиватись і переміщуватися.

Недостатню теплову потужність фронту горіння у разі невеликої кількості палива в пласті можна збільшити, як показали дослідження [15, 52], поданням разом з повітрям води в певному відношенні із раніше прогрітої зони.

Можливість використання частини пластової нафти як палива для створення і переміщення фронту горіння на великі відстані є важливим і більш дешевим засобом для створення високотемпературної облямівки.

Нижче детально описані дослідження з горіння малов'язкої нафти Східницького родовища, властивості якої характерні для більшості покладів України. Ці дослідження були першою фундаментальною роботою у нафтопромисловій галузі.

Як встановлено раніше, процес внутрішньопластового горіння нафти може відбуватися тільки за наявності коксового залишку в пласті. Існує мінімальна кількість коксу для підтримання горіння в пласті, нижче якої створення фронту горіння просто неможливе. Для пластів з високов'язкими і важкими нафтами, згідно з даними публікації [54], утвореного коксу має бути не менше 2 % маси сухої породи, а для пластів з малов'язкою нафтою (до 10 мПа · с) — не менше 1 % [51].

Оскільки роботи з внутрішньопластового горіння проводили на покладах, що містять нафту в'язкістю 1—10 мПа · с, а саме: східницька — 3, бориславський пісковик — 6, горизонт П₃ Гнідинцівського родовища — 4 мПа · с, нас цікавлять питання горіння в умовах пластів з такою характеристикою нафти.

К.О. Оганов [8] висловив ідею про те, що в пластах з малов'язкою нафтою за недостатньої кількості утвореного коксу фронт горіння можна забезпечити за допомогою горючого газу. Автор також припустив можливість використання газу як додаткового палива на початковій стадії утворення осередку горіння з подальшим його відключенням і продовженням процесу горіння вже шляхом спалювання важких фракцій, які утворюються в процесі низькотемпературного окиснення нафти в пласті.

Як показали ранні дослідження, проведені в Україні, займання газоповітряної суміші відбувається в широкому діапазоні температур — 600—900 °С. Нагрівання порового середовища до температури, вищої за температуру займання пластової нафти, необхідне не тільки для миттєвого займання газоповітряної суміші від запалювального обладнання, що в умовах холодного порового середовища не вдалося б зробити, а й для нагрівання певної площі порового середовища привибійної зони пласта до температури займання та горіння суміші. Нагрівання пласта попереду фронту горіння здійснюється переважно конвективним перенесенням тепла продуктами горіння.

В процесі горіння газоповітряної суміші в зоні пласта з температурою від 600—800 °С до початкової пластової утворюються ділянки з різною температурою, в яких складаються умови для низькотемпературного окиснення нафти (100—200 °С), а потім її розгонки (250—300 °С), в результаті чого виділя-

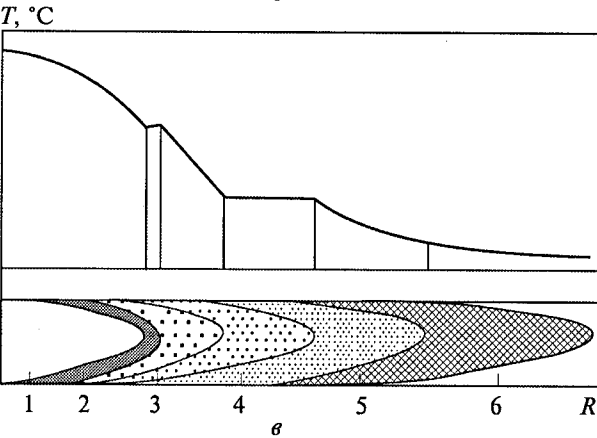
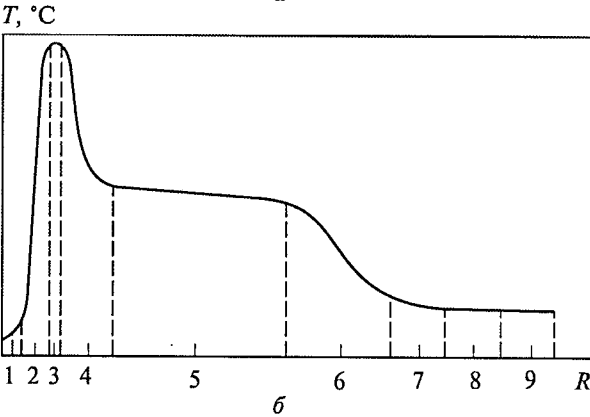
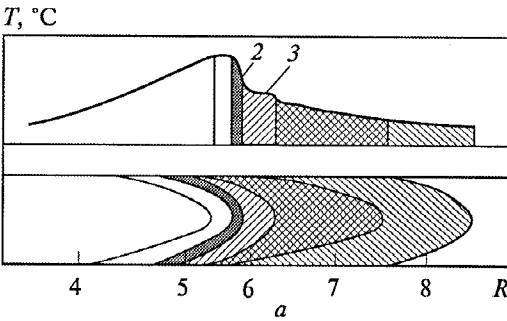


РИС. 4.46. Схема процесу внутрішньопластового горіння.

Схеми горіння: а — високов'язкої нафти, за даними К.О. Оганова (1 — нагнітальна свердловина; 2 — температура на фронті горіння 370–670 °С; 3 — парове плато; 4 — випалена зона; 5 — фронт горіння; 6 — зона пари, утворення коксу; 7 — вал гарячої води і легких вуглеводнів; 8 — вал нафти); б — високов'язкої нафти, за даними досліджень ВНДІ (1 — випалена зона; 2 — зона зниження температури за горінням; 3 — зона горіння, $T = 350\text{--}1000\text{ °C}$; 4 — зона перегрітої пари — утворення коксового залишку; 5 — зона насиченої пари — зона парового плато; 6 — перехідна зона — зона трифазної фільтрації нафти, води, газів; 7–9 — зони, що характеризуються рівнем температури, але відрізняються одна від одної величиною насиченості пористого середовища рідинами і газом); в — малов'язкої нафти за допомогою газоповітряної суміші за даними досліджень К.О. Оганова (1 — зона горіння газоповітряної суміші, 700–500 °С; 2 — зона горіння важких залишків пластової нафти, 500–400 °С; 3 — зона перегрітої пари — утворення коксу, 400–200 °С; 4 — зона насиченої пари — парове плато; 5 — зона низькотемпературного окиснення, 200–50 °С; 6 — зона накопичення нафтового валу, 50–20 °С)

ється достатня кількість важких вуглеводнів у вигляді смол і асфальтенів, з яких потім утворюється кокс. За безперервного подавання повітря зона коксування розширюється у напрямку фільтрації. В результаті досліджень були складені схеми горіння, показані на рис. 4.46.

Наявність процесу низькотемпературного окиснення підтверджується даними лабораторних досліджень. На наше прохання на обладнанні ВНДІ були проведені експерименти з окиснення нафти Східницького родовища за порівняно низьких температур без присутності порового середовища. Криві,

Рис. 4.47. Окиснення нафти Східницького родовища при $T = 160^\circ\text{C}$ для рідкофазного окиснення, ВНДІ (Москва):

1 — кількість кисню, що поглинається нафтою; 2 — кількість виділеного вуглекислого газу; 3 — швидкість поглинання кисню; 4 — швидкість виділення вуглекислого газу; 5 — кількість виділеного оксиду вуглецю

показані на рис. 4.47, характеризують окиснення нафти за температури 160°C . Змінення швидкості поглинання O_2 , а також зростання кількості виділення CO_2 та CO свідчать про те, що за температури 160°C у досліджуваній нафті відбуваються окиснювальні процеси.

Кількість утвореного коксу в пласті залежить від типу, кількості і густини нафти, витрат окиснювача, температури в пласті, тривалості процесу та інших факторів.

Лабораторними дослідженнями [162], проведеними з нафтою густиною 843 кг/м^3 і в'язкістю $10\text{ мПа}\cdot\text{с}$, було встановлено, що кількість коксового залишку, що утворюється за температури $175\text{--}200^\circ\text{C}$, становить $3,62\%$ і перевищує граничне значення (1%), потрібне для ініціювання і підтримання горіння в нафтовому пласті. Показано [163], що залежно від якості нафти і температурного режиму процесу горіння вміст коксу коливається від $0,53$ до $3,1\%$. Якщо вміст коксу в закоксованій породі менший $0,9\%$, то горіння в моделі стає нестабільним і не відбувається до кінця.

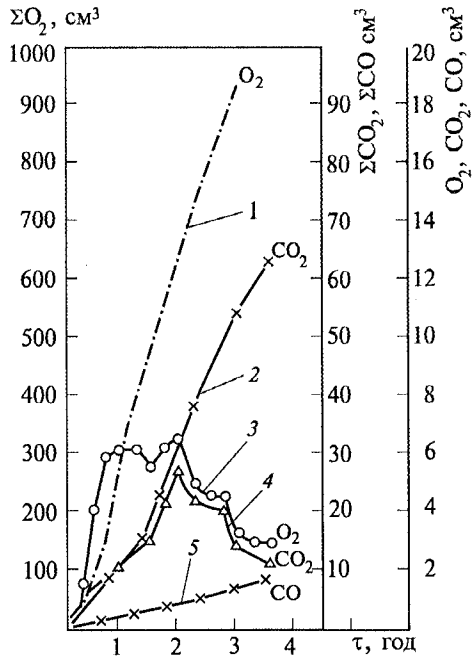
Кількість утвореного коксу в пласті можна визначити й іншими методами, наприклад за графічними залежностями або за розрахунковими емпіричними формулами.

Кількість коксового залишку можна визначити з графіків, одержаних С. Александером [130], залежно від густини, в'язкості, коксування нафти (за Конрадсоном) та відношення в ній атомів $\text{H} : \text{C}$. Середнє значення коксового залишку досліджуваної нафти за цим методом дорівнює $0,8\%$ маси сухої породи, що в перерахунку на масу коксу становить $13,4\text{ кг/м}^3$.

На основі даних С. Александера Родригес вивів формулу для визначення залишкового палива в нафті залежно від її властивостей:

$$C_{\text{п}} = 0,74 + 0,000284 \mu + 0,00441 K, \quad (4.3)$$

де $C_{\text{п}}$ — концентрація залишкового палива, %; μ — в'язкість нафти, $\text{мПа}\cdot\text{с}$; K — коксування, за Конрадсоном.



Підставивши дані нафти Східницького родовища, одержимо: $C_{\text{п}} = 0,764 \%$ або $12,8 \text{ кг/м}^3$. Проте в цій формулі не враховані характеристики пласта.

Спробу врахувати деякі властивості пласта, які впливають на коксоутворення, зробив Нельсон за формулою

$$C_{\text{п}} = m\rho_{\text{н}}F. \quad (4.4)$$

Тут $C_{\text{п}}$ — концентрація залишкового палива, кг/м^3 ; m — пористість пласта, для ямненського горизонту Східницького родовища $m = 20 \%$; $\rho_{\text{н}}$ — нафтонасиченість пласта на початок процесу, для ямненського горизонту Східницького родовища $\rho_{\text{н}} = 50 \%$; F — фактор коксування нафти, який визначають за формулою

$$F = P_{\text{зал}}K_{\text{зал}}, \quad (4.5)$$

де $P_{\text{зал}}$ — важкий залишок після розгонки нафти до $370 \text{ }^\circ\text{C}$, за даними аналізів для нафти ямненського горизонту Східницького родовища $P_{\text{зал}} \approx 30 \%$;

$$K_{\text{зал}} = 6,4 (99 - 3,4 \rho_{\text{зал}} + 0,03 \rho_{\text{зал}}^2), \quad (4.6)$$

де $\rho_{\text{зал}}$ — густина важкого залишку, що виражена в градусах API, для східницької нафти $\rho_{\text{зал}} = 12 \text{ }^\circ\text{API}$.

Остаточне рівняння для визначення концентрації залишкового палива за Нельсоном (в кг на 1 м^3 породи) матиме вигляд

$$C_{\text{п}} = m\rho_{\text{н}}P_{\text{зал}} \cdot 6,4 (99 - 3,4 \rho_{\text{зал}} + 0,03 \rho_{\text{зал}}^2).$$

Для ямненського горизонту Східницького родовища:

$$C_{\text{п}} = 0,2 \cdot 0,5 \cdot 0,3 \cdot 6,4 (99 - 3,4 \cdot 12 + 0,03 \cdot 144) = 12 \text{ кг/м}^3.$$

Як видно, одержані величини коксового залишку зіставляються, середнє їх значення можна використовувати для технологічних розрахунків у складанні проекту розробки.

Знання всіх методів розрахунку коксового залишку дає можливість проводити порівняльну оцінку якості нафти, яка підлягатиме впливу внутрішньопластовим фронтом горіння в пласті.

Проте точнішим методом визначення кількості палива в пласті для утворення і підтримання горіння є її визначення експериментальним шляхом. Лабораторні дослідження проводились з урахуванням подібності до фактичних умов нафтового пласта з метою виявлення процесів, що відбуваються в поровому середовищі під час горіння малов'язкої нафти [162].

Результати досліджень показали складність процесу внутрішньопластового горіння внаслідок різноманітності явищ, що його супроводжують: окиснювальні реакції, випаровування, конденсація і дистиляція, перенос тепла теплопровідністю і конвекцією, змінення температурних умов у пласті, змінення якості нафти, фільтрація одно-, дво- і трифазної систем. Створення принципів подібності для всіх явищ у сукупності з метою порівняння ре-

зультатів експериментальних досліджень з натурними, як відомо, неможливо. Тому в дослідях намагались досягти максимального наближення експериментальних досліджень до натурних шляхом додержання гідродинамічної подібності пласта і фізичної моделі процесу горіння в умовах теплоізолюваного середовища.

Результати досліджень у таких умовах дають змогу одержати інформацію про такі важливі показники, як середня температура в зоні горіння і швидкість переміщення фронту, відношення об'єму закачаного повітря до видобутку нафти, яке визначає економічні показники процесу, і умови створення фронту горіння в пластах, що містять нафту малої в'язкості. Останній факт мав значення для промислових досліджень, що проводились на Східницькому, Бориславському і Гнідинцівському родовищах, і подальшого їх застосування на інших подібних покладах.

З позицій теорії подібності більшість процесів кондуктивного і конвективного переносу тепла в поровому середовищі можна описати математично [73]. Повніше дослідження з дотриманням принципів наближеного моделювання були проведені під час розв'язання завдань нагнітання теплоносія в пласт [91]. Результати цих аналітичних і лабораторних досліджень стосовно нагнітання теплоносія можуть з достатньою повнотою відображати процеси тепломасообміну в пласті.

Оскільки моделювання внутрішньопластового горіння є складним, врахувати всі явища при моделюванні процесу горіння не уявляється можливим. Тому моделювання складних процесів внутрішньопластового горіння доцільно здійснювати поетапно, намагаючись вивчати кореляцію лише кількох параметрів з дотриманням фізичної ідентичності інших супутніх явищ.

Дані щодо розподілу температури, фізико-хімічних і кінетичних параметрів процесу горіння, одержані на моделях, відповідають натурним умовам і без перерахунків можуть бути поширені на реальну пластову систему.

Для додержання умов подібності температурного поля модель треба конструювати таким чином, щоб одновимірну модель можна було перетворити у двовимірну. Якщо моделювати і двовимірність гідродинамічного потоку з урахуванням прийнятої системи розміщення свердловин, то модель має бути тривимірною.

Можна навести й інші приклади. Так, для вивчення констант реакції горіння зручно використовувати невеликі ізотермічні трубні моделі з підтриманням постійної температури навколо кожуха шляхом спеціального електродігріву. Із зміненням температури підігріву, а також швидкості фільтрації флюїдів можна одержати значення кінетичних характеристик реакції горіння в широкому діапазоні зміни температури і тиску.

Саме за такою схемою, як видно, слід підходити до моделювання складних процесів горіння. Цей висновок стосується моделювання процесів, які відбуваються зі створенням рухомого внутрішньопластового фронту горіння в результаті спалювання коксового залишку нафти.

Відомостей про моделювання створення осередку горіння в пласті з малов'язкою нафтою за допомогою газоповітряної суміші немає, оскільки цей процес ще складніший. Для моделювання крім характеристик утворення і горіння коксового залишку потрібні дані щодо горіння газоповітряної суміші в пласті, а саме: нижньої та верхньої температурних меж запалювання газоповітряної суміші; верхньої та нижньої меж концентрації горючих компонентів суміші в поровому середовищі. Ці величини в умовах горіння в поровому середовищі, як видно, відрізнятимуться від таких самих величин для горіння у вільному просторі. За даними Н.С. Шоріна, Б.М. Даншиса [164], межі концентрації запалювання у вільному просторі для метану такі, %: нижня ~4,4—5,0; верхня ~15—16.

Поширювати відомі дані щодо горіння газоповітряної суміші у вільному просторі на горіння в поровому середовищі пласта було б неправильним. Тому з'явилась потреба у проведенні досліджень на моделях порового середовища для вивчення верхніх і нижніх температурних та концентраційних меж запалювання газоповітряної суміші і поширення фронту горіння в реальних пластах, що містять нафту малої в'язкості.

Крім вищезгаданих величин, безсумнівний інтерес становить визначення кінетики реакції окиснення метану в поровому середовищі пісковика за підвищених тисків (3—5 МПа).

Отже, на лабораторних моделях можна встановити найважливіші характеристики і параметри процесу горіння в поровому середовищі, одержати інформацію про гідродинамічні, термодинамічні й кінетичні явища, що відбуваються в пласті під час внутрішньопластового горіння, з дотриманням умов наближеного моделювання у вивченні окремих сторін процесу.

Математично описавши процес здійснення того чи іншого методу теплового впливу в промислових умовах, можна розрахувати найважливі технологічні параметри процесу внутрішньопластового горіння для конкретного покладу. З огляду на встановлені умови подібності, в інституті “Укрдіпро-ндінафта” була розроблена спеціальна моделювальна установка для одержання даних щодо температурного поля, температурних і концентраційних меж процесів створення і тривалого здійснення горіння в поровому середовищі.

Для експериментального визначення основних показників процесу була проведена серія лабораторних досліджень із внутрішньопластового горіння, а саме:

- у сухому поровому середовищі пісковика спалюванням газоповітряної суміші шляхом змінення коефіцієнта надлишку повітря;
- у поровому середовищі, що містить зв'язану воду і насичене малов'язкою нафтою Східницького родовища. На початковій стадії створення осередку горіння здійснювали за допомогою газоповітряної суміші, а потім фронт переміщувався в результаті спалювання тільки продуктів нафти;
- у поровому середовищі, насиченому малов'язкою нафтою, за допомогою газоповітряної суміші за тисків від 1 до 7 МПа (граничний тиск компресорів).

У результаті експериментальних досліджень були виявлені такі залежності:

- температури запалювання газоповітряної суміші від витрат і тиску повітря зі створенням і переміщенням фронту горіння;
- поширення тепла від часу і тиску нагнітання окиснювача;
- швидкості переміщення фронту горіння від витрат повітря і тиску нагнітання газоповітряної суміші;
- витіснення нафти від параметрів процесу;
- змінення якісного складу газів, що виходять через спалювання газоповітряної суміші, а також продуктів нафти.

У ході проведення серії дослідів виявилось, що при коефіцієнті надлишку повітря $\alpha \approx 0,7$ горіння за допомогою газоповітряної суміші можна продвинути до кінця моделі. При цьому, як показав розгляд моделі, позаду фронту горіння, що пройшов, пісковик залишається чистим, позбавленим якихось слідів вуглеводнів. Швидкість переміщення фронту горіння за витрати газоповітряної суміші $5,4 \text{ м}^3/\text{м}^2$ і $\alpha \approx 0,7$ становила ~ 10 см/год.

На рис. 4.48, 4.49 показано характеристики переміщення горіння в поровому середовищі моделі, насиченій малов'язкою нафтою Східницького родовища.

Усталене горіння газоповітряної суміші настало в точці b_4 (див. рис. 4.48), коли після пуску газу (точка a_4) температура зросла до 820 °С. Після точки b_4 горіння переміщувалось у напрямку фільтрації потоку до кінця моделі при коефіцієнті надлишку повітря $\alpha < 1$ (від $0,22$ до $0,8$). Проте в період переміщення фільтрації в моменті Y спостерігали повернення фронту горіння, це відбувалось при $\alpha > 0,7$. Втім варто було змінити витрати і коефіцієнт надлишку повітря до $\alpha < 0,7$, коли фронт знову переміщувався у напрямку потоку. Таке явище спостерігали в момент розташування фронту горіння в зоні сьомої термопари, коли горіння двічі переміщувалось у зворотному напрямку (періоди XII, XIV). На кривій коефіцієнта надлишку повітря α видно, що поверненню фронту горіння передувало підвищення цієї величини до $0,9$.

Профілі температур за довжиною моделі з наближенням фронту горіння до кінця моделі відрізняються від тих самих профілів на початковій ділянці (рис. 4.49). Наявність ділянок з меншою температурою на правій частині профілів пояснюється тим, що з відключенням газу починається горіння важких залишків нафти, які накопичились попереду фронту горіння газоповітряної суміші. Разом з газоповітряною сумішшю згоріло $10\text{--}12\%$ нафти, а решта була витіснена попереду фронту горіння. Після розкриття моделі в пісковіку, де пройшло горіння, ознак нафти не виявлено.

Цей дослід показав, як за допомогою газоповітряної суміші було ініційовано горіння малов'язкої нафти.

Подальшу серію дослідів проводили з метою виявлення можливості ініціювання горіння в поровому середовищі продуктів малов'язкої нафти без

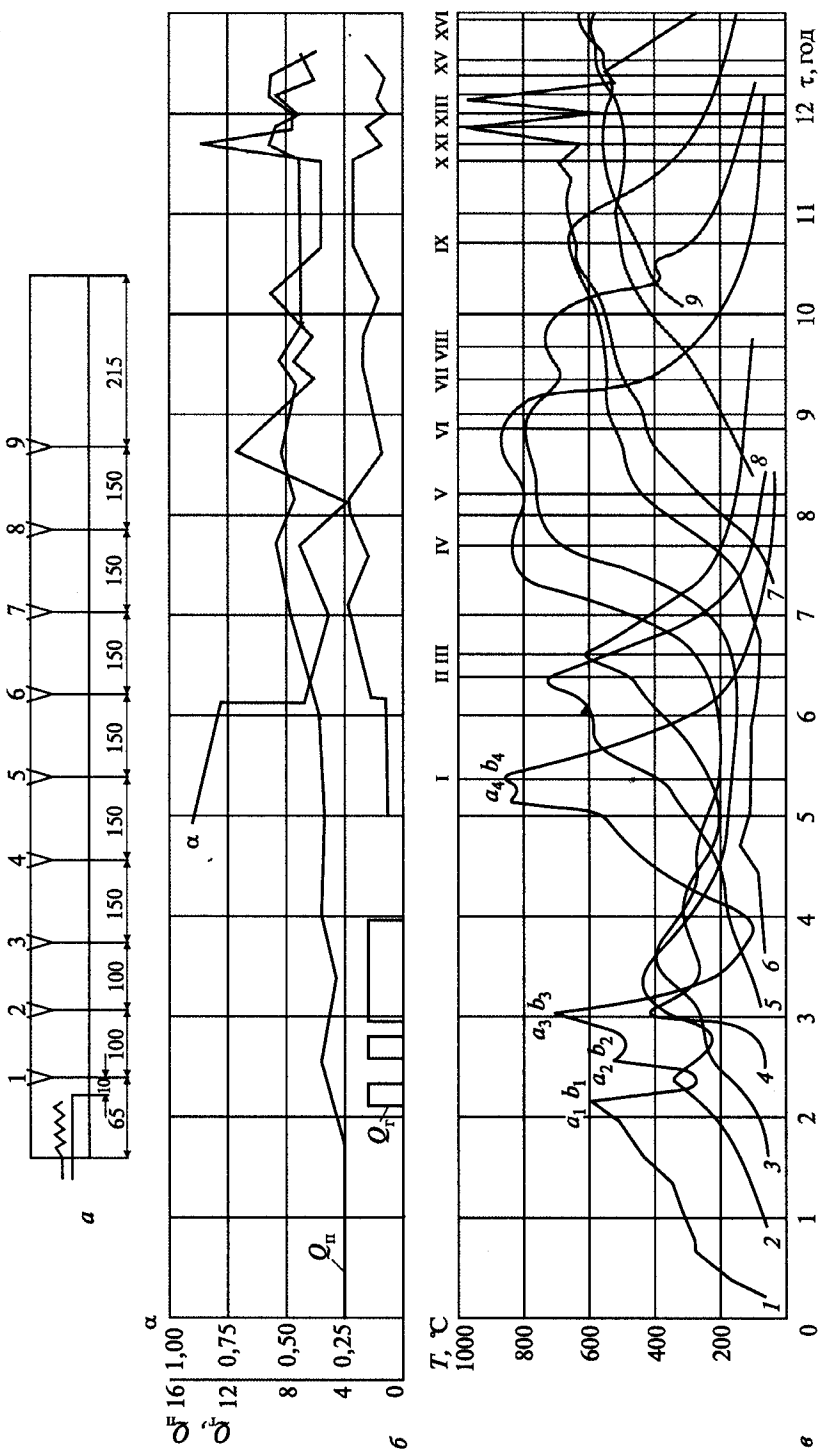


РИС. 4.48. Показники процесу горіння газоповітряної суміші в нафтонасиченому поровому середовищі:

a — розташування термореза довжиною моделі; b — параметри газоповітряної суміші (α — коефіцієнт надлишку повітря; Q_{II} — витрати повітря, $\text{нм}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{хв})$; Q_I — витрати газу, $\text{нм}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{хв})$); ϵ — термограма, записана на потенціометрі (криві 1—9 — змінення температури, зафіксовані термопарами; a_1 — a_4 — періоди подачі газу; b_1 — b_4 — моменти екстремальної зміни температури після подачі газу; 1—XVI — найхарактерніші періоди процесу)

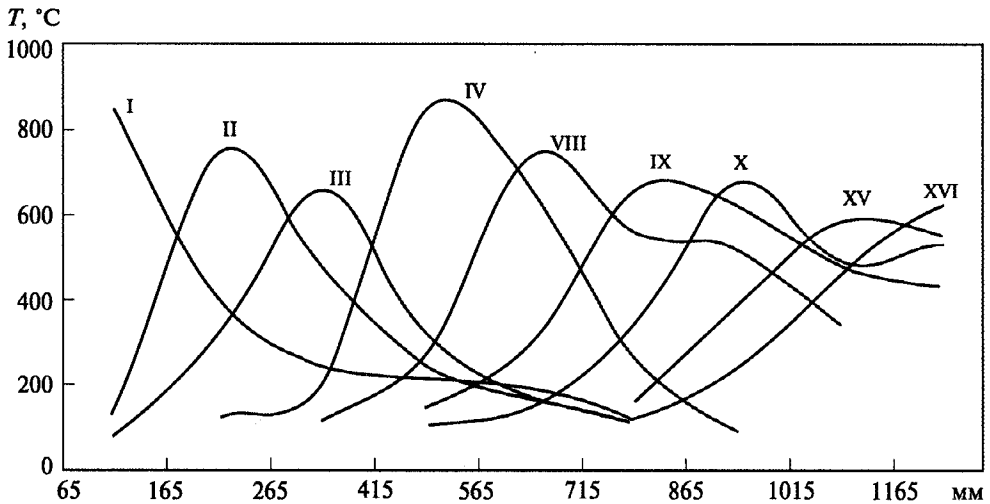


Рис. 4.49. Розподіл температури за довжиною моделі в різні періоди горіння (I–XVI, див. рис. 4.48)

подання додаткового палива — газу. Результати цих досліджень показані на рис. 4.50.

Насичену нафтою Східницького родовища модель спочатку продували холодним повітрям, а потім при малих витратах його ($1,5\text{--}1,6 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{хв})$) за допомогою електрозапалу здійснювали прогрівання порового середовища вхідної частини моделі. В умовах нагрівання порового середовища до $T = 200 \text{ °C}$ (рис. 4.50, точка А) розпочалось запалювання важких фракцій нафти, що залишились у зоні з високою температурою. Початок горіння підтверджується різким стрибком температури до 660 °C і значним зміненням складу газу, що виходить: вміст кисню знизився до 2% , діоксиду вуглецю збільшився до 11% , з'явився оксид вуглецю CO — до $1,6 \%$. Після початку горіння продуктів нафти підвищили витрати повітря до $10\text{--}15 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{хв})$. Температура знизилась до 230 °C , склад газу, що виходить, відповідав початковому (рис. 4.50, точка Б). Затухання горіння, очевидно, відбулось через те, що під час нагрівання електрозапалом пісковнику моделі накопичилась незначна кількість важких залишків нафти, тобто підвищення в кілька разів витрат повітря призвело до остигання порового середовища, зниження виділення важких фракцій нафти і затухання горіння. Виділеного тепла в умовах горіння наявної кількості важких фракцій нафти за підвищених витрат виявилось недостатньо для нагрівання наступних ділянок пісковнику попереду горіння з метою накопичення нових порцій важких фракцій, яких би було достатньо для підтримання горіння.

Викладене підтверджується подальшим ходом процесу.

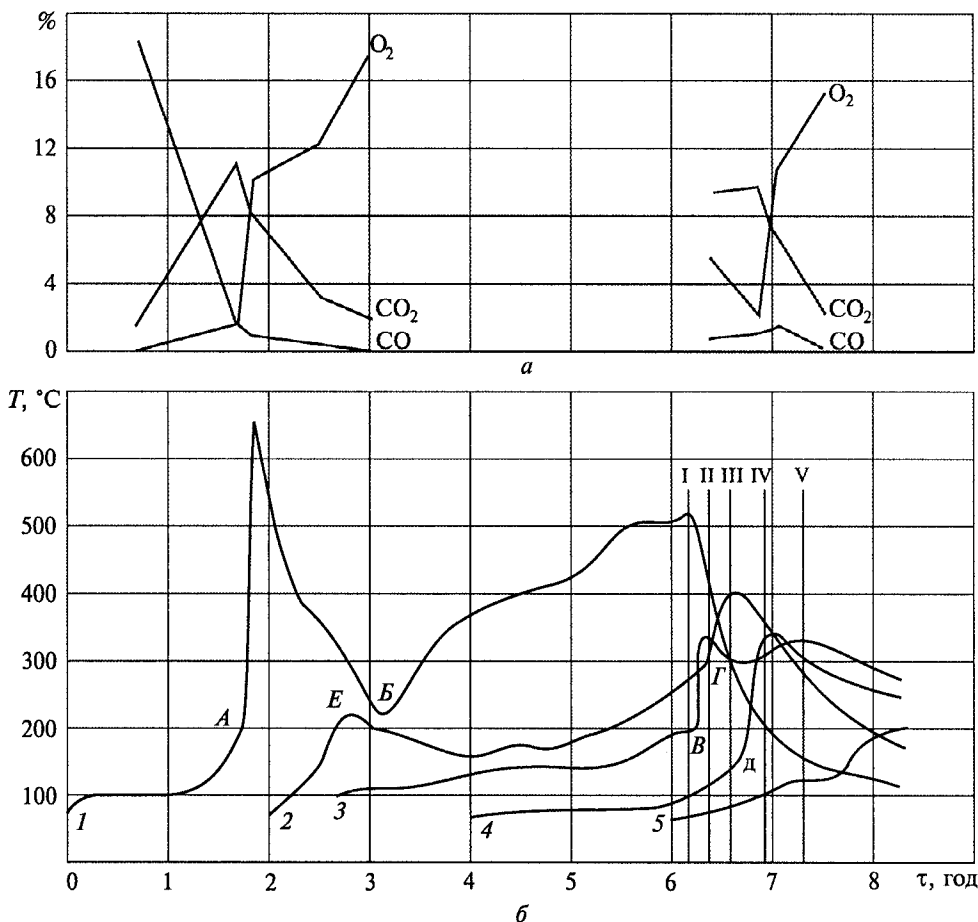


РИС. 4.50. Горіння малов'язкої нафти в поровому середовищі:

a — зміна складу газів, що виходять; *б* — термограма процесу, записана на потенціометрі: 1—5 — зміни температури, зафіксовані відповідними термопарами; А—Е — точки екстремальної зміни температури; I—V — найхарактерніші зміни процесу

Зі збільшенням витрат повітря підвищили теплове навантаження електрозапала, і, як видно з рис. 4.50, температура на третій термопарі підвищилась до 190 °С (точка В), після чого знову відбувся стрибок температури, а в газах, що виходять, знизився вміст O_2 до 10 %, підвищився вміст CO_2 до 7,8 % і з'явився CO — до 0,9 %.

Далі фронт горіння продвинувся до четвертої термопарі, про що свідчать стрибок температури (точка Д) і подальше змінення складу газів, що виходять (CO_2 — 9,4 %; O_2 — 2; CO — 0,8 %).

Серію дослідів було присвячено виявленню можливості створення вологого горіння в умовах малов'язкої нафти. Згідно з дослідженнями ВНДІ, водоповітряне співвідношення має бути в межах 0,0004—0,002, у наших дослідях воно було прийнято 0,001.

Після підготовки моделі і підвищення температури порового середовища до 200—250 °С на другій термопарі відбувся стрибок температури до 520 °С. Зростання і стрибок температури мають однаковий характер (рис. 4.51), це свідчить про стабільність горіння. В процесі вологого горіння також значно змінився склад газів, що виходять. Уже на початку досліду з'явився СО, що свідчило про початок низькотемпературного окиснення, а вже після стрибка температури на другій термопарі склад газів, що виходять, різко змінився. Кількість СО₂ почала збільшуватись і досягла 14 %, кількість О₂ знизилась до 3—6 %, а СО — збереглась на рівні 1—2 %.

В умовах вологого горіння максимальна температура в зоні горіння не перевищує 500 °С. Процес вологого горіння по всій моделі був стабільним, що підтверджується однаковим характером кривих, зафіксованих термопарами (рис. 4.51).

Узагальнення результатів експериментальних досліджень показало таке.

1. В поровому середовищі пісковика, що містить нафту малої в'язкості, горіння на початковій стадії можна ініціювати за допомогою газоповітряної суміші. При цьому переміщення горіння в напрямку фільтрації потоку відбувається за коефіцієнта надлишку повітря $\alpha < 0,7$.

2. Малов'язка нафта типу східницької в результаті низькотемпературного окиснення (до 200 °С) виділяє важкі залишки у вигляді коксу для підтримання і переміщення горіння без подальшої подачі газу. Оскільки відбувається конвективне перенесення тепла, навіть у разі відключення газу створюються умови подальшого накопичення важких залишків нафти в кількості, достатній для підтримання фронту горіння, що переміщується.

3. У поровому середовищі моделі, що насичене малов'язкою нафтою, можна створити фронт вологого горіння і здійснити його переміщення з меншими витратами повітря.

Перший дослідно-промисловий процес з внутрішньопластового горіння в умовах малов'язкої нафти в СРСР був здійснений на бориславському пісковика в південно-західній частині однойменного родовища у районі св. 1351 (рис. 4.52). Геолого-промислова характеристика дослідної ділянки пласта: глибина залягання 1480—1500 м; площа 3,4 га; нафтонасичена товщина 17 м; пористість 15 %; проникність $(50—180)10^{-3}$ мкм²; в'язкість у поверхневих умовах 12 мПа · с; густина нафти 855 кг/м³; вміст смол у нафті 12—15 %, пластовий тиск 0,2—0,3 МПа.

Проводились різні методи впливу, у тім числі площове заводнення у св. 1222. Проте внаслідок швидкого обводнення навколишніх свердловин нагнітання води було припинене. В подальшому протягом 7 років у св. 1351 нагнітали повітря із середніми витратами 3—4 тис. м³/добу за тиску 0,3—0,4 МПа.

Через значне дренавання пласта свердловину 1351 було використано як нагнітальну. Навколо неї на відстані 140—160 м розташовані св. 1202, 1204, 1221, 1222, 1349 і 1353. Незважаючи на невеликі відстані між цими видобув-

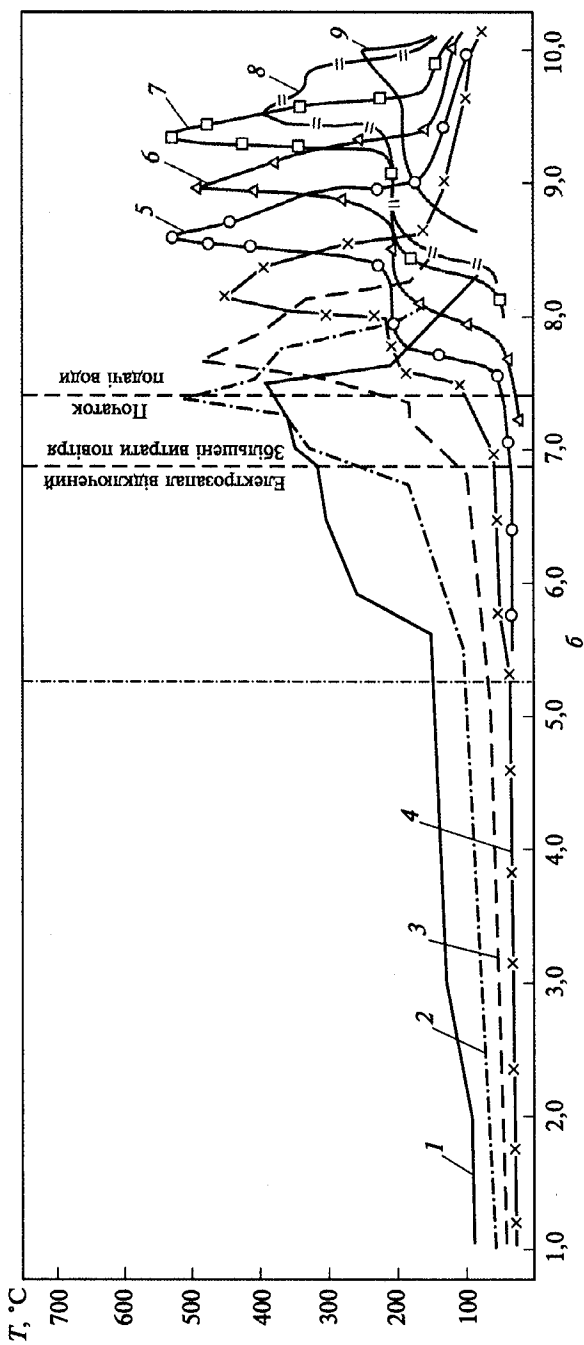
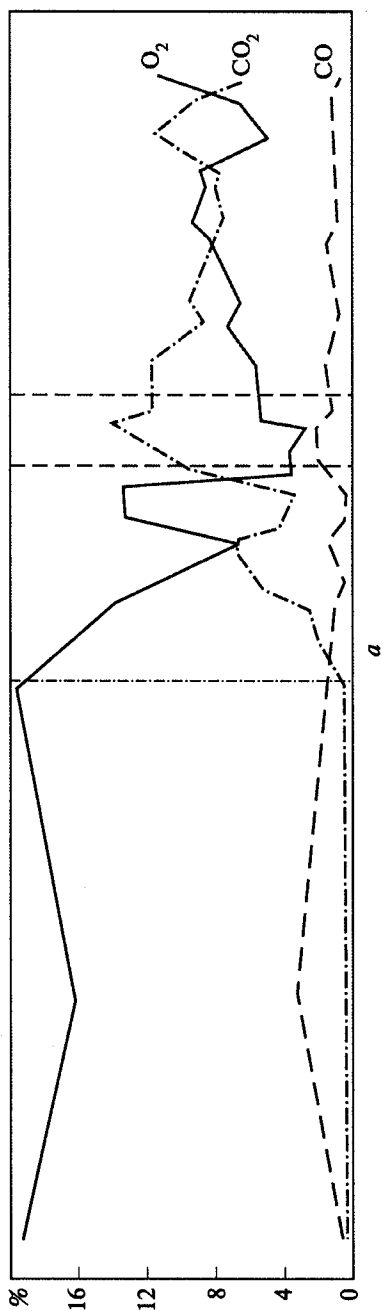


Рис. 4.51. Показники волого горіння малов'язкої нафти в поровому середовищі моделі: а — зміна складу газів, що виходять; б — термограма зміни температури порового середовища за двожиною моделі; 1—9 — криві зміни температури, зафіксовані термомпарами

ними свердловинами, дебіти рідини їх значно відрізнялись. Так, свердловини 1221 і 1222 перед процесом не давали нафти, з них під вакуумом видобували тільки газ. Інші свердловини мали такі дебіти нафти і води, т/добу: св. 1202 — відповідно 1,2 і 1,3; св. 1204 — 0,1 (нафта); св. 1349 — відповідно 3,2 і 22.

Через відсутність на той час надійних електронагрівальних засобів для створення осередку горіння в умовах малов'язких нафт було застосовано вогневий вибийний нагрівач (ВВН) конструкції Івано-Франківського ЦНДІ. Для контролю температури на вибої у нижню частину нагрівача вмонтували хромель-алюмельову термомпару.

Для забезпечення стійкого горіння і подальшого розвитку процесу в пласті проектом передбачалося за потреби як додаткове паливо подавати газ з метою поповнення тепла, недостатнього у таких нафтах від згоряння в пласті коксу, що утворився, на початковій стадії створення горіння.

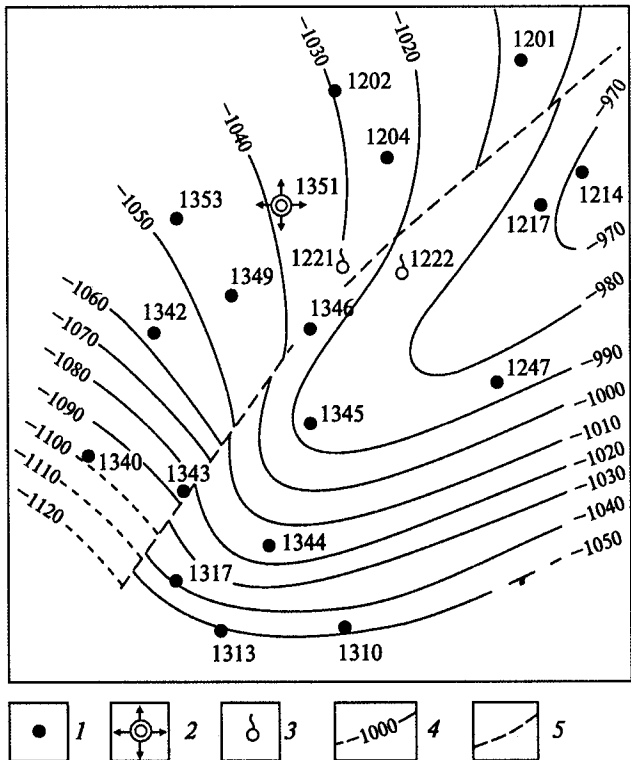


Рис. 4.52. Фрагмент структурної карти по покрівлі бориславського пісковика (дослідна ділянка св. 1351). Бориславське родовище.

Свердловини: 1 — видобувні нафтові, 2 — нагнітально-запальвальна, 3 — газові; 4 — ізогіпси по покрівлі бориславського пісковика, м; 5 — лінія скиду

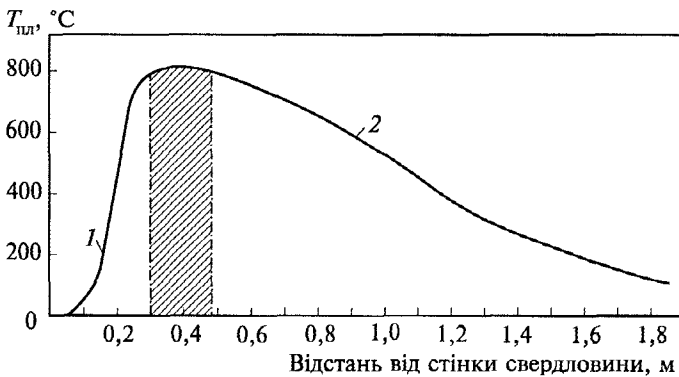


Рис. 4.53. Розрахункова схема для запалювання газоповітряної суміші безпосередньо в пласті.

Криві: 1 — охолодження, $\tau = 2$ год, 2 — нагрівання, $\tau = 96$ год

Створення осередку горіння на вибої, переміщення та перетворення його у фронт горіння на св. 1351 здійснювали за такою схемою:

- 1) нагрівання протягом 4—5 діб за допомогою ВВН до 800 °C ділянки пласта у привибійній зоні;
- 2) охолодження протягом 2 год частини стовбура свердловини у привибійній зоні, що зумовлене необхідністю попередження полум'яного горіння газоповітряної суміші, що подається, у стовбурі свердловини;
- 3) подача газоповітряної суміші для запалювання її у нагрітій частині пласта у привибійній зоні, подальше збільшення подавання суміші для утворення фронту.

Були зроблені відповідні розрахунки для періодів нагрівання і охолодження пласта у привибійній зоні запалювальної свердловини і на їх основі побудовані температурні профілі нагрівання і охолодження кільця порового середовища на вибої (рис. 4.53). З кривих графіку випливає, що після двогодинного нагнітання повітря безпосередньо біля стовбура свердловини мала охолоджуватися кільцева зона завширшки 0,25 м, а далі зберігалася температура, достатня для запалювання у поровому середовищі пласта газоповітряної суміші, яка подається. Проте намічена схема створення осередку горіння на початку процесу була порушена, закачку газоповітряної суміші не здійснювали.

Після запуску ВВН і його роботи протягом кількох діб температура на вибої свердловини підвищилася до 1000 °C. З метою попередження оплавлення ВВН припинили подавання повітря для того, щоб заглушити горіння. Після цього температура на вибої знизилася до 200 °C.

Як видно з кривої рис. 4.54, температура на вибої свердловини різко підвищилася до 800—1000 °C. Спроби знизити її виявилися безрезультатними. Нагнітання 3—4 м³ ненагрітої води також не привело до зниження температури у зоні ВВН. Водночас зі зменшенням тиску на усті шляхом розрядки у затрубному просторі температура різко зросла, а в подальшому плавно зни-

Рис. 4.54. Зміна температури на вибої св. 1351 зі створенням осередку горіння (протягом 1 доби):

1 — початок запалювання; 2 — відключена подача повітря і палива у ВВН; 3 — залито 3 м³ води і протиснуто у пласт для охолодження, знижено тиск до атмосферного; 4 — температура знову підвищилась до 700 °С; 5 — початок нагнітання повітря у пласт; 6 — зниження тиску в свердловині шляхом розрядки; 7 — нагнітання повітря; 8, 10 — зниження тиску шляхом розрядки; 9 — нагнітання повітря; 11 — нагнітання повітря; 12 — витрати повітря 7–8 тис. м³/добу, тиск нагнітання 7–8 кг/см²

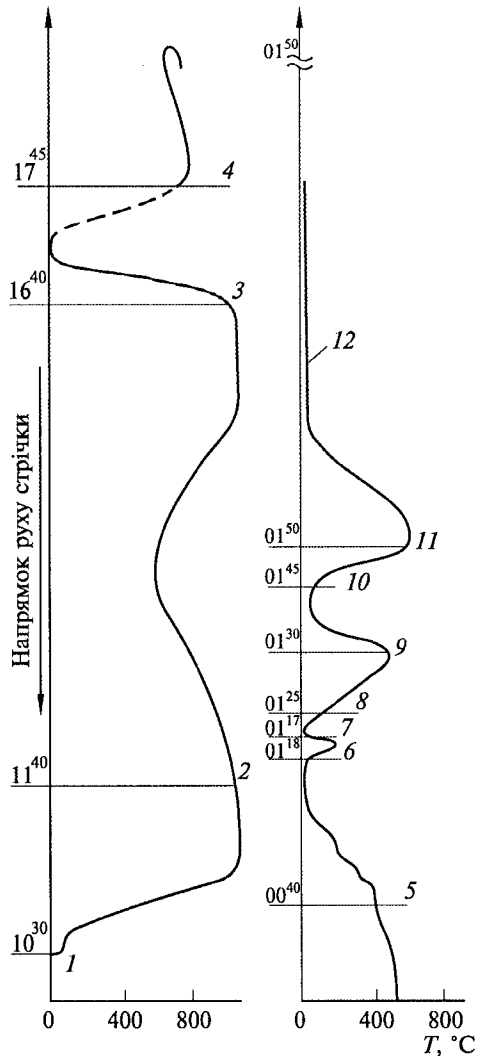
жувалась (позиції 3 і 4 кривої). Можливо, закачаної води виявилось недостатньо для швидкого і повного охолодження нагрітої зони.

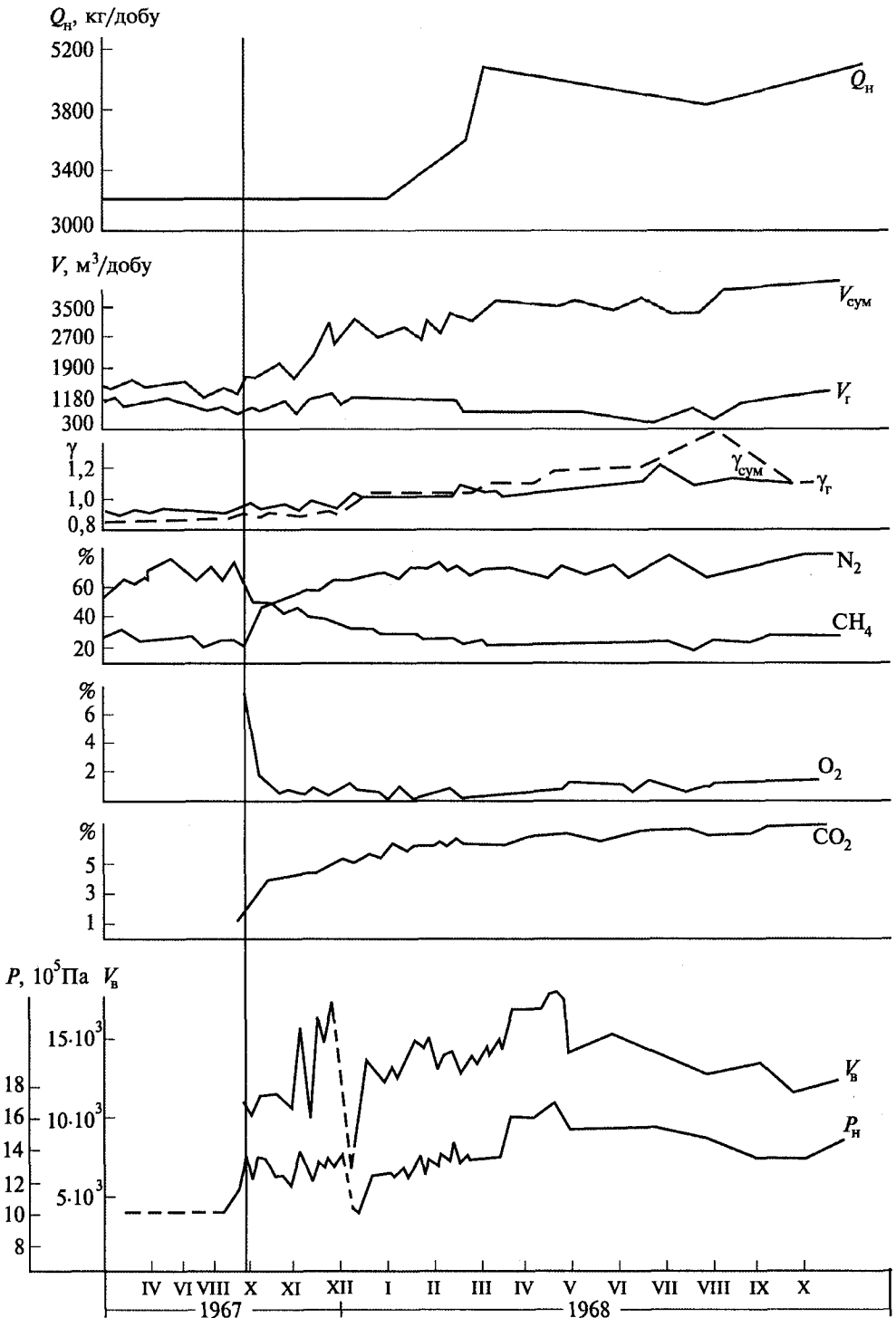
Для продовження горіння у пласті поновили нагнітання повітря, і, як видно на відрізку кривої між позиціями 5 і 6, температура на вибої свердловини знизилася до початкового пластового значення (рис. 4.54). Отже, відбулося samozапалювання пластової нафти і горіння з вибою перемістилося у пласт.

З метою перевірки цього припущення в свердловині кілька разів знижували тиск шляхом розрядки, при цьому кожний раз температура на вибої зростала. Наступне поновлення нагнітання повітря привело до зниження температури (позиції 7, 10 і 12 кривої рис. 4.54). Ці операції дали змогу встановити імовірність переміщення осередку горіння безпосередньо з вибою у привибійну зону і далі у пласт.

З урахуванням того що пластова нафта містить достатню кількість важких фракцій, які сприяють горінню, було вирішено нагнітати тільки повітря. Через 6–8 діб після початку процесу у навколишніх свердловинах спостерігалось змінення складу вихідних газів: вміст вуглекислого газу збільшився з 1 до 6–9 %, азоту — з 15 до 75–80, вміст кисню знизився до 0,2–0,5 %.

На основі спостережень були побудовані графіки зміни окремих показників по св. 1349 і 1202 (рис. 4.55, 4.56), розташованих у різних напрямках на одній осі з нагнітальною на відстані 160 та 140 м, характерних і для інших навколишніх свердловин.





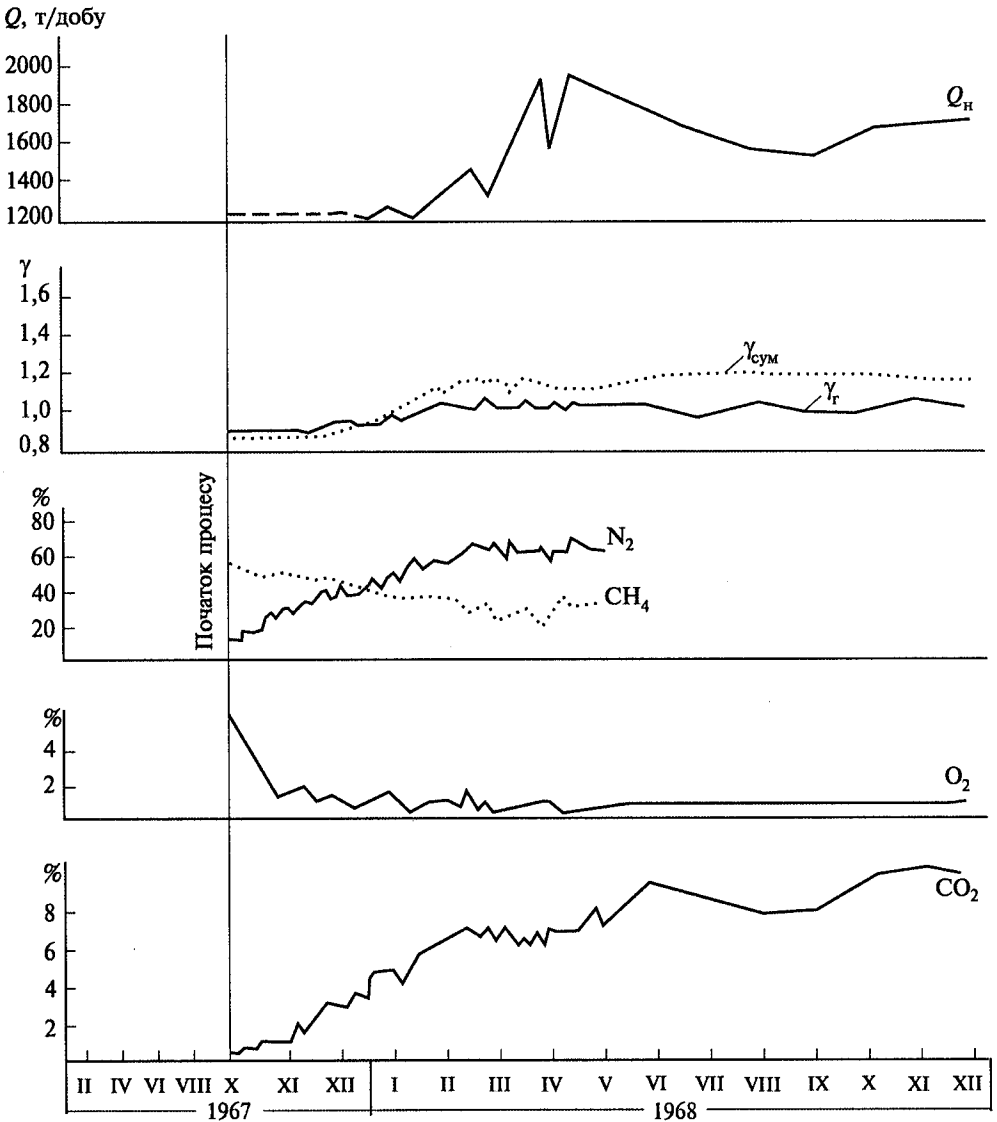


РИС. 4.56. Зміна видобутку нафти і якості газу, що виходить, по св. 1202.

Умовні позначення ті самі, що на рис. 4.55

РИС. 4.55. Зміна видобутку нафти, складу газу і повітря, що нагнітається, по св. 1349:

Q_n — середньодобовий дебіт нафти; $V_{\text{сум}}$ — кількість суміші, що виходить; V_r — кількість вуглеводневого газу, що виходить; γ_r — густина вуглеводневого газу, що виходить; $\gamma_{\text{сум}}$ — густина суміші, що виходить; N_2 — кількість азоту в суміші; CH_4 — кількість метану в суміші; O_2 — вміст кисню; CO_2 — вміст діоксиду вуглецю; V_v — кількість повітря, що нагнітається в св. 1351, м³/добу; P_n — тиск нагнітання

На цих графіках видно значне змінення густини вихідних вуглеводнів, яка зростає з 700—800 до 1200—1300 кг/м³, також намітилося зростання дебітів: у св. 1202 — з 1,2 до 2, у св. 1349 — з 3,2 до 4 т/добу. У св. 1221 і 1222 рівень стовпа нафти підвищився від 32 до 40 м.

За час процесу із навколишніх свердловин ділянки було вилучено понад 300 т додаткової нафти. Фактичні середні витрати повітря впродовж 19 міс через обмеженість потужності компресорів становили 13—15 тис. м³/добу.

Перший промисловий дослід з внутрішньопластового горіння на бориславському пісковіку, що містить нафту малої в'язкості, внаслідок недостатнього технічного оснащення процесу не виконав усі поставлені завдання. Не були достатньою мірою вирішені питання режиму переміщення горіння вглиб пласта.

Проте узагальнення результатів перших досліджень дослідного процесу внутрішньопластового горіння на бориславському пісковіку з малов'язкою нафтою дало змогу дійти таких висновків.

1. У гранично енергетично виснажених покладах типу бориславського пісковіку, що залягають на глибині до 1500 м, створити осередок горіння і перетворити його у фронт, що переміщується, технологічно можливо.

2. У покладах, що містять нафту в'язкістю до 12 мПа · с, розвиток і переміщення фронту горіння здійснюється спалюванням важких фракцій пластової нафти.

3. З удосконаленням процесу і забезпеченням проектною кількістю повітря можна прискорити створення високотемпературної облямівки внутрішньопластовим горінням і при цьому одержати додаткову нафту.

З урахуванням виявлених недоліків процесу на бориславському пісковіку було прийнято рішення продовжити такі дослідження на ямненському горизонті Східницького родовища. Цей горизонт експлуатують понад 100 років. Товщина горизонту 70—100 м. Він більш-менш витриманий у межах родовища, літологічно розчленований на чотири пачки пісковиків, розділених прошарками глинистих алевролітів і аргілітів завтовшки 3—7 м.

Для розширення досліджень з внутрішньопластового горіння в умовах малов'язкої нафти наказом колишнього Міннафтопрому (№ 435 від 5 жовтня 1972 р.) ділянка покладу (рис. 4.57) з усіма свердловинами і промисловим господарством була передана на баланс інституту “Укрдїпрондінафта” як полігон для відпрацювання способу. Дослідження були приурочені до II прошарку пісковиків, що залягають на глибині 300—400 м. Характеристика цього прошарку така: ефективна товщина 18—20 м; пористість 17 %; проникність близько $80 \cdot 10^{-3}$ мкм²; залишкова нафтонасиченість (за даними лабораторії підрахунку запасів) 1140 т/(м · га); густина нафти 840 кг/м³; в'язкість 2—3 мПа · с. На вибраних для досліджень полях св. 244, 283, 363 інтенсивно проводили площове нагнітання води, гідророзрив і понад 30 років — газоповітряну репресію. Незважаючи на це, залишкова нафтонасиченість пласта була високою.

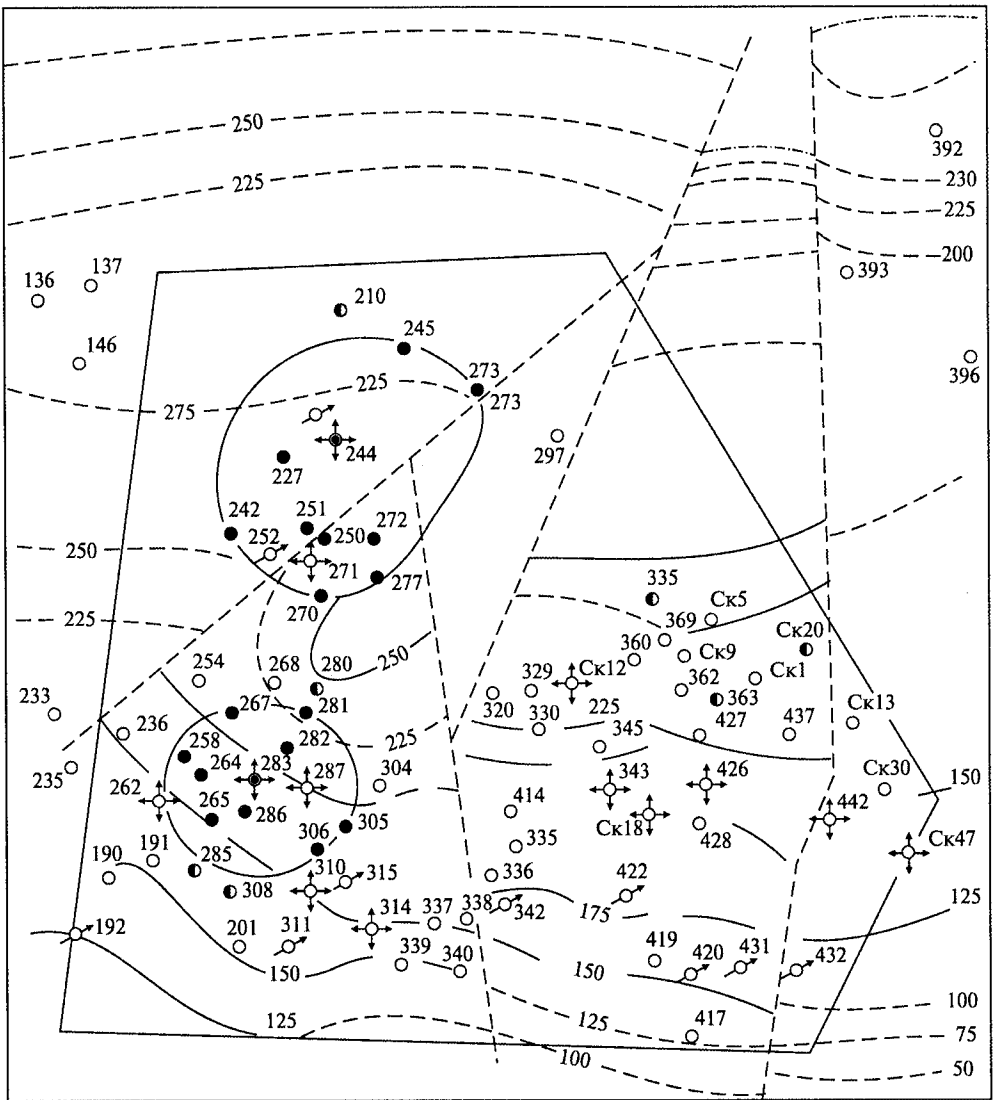


РИС. 4.57. Структурна карта по покрівлі яменського горизонту дослідної ділянки на Східницькому родовищі.

Свердловини: 1 — експлуатаційні, 2 — нагнітальні для теплового впливу, 3 — повітрянагнітальні (в простой), 4 — водонагнітальні (діючі), 5 — контрольні, 6 — що підлягають ліквідації, 7 — що реагують на горіння; 8 — тектонічні порушення; 9 — ізогіпси по покрівлі горизонту, м

Метод внутрішньопластового фронту горіння, на перший погляд, може здатися простим, тому що за технологією він подібний до методу газоповітряної репресії. Проте він має свою специфіку: безпосередньо у пласті виробляється величезна кількість теплової енергії, яка

створює умови для проходження в ньому кількох процесів, аж до фазових перетворень і різних хімічних реакцій. У сукупності усі процеси, що відбуваються, приводять до різкої зміни властивостей флюїдів і порід, які складають колектор.

Фронтом горіння можна нагріти деяку ділянку пласта до дуже високих температур і внести туди значну кількість тепла досить швидко. Втім цим способом важко домогтися швидкого конвективного перенесення тепла по пласту через дуже низьку теплоємність газів і складності регулювання рівномірного просування фронту горіння. З метою його переносу був запропонований і розроблений спосіб вологого горіння [16, 17].

Комбінований метод проектування процесу для першого етапу — створення високотемпературної облямівки за допомогою внутрішньопластового горіння — є складним. Незважаючи на це, в останні роки у зв'язку з розвитком робіт у цій галузі визначені основні принципи проектування процесу внутрішньопластового горіння в умовах високов'язких нафт.

Для ефективності способу з урахуванням набутого досвіду основними критеріями під час проектування промислового процесу мають бути:

Ефективна нафтонасичена товщина, м	не більше 20
Проникність пласта, мкм^2	не менше $80 \cdot 10^{-3}$
Відстань між нагнітальними і експлуатаційними свердловинами, м	не більше 200
Залишкова нафтонасиченість, т/(га · м)	не менше 600—700
Темп закачки газоповітряної суміші, тис. м^3 /добу на стадії створення осередку горіння	не більше 15—20
під час переміщення фронту горіння з наרוшуванням	від 20 до 60—70

При цьому схема розташування свердловин залежить від існуючої і прийнятої схеми впливу.

Для проектування потрібно визначити такі показники: загальний термін впливу з розбиванням на етапи; загальну кількість повітря, що закачується, із встановленням середньорічних і середньодобових витрат; загальну кількість води, що закачується, із визначенням середньодобових витрат (при вологому горінні і для перенесення облямівки; нафтовіддачу від залишкових і початкових запасів; сумарний, а також додатковий видобуток нафти; середньодобовий видобуток рідини і нафти; питомі втрати повітря і води на 1 т нафти; собівартість 1 т нафти та ін.

Наведені вихідні дані і перелік показників, які проектуються, не претендують на абсолютну точність, у процесі проектування їх можна змінити або доповнити.

Проектні показники дослідного процесу в зоні св. 244 зі створення осередку горіння і перетворенню його у фронт ґрунтувалися на дослідних даних аналогічних досліджень, проведених у пластах з високов'язкою наф-

тою. Для зони св. 283 був складений технологічний проект щодо умов мало-в'язкої нафти.

Технологічні параметри розраховані на основі методики, яку розробили В.Ф. Микитченко і Ф.Ф. Римек [165]. Цінність цієї методики полягає у тому, що у розрахунках врахована необхідність використання газоповітряної суміші на початковій стадії створення осередку і розвитку фронту горіння у покладах, що містять нафту малої в'язкості.

Технологічні параметри процесу створення і переміщення фронту горіння в зоні св. 283 на основі запропонованих нами вихідних даних, показників і технології наведено нижче.

Проектні показники створення і переміщення фронту горіння на полі св. 283

Площа ділянки, га	1,4
Середня товщина, м	18
Глибина залягання покрівлі пласта, м	375
Нафтонасиченість	
початкова	0,87
поточна	0,5
Пористість пласта, %	20
Проникність пласта, 10^{-3} мкм ²	70—80
В'язкість нафти, мПа · с	2—3
Пластова температура, °С	17
Пластовий тиск, мПа	0,2
Кількість видобувних свердловин	
I ряду	3
II ряду	10
Середня відстань від нагнітальної до видобувної свердловини, м	
I ряду	30
II ряду	70
Залишкові балансові запаси нафти, т	21140
Тривалість нагрівання штучного порового середовища електрозапалом, ч	48—72
Тривалість сухого фронту горіння, міс	4
Витрати газоповітряної суміші за сухого горіння ($\alpha = 0,7$), нм ³	$2,5 \cdot 10^6$
Тривалість вологого фронту горіння, міс	24
Витрати, нм ³	
газоповітряної суміші при вологому горінні	$33 \cdot 10^6$
газу	$33 \cdot 10^5$
повітря	$28,5 \cdot 10^6$
Витрати води, т	9500
Радіус високотемпературної облямівки з $T = 400$ °С, м	30

Об'єм пісковика, обробленого фронтом горіння, м ³	51 000
Загальний видобуток нафти за сухого і вологого горіння, т	4920

Із малов'язкої нафти типу східницької, як показали аналізи і розрахунки, з підвищенням температури виділяється загалом 12—15 кг коксу на 1 м³ породи. Елементарний розрахунок показав, що зі спалюванням 15 кг коксу (теплотворна здатність 35 700 кДж) можна одержати 535 500 кДж теплової енергії. Такою кількістю тепла можна прогріти 1 м³ пласта до температури ($T = 212$ °C), яка сприяє низькотемпературному окиснюванню пластової нафти для розвитку фронту горіння. Тому для таких умов з метою створення осередку горіння, у крайньому випадку, за потребою на початковій стадії використовують газоповітряну суміш. За стехіометрією реакції горіння метану для спалювання 1 м³ його (за теплоємності 35 700 кДж) треба витратити 2 м³ кисню або ~10 м³ повітря. При цьому виділяються вуглекислий газ (CO₂) — 1 м³ і вода — 2 м³, а зі спалюванням у повітрі ще й азот (N₂) — 8 м³.

Були проведені дослідження й перевірені розрахунки і встановлено, що для нагрівання 1 м³ пласта із урахуванням теплових втрат необхідно витратити 11 м³ метану.

Розрахунки показали, що газоповітряна суміш, що подається з поверхні, може забезпечити створення та переміщення осередку горіння.

Для ініціювання горіння треба витратити більше енергії, ніж для його підтримання. У гомогенних реакціях ця енергія підводиться шляхом підвищення температури системи. Це повною мірою стосується внутрішньопластового горіння в умовах малов'язкої нафти, за якого для ініціювання процесу горіння потрібно певний час спалювати газоповітряну суміш.

Створення осередку горіння за допомогою газоповітряної суміші має свою специфіку, яка полягає у тому, що може відбутися факельне горіння на вибої свердловини, яке не дасть можливості перенести горіння у пласт, а підвищення температури може призвести до оплавлення породи та обсадної колони.

Для попередження факельного горіння і його наслідків був розроблений спосіб займання газоповітряної суміші — у зоні встановлення електрозапалу за допомогою кварцового піску створюється штучне порове середовище (рис. 4.58). Це середовище має знаходитися на 5—10 м вище над запалювальним пристроєм з тим, щоб попередити можливий вибух під час змішування газу з повітрям.

Просування фронту горіння забезпечується тим, що наступні порції суміші, що закачується, поступово охолоджують пройдену частину штучного порового середовища і водночас нагріваються самі. З наближенням до зони горіння вони досягають температури займання і вступають у реакцію горіння.

РИС. 4.58. Схема обладнання свердловини для запалювання газоповітряної суміші:

1 — зона штучного порового середовища; 2 — провуда термопар; 3 — електрозапалювальний пристрій; 4 — кабель, що з'єднує електрозапал із трансформатором на поверхні; 5 — насосно-компресорні труби з кожухом електрозапалювального пристрою; 6 — обсадні труби

Запропонований спосіб створення осередку горіння в умовах малов'язкої нафти з використанням штучного порового середовища на вибої свердловини і газоповітряної суміші створює умови:

- акумуляції великої кількості тепла з високою температурою при виході газу із запалу, що, у свою чергу, приводить до займання газоповітряної суміші та початку низькотемпературного окиснювання нафти;

- попередження виникнення факельного горіння, що не піддається керуванню з поверхні, і внаслідок цього можливого підвищення температури до оплавлення підземного обладнання і породи на вибої свердловини;

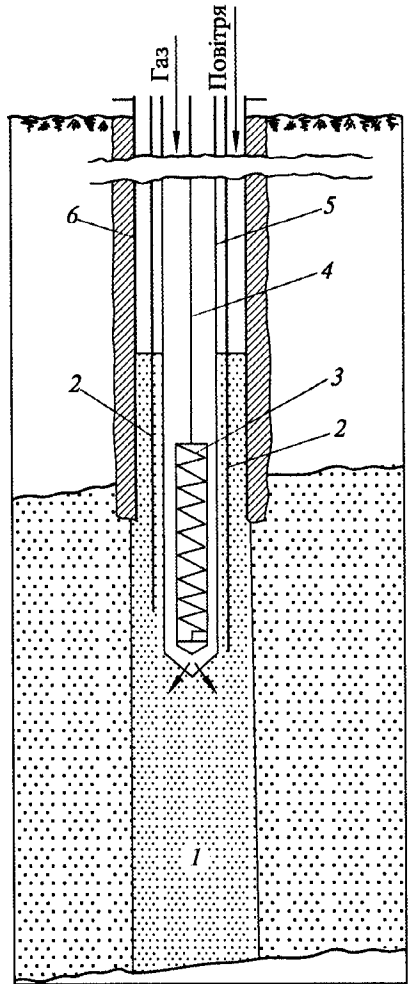
- попередження вибухів газоповітряної суміші у стовбурі запалювальної свердловини у період створення осередку горіння.

Разом з розробкою способу створення осередку горіння за допомогою газоповітряної суміші співробітник інституту М.М. Косарев сконструював спеціальний електрозапалювальний пристрій "ЕЗ-4" для займання газоповітряної суміші (рис. 4.59).

Електрозапалювальний пристрій "ЕЗ-4" забезпечує багаторазове займання суміші без його піднімання на поверхню в умовах обводненості свердловини, працездатність у великому температурному діапазоні від 100 до 1000 °С, плавне регулювання теплової потужності від $0,42 \cdot 10^6$ до $16,8 \times 10^6$ кДж/добу, можливість заміру температури у 30 см від зони займання суміші.

Надійність роботи електрозапалювального пристрою перевірена у нагнітальній запалювальній св. 244, а в подальшому — у св. 283.

З картограми на потенціометрі ЕПП-9М (рис. 4.60) видно, що через 60 год на нижній термопарі температура впродовж 40 хв підвищилася до 700 °С, що свідчило про запалювання газоповітряної суміші. Після запалю-



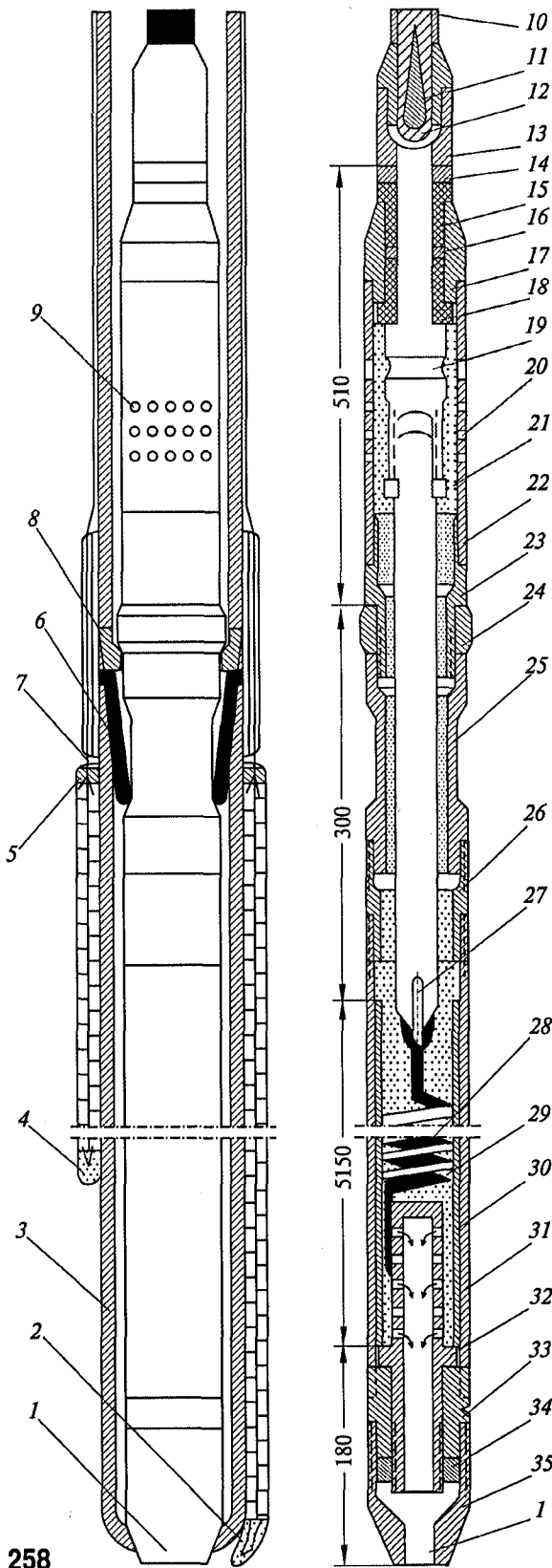


РИС. 4.59. Електрозапальний пристрій "ЕЗ-4":

1 — вихід гарячих газів; 2 — термопара нижня; 3 — корпус глибинного насоса НГВ-1; 4 — термопара верхня; 5 — з'єднання термопари з проводом; 6 — пружина вставного насоса; 7 — компенсаційний провід; 8 — посадочне гніздо; 9, 20 — вхід газу; 10 — ізоляція електрокабелю; 11 — затискувач кабелю із з'єднувальною муфтою; 12, 13 — з'єднувальна муфта; 14, 17 — з'єднання електрозапала з кабелем; 15, 18 — діелектрична втулка; 16 — діелектричне кільце; 19, 21 — контакти з кабелем; 22 — патрубок із вхідним отвором; 23, 25, 26 — з'єднувальні муфти; 24 — опорне кільце; 27 — шток з'єднання спіралі з кабелем; 28 — спіраль опору; 29 — порове середовище; 30 — кварцові труби; 31 — корпус електрозапала; 32—34 — контакти електрозапала з корпусом; 35 — наконечник електрозапала

РИС. 4.60. Картограма температури займання газоповітряної суміші на вибої св. 283

вання газоповітряної суміші змінили режим коефіцієнта α до 0,7, і, як видно з тієї ж картограми, температура почала знижуватися, тобто горіння переміщувалося у пласт.

Технологія запалювання газоповітряної суміші та створення осередку горіння з використанням електрозапалювального пристрою "ЕЗ-4" передбачає її здійснення за такою схемою.

1. Після спуску електрозапалювального пристрою і створення штучного порового середовища знижують рівень рідини у свердловині до нуля шляхом протискування її у пласт за допомогою повітря.

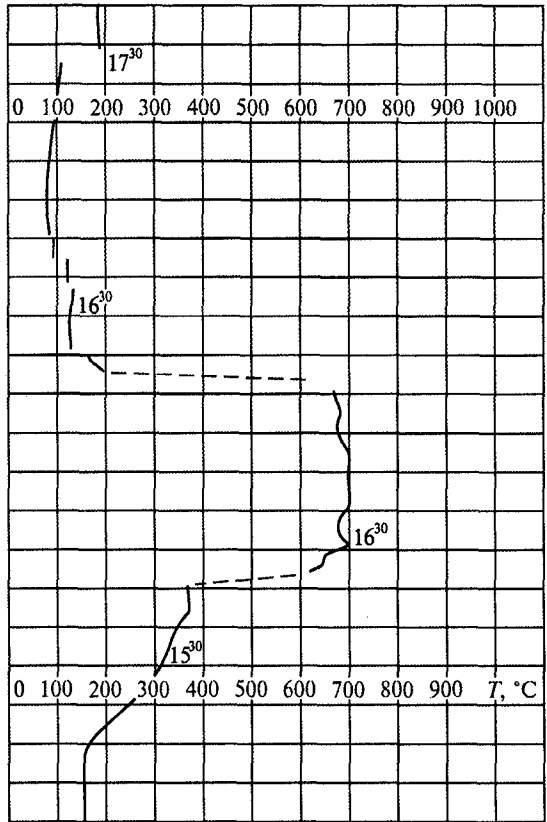
2. Відключають повітря і при ввімкненому електрозапалі потужністю ~ 8 кВт нагнітають газ, доки температура на вибої не підвищиться до 80°C . Зростання температури на вибої контролюється нижньою термопарою.

3. Після осушування порового середовища у привибійній зоні кількість газу, що подається, збільшується, разом з тим збільшується потужність електрозапала доти, поки вихідний газ не підвищить температуру порового середовища під запалом до запалювання. Потім разом з газом між насосно-компресорними трубами і обсадною колоною нагнітається повітря, при цьому додержується коефіцієнт надлишку повітря у суміші.

4. Переміщення осередку горіння у привибійну зону і перетворення його у фронт горіння здійснюють на режимах нагнітання газоповітряної суміші: для сухого горіння при $\alpha < 0,7$ або $\alpha \geq 1,5$; для вологого горіння при $\alpha = 1$.

Для вивчення і відпрацювання методу створення високотемпературної облямівки за допомогою внутрішньопластового фронту горіння, що переміщується, на покладах промислові дослідження проводили на двох етапах:

I — перевірка надійності електрозапалювального пристрою, способу запалювання газоповітряної суміші за допомогою штучно створеного порового



середовища, а також режимів створення осередку горіння і перетворення його у фронт, що переміщується;

II — дослідження режимів переміщення фронту горіння шляхом спалювання продуктів пластової нафти.

Більш ніж за 3 роки на I етапі було проведено понад 40 дослідів у зоні св. 244.

На рис. 4.61 схарактеризовано показники, які були одержані в результаті проведення однієї із серій дослідів, що тривала 42 доби. На відрізку кривої досліджень видно, що при $\alpha < 0,7$ після запалювання газоповітряної суміші осередок горіння перемістився у привибійну зону пласта у напрямку фільтрації потоку, що підтверджується зниженням показань обох термопар на вибої.

Підвищення значення α до 0,95 в іншому дослідженні зумовило зворотний напрям руху осередку горіння, тобто з пласта на вибій у стовбур свердловини. Зворотний рух підтверджується зростанням температури на нижній термопарі до 600 °С. Зворотний рух горіння можна пояснити тим, що зі спалюванням газоповітряної суміші на режимі $\alpha > 0,7$ в тилу фронту горіння виділяється величезна кількість тепла, яке не встигає розсіюватися і рухатися в напрямку потоку. Останнє крім зростання температури супроводжується підвищенням тиску нагнітання.

Таке саме зростання температури і тиску спостерігалось із включенням газу і підвищенням α до 0,9 і більше у дослідженнях 2, 4, 5 і 7, в яких осередок горіння повертався назад на вибій свердловини (рис. 4.61).

Зі зниженням коефіцієнта α до 0,7 і нижче, а також періодичним відключенням газу в суміші були створені умови, за яких протягом 27 діб осередок горіння переміщувався вглиб пласта. Для повного переконання в існуванні стійкого горіння і переміщення його у пласт у дослідженні 9 припинили подачу газоповітряної суміші і почали впродовж кількох годин плавно розряджувати свердловину, в результаті чого температура на нижній термопарі почала зростати і досягла 220 °С.

Наявність осередку горіння у пласті підтверджується також тим, що у вихідних газах із навколишніх свердловин вміст CO_2 збільшився з 2 до 5—7 %, а вміст O_2 знизився з 16—20 до 2 %.

Перед наступним дослідом було поставлене завдання: виявити можливість переміщення створеного за допомогою газоповітряної суміші осередку горіння без подавання газу як палива шляхом спалювання важких фракцій пластової нафти.

Після численних дослідів і одержання позитивних результатів про надійність засобів і способу створення осередку горіння була вивчена можливість здійснення фронту горіння, що переміщується, спалюванням важких фракцій пластової малов'язкої нафти.

Перемістивши осередок горіння у привибійну зону і виключивши газ як додаткове паливо, спостерігали, що горіння не загасало, а навпаки, розвивалося і перетворилося у фронт, оскільки воно поширювалося по площі у на-

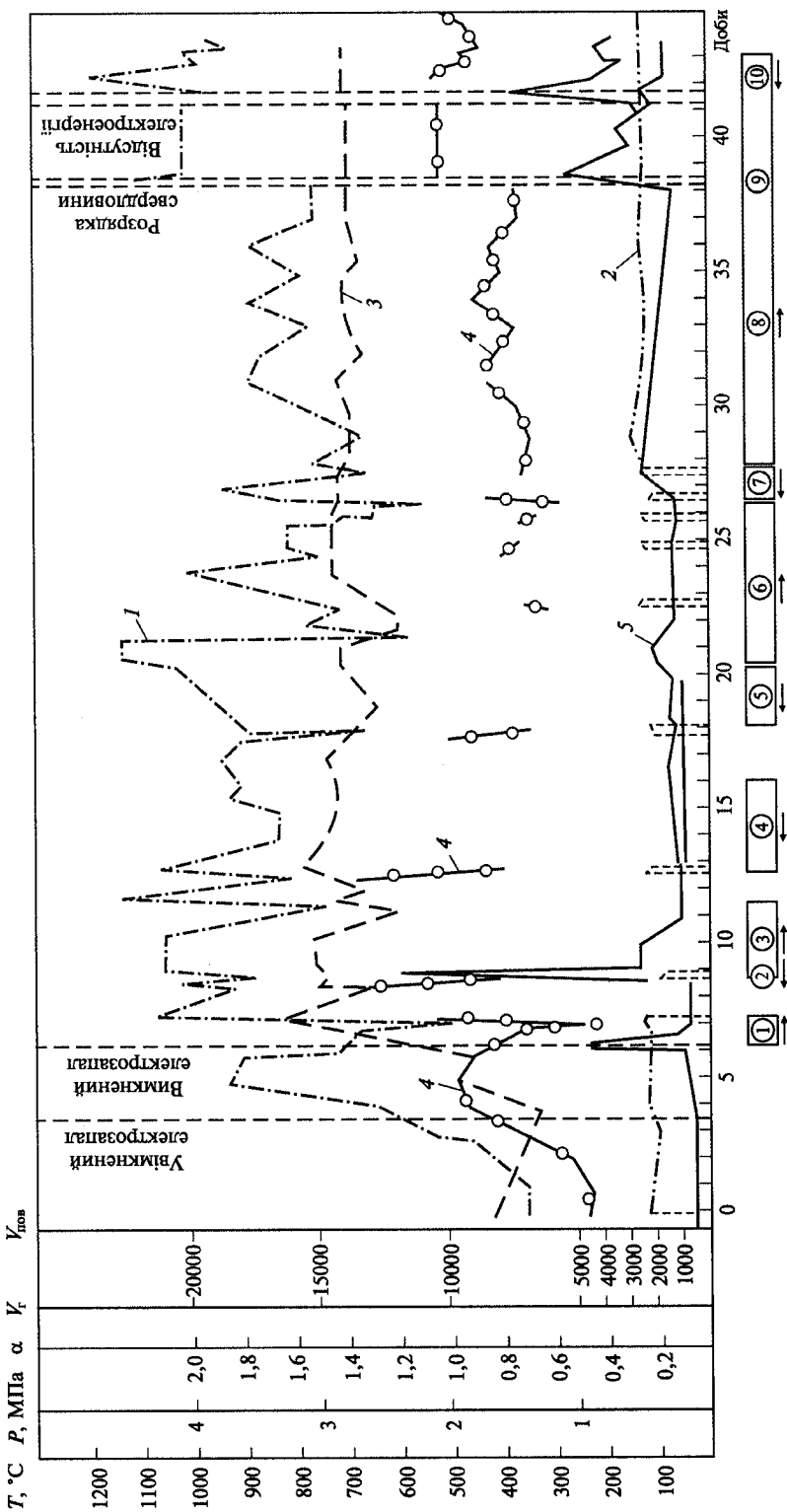


РИС. 4.61. Результати досліджень горіння малов'язкої нафти в пласті.

Криві: 1 — витрат нагнічуваного повітря, $\text{мм}^3/\text{добу}$, 2 — витрат газу, $\text{мм}^3/\text{добу}$, 3 — тиску нагнітання, 4 — коефіцієнта надлишку повітря, 5 — зміни температури на термодарах 1 (T_1) і 2 (T_2); цифри в кружках — номер дослід; стрілками показано напрямки руху горіння

прямку кількох свердловин. Останнє підтверджується об'єктивними факторами, встановленими у результаті спостереження за процесом. Такі самі дослідження проводили на полі св. 283. На цьому полі, крім того, було запропоновано вологе внутрішньопластове горіння в умовах малов'язкої нафти. Розпочатий процес горіння запалюванням газоповітряної суміші у березні 1974 р. продовжувався до травня 1975 р.

Швидке зростання тиску нагнітання до 4,5 МПа за витрат повітря 22—24 тис. м³/добу в подальшому утруднило б подачу води для дослідження вологого горіння. Були проведені заходи щодо збільшення приймальності свердловини до проектної величини 40—60 тис. м³/добу за тиску не більше 3 МПа з тим, щоб разом з повітрям подавати воду, але спроби не привели до позитивних результатів.

Незважаючи на припинення робіт, об'єктивні дані спостережень ще раз підтвердили, що на полі св. 283 також відбувався процес внутрішньопластового горіння продуктів пластової малов'язкої нафти.

Одним з об'єктивних факторів розвитку фронту горіння є якісне і кількісне змінення складу вихідних газів з полів навколишніх свердловин 244 і 283.

Для підтвердження факту горіння був проведений аналіз вмісту газів, що виходили із св. 242, 245, 271, 272, 273 та ін., згідно з яким до початку процесу у вихідних газах кількість CO₂ була незначною, а кількість O₂ — високою. Вже на початковій стадії розвитку процесу горіння кількість CO₂ у св. 271 і 245 підвищилася відповідно до 5,4 і 3,6 %, а кількість O₂ зменшилася — до 4 і 1,2 %.

У св. 271, розташованій на структурі значно нижче від нагнітальної, кількість CO₂ була низькою (1,5—2,5 %); низькою була і кількість O₂: протягом кількох років вона зберігалася на рівні 5—7 %, тобто більша частина кисню брала участь в окиснювальних процесах. З початку робіт у цій свердловині з'явився і утримувався на рівні 0,1—0,2 % оксид вуглецю CO.

У св. 245 і 273 упродовж 4 років зберігався стабільним вміст CO₂, O₂ і CO, у св. 245 він відповідно становив 2,5; 5 і 0,3, у св. 273 — 4,5, 7,5 і 0,2 %.

Наочніше змінення вмісту CO₂ і O₂, а також появу CO спостерігали в зоні св. 283. Ці зміни могли відбуватися у результаті внутрішньопластового горіння продуктів нафти.

Окремими аналізами було встановлено, що склад вуглеводневої частини вихідних газів і нафти, що вилучається, помітно змінювався. Так, у св. 242, 250, 272, 273 у міру просування фронту горіння у вуглеводневій частині вихідних газів помітно знижувалася кількість легких фракцій — CH₄, водночас збільшувався вміст важких C₃H₈ і C₄H₁₀.

Згідно з аналізами, змінювалась також якість нафти. У св. 272 і 273 разом зі зниженням в'язкості нафти збільшилась кількість важких фракцій, і насамперед смол. У св. 245 до початку процесу густина нафти становила 829 кг/м³, потім протягом 3 років вона знизилася, а далі знову підвищилася

до вихідної величини. Разом з тим зросла кількість смол до 13 %, потім вона знизилася до 8 %, а у серпні знову почала підвищуватися. Так само змінювалась в'язкість нафти. Згідно з аналізами газу, у напрямку цієї свердловини водночас зменшувалась кількість CH_4 і поглиналось понад 75 % кисню повітря, що нагніталось. Крім того, у вихідних газах не тільки у цій свердловині, а й в деяких інших (271, 273, 297) протягом 4 років виділявся оксид вуглецю (0,1—0,5 %), поява якого є одним із важливих показників горіння. Наявності оксиду вуглецю на досліджуваній площі і поблизу її до початку процесу не спостерігалось.

Із свердловин поля до початку процесу щодобово видобували 0,55—0,57 т нафти і 7 т води, загальний видобуток нафти по полю під час роботи усіх свердловин не перевищував 20 т/міс. Як показують місячні заміри (рис. 4.62), загальний видобуток води помітно збільшувався. Місячний видобуток нафти у грудні 1974 р. виріс до 68 т, що у 3,5 раза більше, ніж до початку робіт на цьому полі. Підвищилась також кількість видобутої води — до 670 т.

Вибіркові заміри показали, що у св. 273 підвищився дебіт нафти з 0,05 до 0,5—0,7, у св. 271 — з 0,06 до 0,3 т/добу. Св. 227 тривалий час (8—10 міс) давала чисту воду, через що її готували до ліквідації. В період процесу дебіт св. 227 становив 0,5 т/добу, і навіть упродовж 8 днів під час роботи глибинного насоса через затрубний простір вона періодично викидала чисту нафту в кількості від 0,5 до 2 т/добу. Спроби припинити викиди і переливи закриттям затрубного простору призвело до фонтанування через глибинний насос і зростання тиску в затрубному просторі до 1,2 МПа.

Обстеження стану св. 227 виявило, що обсадна колона на глибині 280 м зім'ята і спустити глибинний насос великого діаметра ближче до вибою неможливо. Забір показав, що рівень у той час знаходився біля устя, і продукцію відкачували понад 40 діб.

У деяких свердловинах поля були змінення такого характеру, яких раніше не спостерігалось. Наприклад, розташована поблизу св. 226 (аварійна) через 7—8 міс після початку процесу протягом 3 діб викидала газ із нафтою, а потім емульсію. Це можна пояснити зростанням тиску в пласті і внаслідок цього прориванням закачаного повітря, яке викинуло нафту, що накопичилася у зоні високої температури. У св. 242, 250, 272 разом з підвищенням дебіту нафти періодично з'являлися у великій кількості згустки парафіну, які призводили до зупинки глибинних насосів.

Слід зазначити, що недодержання основного проектного параметра процесу — збільшення кількості повітря, що нагнітається, до 40—50 тис. м^3 /добу, зумовило значне зниження швидкості переміщення фронту горіння. Проте об'єктивні дані комплексу досліджень показали, що на полі св. 244 відбувається внутрішньопластове горіння.

Великий обсяг досліджень на двох дослідних полях Східницького родовища дає змогу вивчити режим створення і переміщення осередку горіння в умовах нафти малої в'язкості.

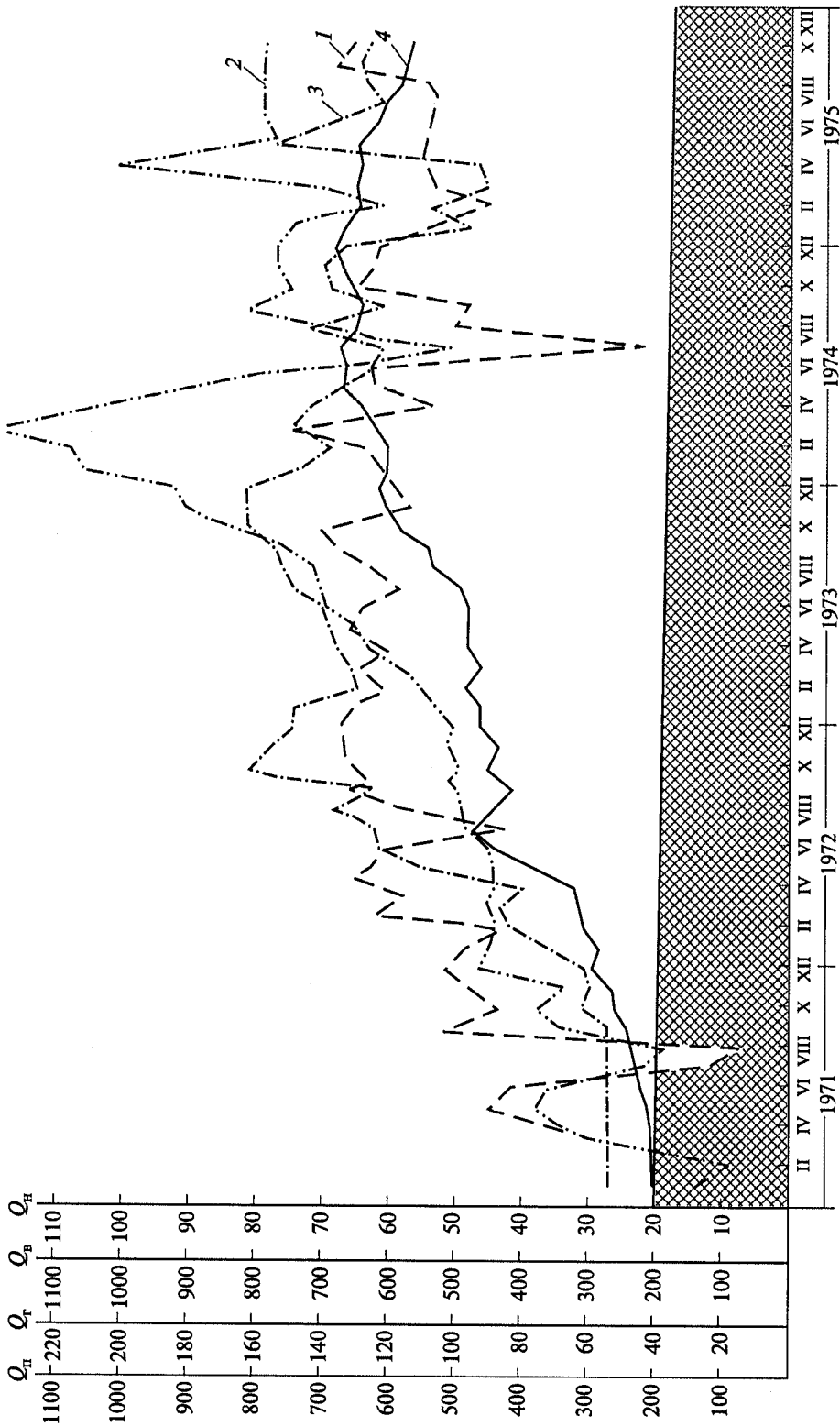


Рис. 4.62. Результати досліджень процесу внутрішньопластового горіння на полі св. 244.

Криві: 1 — кількість повітря Q_n , що нагнітається, тис. м³, 2 — кількість газу Q_r , що виходить, тис. м³, 3 — кількість води Q_b , що видобувається, т, 4 — загальний видобуток нафти Q_h з навколишніх свердловин, т; заштриховано — місячний видобуток нафти свердловин поля з урахуванням коефіцієнта падіння

Було встановлено, що нагріте порове середовище у випадку застосування газоповітряної суміші, яка нагнітається, сприяє швидшому низькотемпературному окисненню пластової малов'язкої нафти і виділенню з неї важких фракцій, необхідних для горіння. Це підтверджується даними проведених досліджень. За результатами багатьох досліджень, коли порове середовище на вибої свердловини вже нагріте, повторне займання відбувається набагато швидше, ніж у першому випадку.

В період проведення процесу здійснювали заміри температур у свердловинах при вихідній пластовій температурі 47 °С. Так, у св. 124 температура на початку процесу була 50 °С, у св. 170 в 1981 р. підвищилася до 117 °С, у св. 171, переведеній у фонд діючих у 1986—1987 рр., зберігалася на рівні 168 °С, у св. 61, яка знаходиться на відстані 200 м від нагнітальної св. 170, наприкінці 1988 р. досягала 78 °С.

Сумарний додатковий видобуток нафти на 01.97 р. становив 242,8 тис. т, з них технологічний ефект за розрахунками — 94,1 тис. т. Для вилучення такої кількості нафти було витрачено 264,3 млн м³ або 1470 т/т повітря [166]. Із свердловин, які знаходяться на ділянці нагнітальної свердловини 170 і були на стадії ліквідації через повну обводненість, в умовах внутрішньопластового рухомого осередку горіння (ВРОГ) на 01.94 р. було видобуто: св. 31 — 9056 т; св. 61 — 12 627 т; св. 46 — 6850 т; св. 151 — 8272 т; св. 124 — 2290 т; св. 136 — 880 т, що у сумі становить 37 922 т, або 12 %, поточних геологічних запасів.

Порівняння показників процесу на родовищі Слосс [167] і даних дослідно-промислового процесу на горизонті П₃ Гнідинцівського родовища показало, що в останньому випадку результати виявилися ліпшими. Доведена можливість вилучення додаткової нафти із пласта через свердловини, які до початку робіт були повністю обводнені; іншими методами цю нафту відібрати було неможливо.

Проте слід нагадати, що дослідження із застосування внутрішньопластового горіння у будь-якому вигляді є складним щодо регулювання і високоенергетичним процесом. Тому з кожним роком у світовій практиці у зв'язку зі скороченням робіт з ВРОГ з 21 (у 1976 р.) до 5 (у 1994 р.) зменшувався об'єм видобутку, у 1998 р. він становив усього 277 тис. т нафти.

У промислових умовах підтверджено, що стійке горіння газоповітряної суміші відбувається у межах значень коефіцієнта надлишку повітря α від 0,5 до 3,1, при цьому температура горіння суміші залежно від α знаходиться у межах 600—1000 °С. Установлено також, що за режиму α до 0,7—0,8 і 2,8—3,1 горіння переміщується у напрямку суміші, яка нагнітається, при цьому максимальна швидкість руху зареєстрована за режимів $\alpha \leq 0,7$ і $\alpha \geq 3,1$.

Після створення осередку горіння за допомогою газоповітряної суміші його можна розвивати без подавання газу шляхом спалювання важких фракцій пластової малов'язкої нафти, що утворюються. Продовження процесу протягом 4 років у цьому напрямі підтвердило таку можливість.

Низькотемпературне окиснювання відбувається під дією кисню повітря, що нагнітається. Чим більша кількість кисню бере участь у процесі, тим глибше реакція окиснювання. При цьому підвищуються в'язкість окисненої нафти, а також кількість смол і важких вуглеводнів, які перетворюються у паливо для горіння.

Низькотемпературне окиснювання супроводжується зміненням фракційного складу вихідних газів: збільшується кількість фракцій C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} і вище. За даними досліджень вихідних газів, збільшується кількість CO_2 і знижується — O_2 . Це свідчить про глибший окиснювальний процес і горіння у напрямку видобувних свердловин. З урахуванням того що CO_2 може легко розчинюватися у пластовій нафті і воді, можна припустити, що розчинюється деяка кількість CO_2 . Аналіз газів, відібраних із св. 210, 245, 271, 297, показав, що в їх складі вміст CO_2 незначний (1,5—3 %), як і дуже низький вміст O_2 (4—6 %). Разом з тим у цих свердловинах систематично у період процесу виділявся оксид вуглецю CO , який з'являється тільки за високих температур (400—600 °C).

Раніше на ділянці св. 244 тривалий час (30 років) застосовували повітряну репресію, середньодобова закачка повітря становила 5—7 тис. m^3 , при цьому тиск нагнітання не перевищував 0,6 МПа і все повітря проникало через св. 226, 227, 250. У період проведення робіт повітря закачували в об'ємі 22—24 тис. m^3 /добу, об'єм вихідних газів не перевищував 6 тис. m^3 /добу. Зростання тиску нагнітання повітря можна пояснити тим, що у пласті в напрямку видобувних свердловин накопичується рідина, яка у значній кількості витісняється у безпосередній близькості до зони горіння. Тільки цим можна пояснити неодноразові викиди нафти, емульсії та газу через св. 227 і 272.

На ділянці св. 244 до початку процесу щодобово видобували 0,55—0,57 т нафти і 7 т води. Місячний видобуток нафти не перевищував 20 т, але після початку робіт було зафіксовано помітне зростання видобутку нафти у свердловинах поля. В окремі місяці видобуток нафти доходив до 68 т, що у 3,5 раза більше, ніж до початку робіт на цьому полі. Контрольні індивідуальні заміри показали, що дебіт нафти св. 273 підвищився з 0,05 до 0,5—0,7, св. 271 — з 0,06 до 0,3 т/добу. Св. 227 тривалий час давала воду без ознак нафти, її готували до ліквідації. Проте у період процесу вона почала давати 0,5 т нафти за добу, а кількість добуваної води зберігалася на тому самому рівні.

Під час проведення процесу було виявлено низку недоліків, і найважливішим з них треба вважати недодержання основного проектного параметра процесу — збільшення кількості повітря, що нагнітається, до 40—50 тис. m^3 /добу внаслідок малої потужності компресорів.

Два роки потому, коли процес внутрішньопластового горіння знаходився на стадії інтенсивного розвитку, через неможливість збільшення подачі повітря у зв'язку зі збільшенням площі (об'єму охопленого пісковіку) знизилася швидкість переміщення фронту. А це, у свою чергу, не сприяє одер-

жанню повнішої інформації про явища, що відбуваються у пласті зі спалюванням продуктів малов'язкої нафти.

Промисловий досвід і результати комплексу досліджень на полях св. 244 і 283 дають змогу дійти таких висновків.

1. Розроблені технології, спосіб і засоби для створення осередку горіння за допомогою газоповітряної суміші у пластах, що містять нафту в'язкістю нижче 10 мПа·с, технічно надійні, їх можна застосовувати для формування високотемпературної облямівки методом внутрішньопластового фронту горіння, який переміщується.

2. У пластах, що містять нафту малої в'язкості, для розвитку процесу внутрішньопластового фронту горіння осередок на початковій стадії можна створити і за допомогою газоповітряної суміші. У промислових умовах встановлено і експериментально підтверджено, що стійке горіння газоповітряної суміші в поровому середовищі пісковика відбувається на режимі коефіцієнта надлишку повітря α 0,5—3,1, а переміщення горіння з місця запалювання суміші у привибійну зону — на режимі $\alpha \leq 0,7$.

3. Експериментальними та промисловими дослідженнями підтверджено припущення, що під час горіння газоповітряної суміші у зоні пласта з температурою від 600—700 °С до вихідної пластової утворюються зони з різною температурою, які створюють умови низькотемпературного окиснювання нафти, а потім, після її розгонки при 250—300 °С, у пласті накопичується достатня кількість важких залишків у вигляді смол, асфальтенів, які виділяють додатковий до існуючого кокс, достатній для підтримання і переміщення фронту горіння.

Гнідинцівське родовище. Лабораторні і промислові дослідження в умовах малов'язкої нафти, здійснені спеціалістами України, показали, що у таких нафтах низькотемпературного окиснювання утворюється достатня кількість палива (коксу) для підтримання і переміщення фронту горіння на значні відстані.

Про високу технологічну ефективність процесу внутрішньопластового вологого горіння свідчать результати дослідно-промислових робіт, проведених на родовищі Слосс у США [18]. Після повного заводнення дослідної ділянки цей процес був частиною серій дослідів з промислового відроблення способу в різних геологічних умовах з малов'язкою нафтою.

За даними статті [18], за час дослідного процесу із навколишніх свердловин, які давали чисту воду, видобули 13,5 тис. т нафти за середньодобового дебіту свердловин 13 т/добу. Вилучення становило 43 % запасів до початку процесу. Середні витрати повітря на 1 т добутої нафти — 3000 м³. У подальшому на цьому родовищі, на іншому покладі, був розпочатий великомасштабний процес, у результаті якого за 4,5 року загалом вилучили 98 тис. т нафти з повністю обводненої частини пласта.

Позитивні результати робіт на Східницькому родовищі (Україна) і родовищі Слосс (США) малов'язкої нафти були основою для проведення дослід-

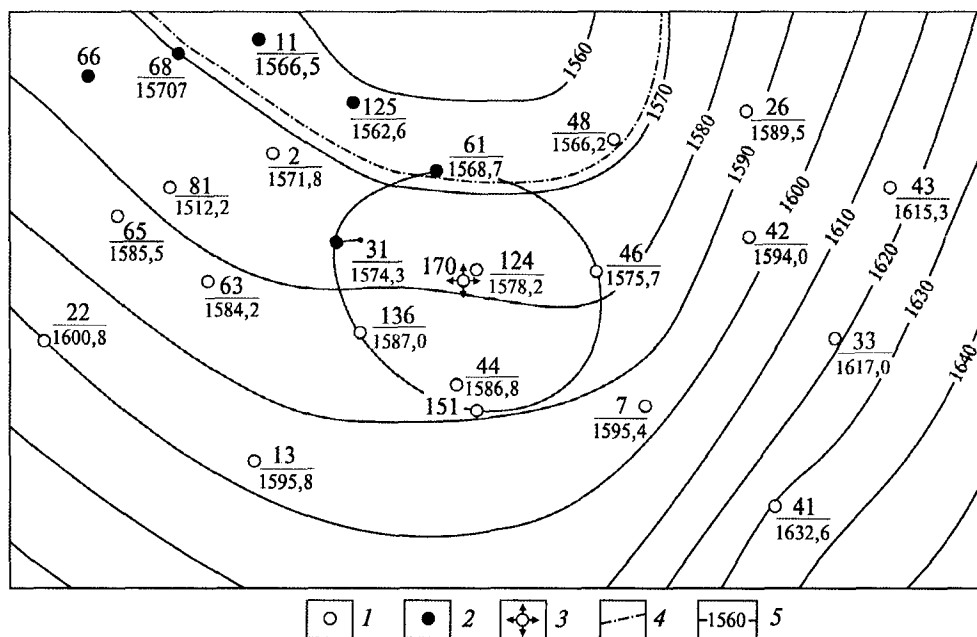


РИС. 4.63. Фрагмент структурної карти по покрівлі горизонту П₃.

Свердловини: 1 — повністю обводнені, 2 — експлуатаційні, 3 — проектна нагнітальна; 4 — поточний рівень ВНК; 5 — ізогіпси покрівлі пласта, м

ного процесу внутрішньопластового вологого горіння на одному з подібних покладів України з метою одержання інформації про режим процесу в проєктованих умовах. Для цього в інституті “Укрдіпрондінафта” розробили технологічну схему і проєкт випробування способу, які затвердила Центральна комісія Міннафтопрому СРСР. Процес був включений у Державний план розвитку технічного прогресу (ДКНТ).

Дослідна ділянка горизонту П₃ показана на загальному плані (див. рис. 4.43), окремо — площовий елемент (рис. 4.63). У центрі елемента була пробурена запалювальна нагнітальна свердловина 170. На ділянці через 100%-ве обводнення продукції свердловин вважали практично неможливим видобути ще якусь кількість нафти.

Дослідна ділянка розташована в приконтурній частині, горизонт П₃ залягає на глибині 1815—1880 м і має таку характеристику:

Площа ділянки, га	44
Нафтонасичена товщина, м	15
Пористість, %	20
Проникність, мкм ²	0,5
Поточна нафтонасиченість	0,31

В'язкість нафти у пластових умовах,	
мПа · с	1,44
Пластовий тиск, МПа	15
Температура пласта, °С	47

Оскільки всі свердловини повністю обводнені, передбачувані геологічні запаси на ділянці на початок процесу становили 337 тис. т нафти.

Перед складанням технологічної схеми процесу, що здійснювався вперше в СРСР, були проведені лабораторні дослідження з оцінки ефективності витіснення нафти, визначення режиму коксованості нафти горизонту П₃, а також питомих витрат повітря для спалювання і нагрівання одиниці об'єму пласта.

У лінійній моделі після плавного зростання температури до 200—300 °С за тиску 2 МПа відбувся різкий стрибок до 400—500 °С, що свідчило про початок горіння коксу. Водночас змінився склад вихідних газів: кількість О₂ знизилась до 2—5 %, з'явилися СО₂ (до 10 %) і СО (до 2 %). Профілі температур з просуванням горіння по довжині моделі показано на рис. 4.64.

Характерною особливістю вологого горіння нафти було зниження температури на фронті горіння: у зоні термопари IV температура горіння становила 480 °С, у зоні термопари VII не перевищувала 275 °С.

Огляд моделі показав, що весь пісковик як до фронту горіння, так і після нього практично не містив слідів нафти. Це дало змогу дійти висновку, що зона моделі пласта, яка розташована після термопари VII, де, певно, відбулося загасання горіння, оброблена парою, яка рухалася попереду фронту горіння і витискувала залишкову нафту, тобто продуктів горіння вже не було.

У пластових умовах вологе горіння має бути стійкішим порівняно з горінням у лінійній моделі. Пояснюється це тим, що проведення дослідів на лінійній моделі пласта супроводжувалося значними втратами тепла, чого не буде безпосередньо у пласті. Крім того, якщо у лінійній моделі відбувається обробка порового середовища парою і вихідними газами по перерізу моделі, то у реальних умовах через товщину пласта не може бути повного промивання величезного масиву породи і у зонах, не охоплених безпосередньо горінням, умови утворення залишкового палива (коксу) будуть набагато ліпшими.

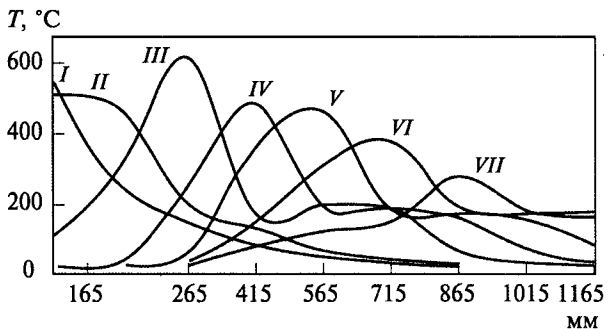


Рис. 4.64. Температурні профілі по довжині моделі (вологе горіння) у послідовні моменти часу:

I — 6 год 45 хв; II — 6 год 50 хв;
 III — 7 год 15 хв; IV — 7 год 30 хв;
 V — 7 год 50 хв; VI — 8 год 10 хв;
 VII — 8 год 35 хв

В результаті лабораторних досліджень було встановлено, що вологе горіння проходить за температури 400—480 °С, після низькотемпературного окиснювання виділяється 12—15 кг коксу в 1 м³ породи і для обробки 1 м³ порового середовища витрачається 67—73 м³/м³ повітря за нормальних умов. Ці показники були основою для проектування процесу вологого внутрішньопластового горіння на дослідній ділянці горизонту П₃.

Розрахунки технологічних показників для формування високотемпературної облямівки радіусом 200—210 м на вибраному полі виявили, що протягом 7 років потрібно закачати близько 200 млн м³ повітря, а також 390 тис. т води. За період процесу (9 років) можна видобути 133 тис. т нафти з обводненої ділянки площею 44 га за питомих витрат повітря 1470 м³/т і водонафтового фактора — 5,8.

Як обладнання було вирішено використовувати існуючі компресорні установки (ОВГ-3) та інші механізми. Шість обводнених свердловин дослідної ділянки (31, 44, 46, 61, 136 та 151), були відновлені для видобутку нафти у період процесу.

Всупереч багатьом протирічним поглядам не тільки вчених, а й деяких виробничників, у вересні 1981 р. запроєктований процес було розпочато.

У період нагнітання повітря протягом 3 міс процес окиснювання і горіння нафти почався самозапалюванням без ініціювання шляхом подачі додаткового палива.

Починаючи з 1982 р., роботи з подальшого здійснення контролю, спостереження і досліджень за вимогою об'єднання “Укрнафта” були доручені іншій групі спеціалістів.

За результатами робіт [166], основна невідповідність фактичного ходу процесу проектному полягала в тому, що він розвивався не в передбачених межах, а у вигляді смуги від св. 170, яка розширювалася у напрямку склепіння структури (рис. 4.65).

У 1981 р. повітря нагнітали з витратами 18—36 тис. м³/добу і подальшим збільшенням до 50—60 тис. м³/добу. Максимально досягнутий темп закачування повітря у березні—квітні 1986 р. становив 100—110 тис. м³/добу. До липня 1983 р. включно згідно з проектом повітря закачували у нагнітальну свердловину 170, а з серпня — додатково у нагнітальну свердловину 124.

Для підтримання горіння в іншій частині пласта наприкінці вересня 1987 р. почали закачувати повітря у св. 172, розташовану у північній частині. Через 2,5 міс у продукції св. 151 значно збільшився вихід газу з концентрацією азоту до 45—90 % за відсутності у газі кисню. Для створення рівномірного поширення фронту горіння міняли нагнітальні свердловини, в які закачували 30 тис. м³/добу повітря. І незважаючи на це, фронт горіння рухався у напрямку св. 65 і 81 до склепіння покладу, де на той час уже сформувалася газова шапка із газів горіння від закачування повітря у св. 170 і 172.

Як показали дослідження, під час нагнітання повітря і переміщення фронту горіння у центральній частині покладу до 1991 р. спостерігалася повна утилізація кисню.

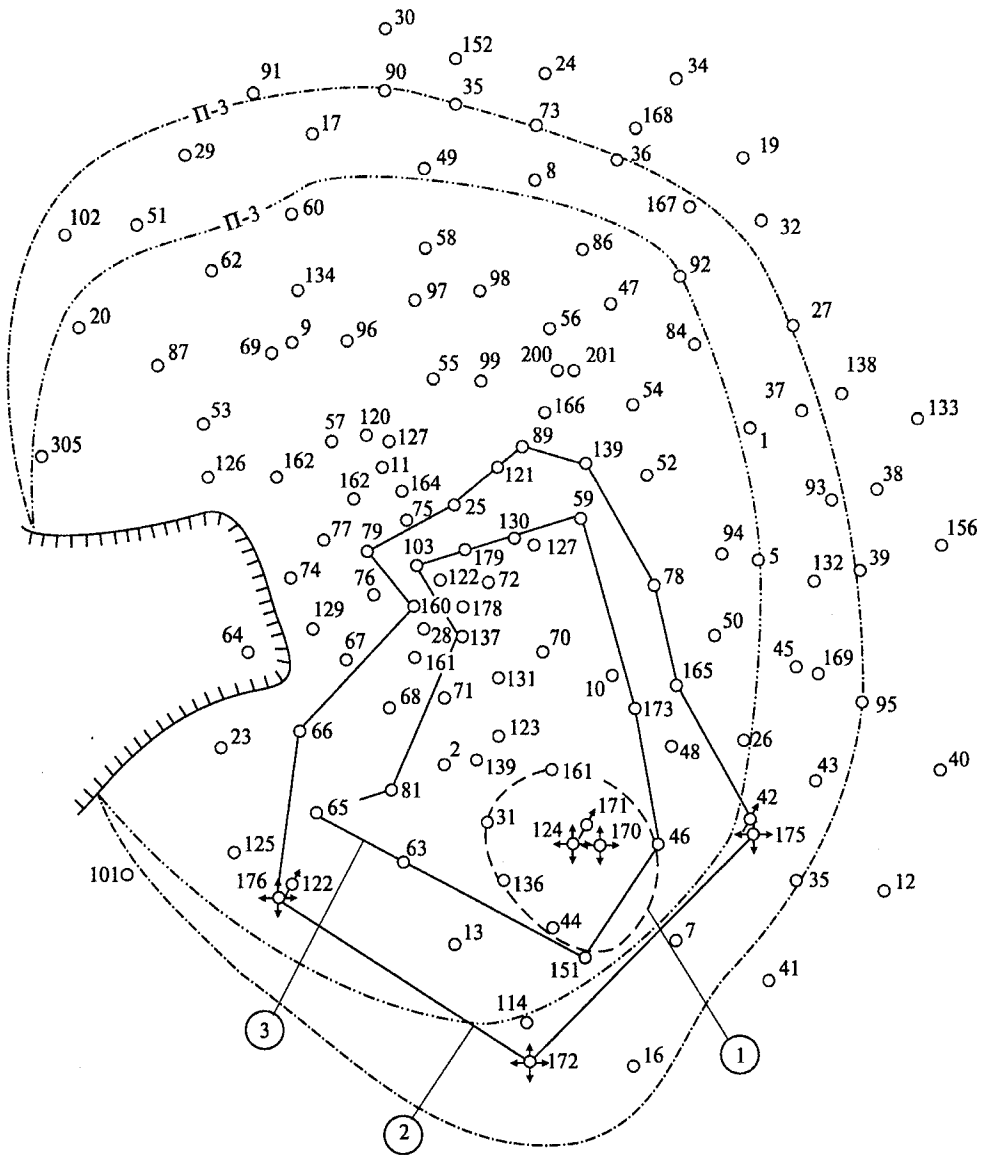


РИС. 4.65. Межі дослідної ділянки горизонту П₃ Гнідинцівського родовища.

Цифри в кружках: 1 — за технологічною схемою 1979 р.; 2 — за станом на 01.09.1993 р.; 3 — зона реагування

Аналіз динаміки фактичних показників процесу показав [166], що внаслідок інтенсивного вторгнення води із законтурної зони в зону нагнітання повітря був створений процес вологого горіння за рахунок природного напору води за водоповітряного співвідношення 0,016—0,012.

Е.Б. Чекалюк [167] здійснив оцінні розрахунки витрат палива для компримування повітря, що нагнітається, і встановив, що залежно від глибини

ТАБЛИЦЯ 4.10. Розрахунок витрати палива для компримування повітря

Показник	Глибина залягання пласта, м					
	70	160	320	660	1200	2000
Тиск нагнітання, МПа	1,0	2,5	5,0	10,0	18,0	30,0
Питома витрата палива (енергії) для компримування повітря, кг/м ³	60,7	86,6	111,0	135,0	157,1	217,2

впливу зростають витрати палива (енергії) на обробку 1 м³ пласта і що вони більші за кількість нафти, яка міститься у цьому об'ємі пласта (табл. 4.10).

Подальша розробка способів теплового впливу пов'язана зі зниженням енергоємності процесів — це дуже перспективне і актуальне завдання.

Теоретичні, лабораторно-експериментальні і промислові дослідження з розробки технологій теплових способів підвищення нафтовіддачі, здійснені в Україні, розширили пізнання у цій галузі і виявили таке.

1. Розроблені технології теплових способів впливу теплоносіями і внутрішньопластовим фронтом сухого і вологого горіння мали вплив на змінення температурних умов у пласті, що сприяло вилученню додаткової нафти, яку традиційними методами розробки вилучити неможливо.

2. Процесами впливу теплоносіями на трьох об'єктах (МЄП, Міріам, Урич) доведена принципова можливість видобування додаткової нафти в межах 7—23 % незалежно від її в'язкісної характеристики на рівні рентабельності.

3. Процес внутрішньопластового фронту вологого горіння можна здійснити на виснажених покладах після заводнення. Така можливість доведена дослідженнями на Східницькому і Гнідинцівському родовищах.

4. Розроблені українськими фахівцями нові технології і розрахунки теплових способів підвищення нафтовіддачі за технічного забезпечення відповідним обладнанням можна успішно застосовувати на покладах глибиною до 3000 м.

5. Тепловий вплив способом високотемпературних об'ємів у поєднанні із заводненням, запропонований і розроблений українськими фахівцями, забезпечує найраціональніше використання теплової енергії, що вводиться у пласт.

6. Під впливом високотемпературних об'ємів значно знижуються питомі витрати теплоносія у межах 3—10 т/т і повітря за вологого горіння — 1000—3000 м³/т, що знаходиться в межах економічної рентабельності.

7. Правильний вибір способу теплового впливу на пласт, визначення технологічних і техніко-економічних показників, а також оцінку процесу можна здійснити тільки на основі технологічної схеми і проекту облаштування, в яких мають бути відображені геологічні умови, технічне озброєння і економічна кон'юнктура.

8. Проведені роботи визначили напрям подальших досліджень із удосконалення і застосування теплових способів для максимального відбору нафти з розвіданих балансових запасів.

9. Як один з напрямів можна рекомендувати використання водного терморозчинника з додаванням хімічних реагентів, за допомогою яких можна здійснити формування високотемпературних об'ємів з меншими витратами теплової енергії.

4.4. Фізичні методи

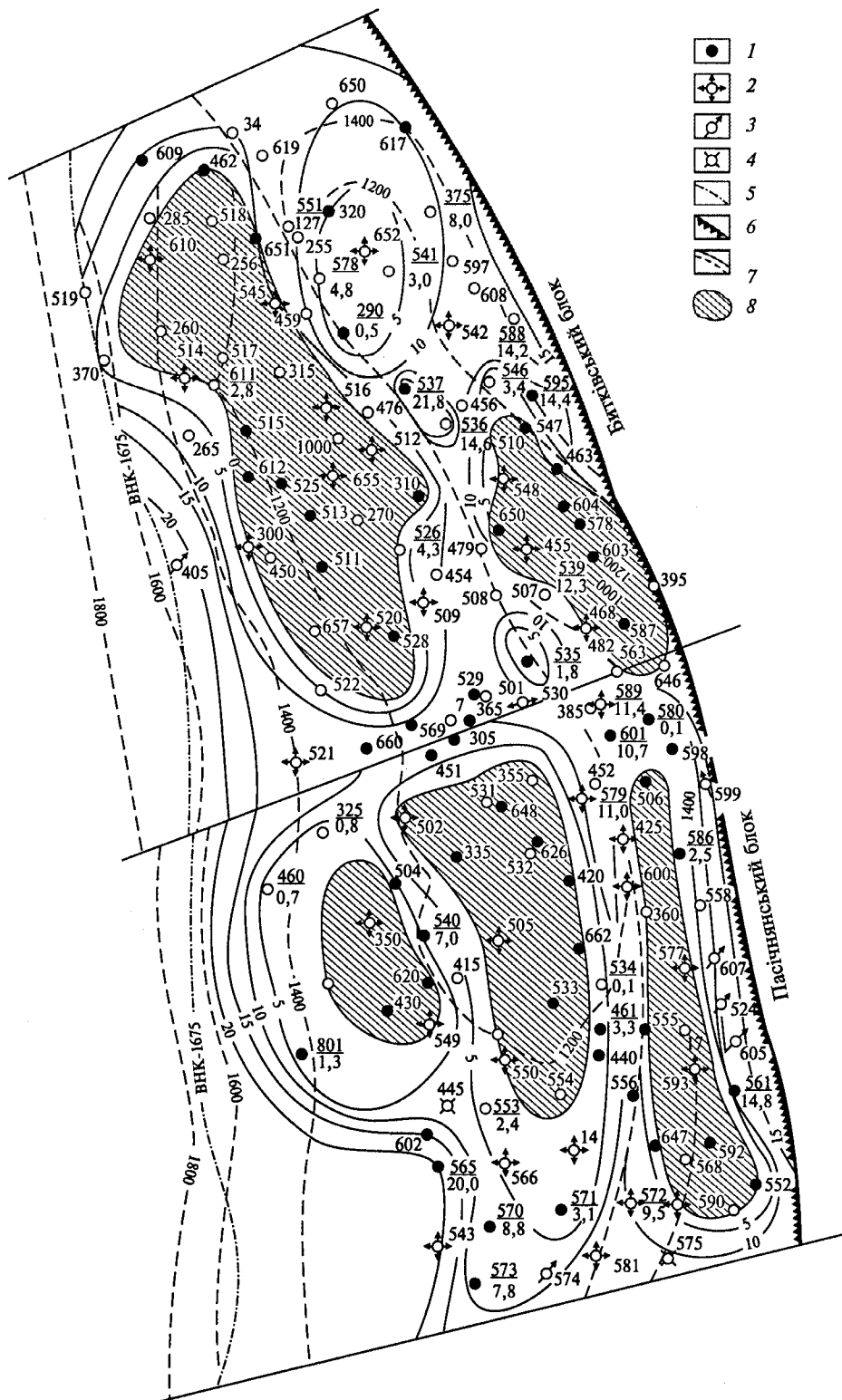
До розробки фізичних методів, застосованих на родовищах України, в першу чергу слід віднести дослідження з витіснення нафти газом. Механізм витіснення нафти газом полягає в тому, що змішуваність газу з нафтою досягається багаторазовим контактуванням, у результаті чого утворюються умови збагачування закачаного газу, в якому містяться велика кількість метану, проміжні легкі компоненти з нафти (C_2-C_4), однак для цього потрібно забезпечення високого тиску в пласті.









Перші роботи із застосування газу — газова репресія, так званий спосіб Марієта, були виконані ще в 1930-х роках на ямненському горизонті Східницького родовища і показали позитивні результати. Цей метод був використаний також на бориславському пісковіку однойменного родовища. Важливим етапом застосування методу стало здійснення процесу в 1952 р. на великому нафтовому родовищі — менілітових відкладах Битківського родовища (Глибинної складки).

В подальшому з удосконаленням методу були розроблені способи, які поєднували закачку газу з водою послідовно або у суміші, а також поперемінне їх нагнітання. Газоводяний спосіб сприяє підвищенню коефіцієнта охоплення процесом на ~15 %.

Битківське родовище (Глибинна складка). Менілітові відклади родовища (складка Глибинна) почали розроблювати в 1951 р. У 1951—1962 рр. розробку вели на режимі природного виснаження пластової енергії, в результаті чого знизився пластовий тиск з 27 до 14,1 МПа і підвищився газовий фактор до 900 м³/т. У зв'язку з цим у 1963—1969 рр. перепуск газу з нижчезалягаючого еоценового покладу відбувався внаслідок різниці пластових тисків. Перепуск газу (1982 млн м³) здійснювали через 23 свердловини, понад 76 % його закачали в склепінну частину Битківського і Пасічнянського блоків, де зосереджені основні запаси нафти. Це дало змогу підвищити пластовий тиск до 18,1 МПа.

Максимальний об'єм перепуску газу був досягнутий у 1966 р. — 536 млн м³. Основний об'єм газу перепущений через св. 19, 27, 468, 512, 516, 520, 529, 530 Битківського і св. 23, 25, 505, 550 Пасічнянського блоків, він становив 259 млн м³ (рис. 4.66). Перепуск газу зменшив темп падіння видо-



- 1 
- 2 
- 3 
- 4 
- 5 
- 6 
- 7 
- 8 

бутку нафти з 280 т/добу в 1964 р. до 80 т/добу в 1969 р. У зв'язку зі значним зниженням пластового тиску в еоценовому покладі перепуск газу припинили. Після цього були проведені роботи із закачки в менілітові відклади води (заводнення) в ті самі свердловини.

Паралельно із використанням перепуску газу і методу заводнення в інституті “Укрдипроднафта” велись експериментальні дослідження із застосування газоводяної репресії для менілітових відкладів. Цьому передувало проведення великого об'єму експериментальних досліджень. За даними Ю.М. Островського [168], їх проводили на моделях пластів, складених з природних порових середовищ, за керованим матеріалом. При цьому зразки породи підбирали так, щоб фізичні властивості пласта — пористість, проникність, були близькими до усереднених колекторських властивостей природних пластів.

В експериментах використовували пластові і рекомбіновані проби відповідних родовищ в умовах відповідних природних тисків і температур.

Для випадку, коли пластові тиски перевищують тиск насичення, встановлена залежність коефіцієнта витіснення нафти Битківського родовища η від кількості закачаної газоводяної суміші в частках початкового об'єму нафти в зразку Q , одержаних за різних значень параметра R :

$$R = \frac{q_v}{q_v + q_r}, \quad (4.7)$$

де R — вміст води в сумарному потоці витискувальних агентів, частки одиниці; q_v , q_r — приведені до умов досліду об'ємні витрати відповідно води і газу, що нагнітаються.

Коефіцієнт витіснення під дією спільного впливу газом і водою може досягати 0,73—0,75, якщо кількість закачуваного газоводяного агенту дорівнює двом нафтонасиченим поровим об'ємам ($Q = 2$).

Через велику рухомість газу порівняно з водою майже одночасний прорив обох агентів настає при $R = 0,65$. При $R > 0,65$ відбувається прорив води, при $R < 0,5$ першим проривається газ.

Досліди з витіснення газованої нафти Битківського родовища газоводяною сумішшю проводили після попереднього виснаження моделі пласта на режимі розчиненого газу. Утворена при цьому початкова газонасиченість змінювалась до 10 %.

Визначено, що при $Q = 2$ коефіцієнт витіснення нафти газоводяними сумішами досягає 0,69—0,7, а з урахуванням нафтовіддачі в умовах режиму

◀ **Рис. 4.66.** Структурна карта Битківського і Пасічянського блоків Битків-Бабченського родовища.

Свердловини: 1 — експлуатаційні, 2 — нагнітальні, 3 — контрольні, 4 — ліквідовані; 5 — зовнішній контур нафтоносності; 6 — фронт складки; 7 — тектонічні порушення; 8 — ділянки можливого випадіння парафіну в привибійній зоні свердловини

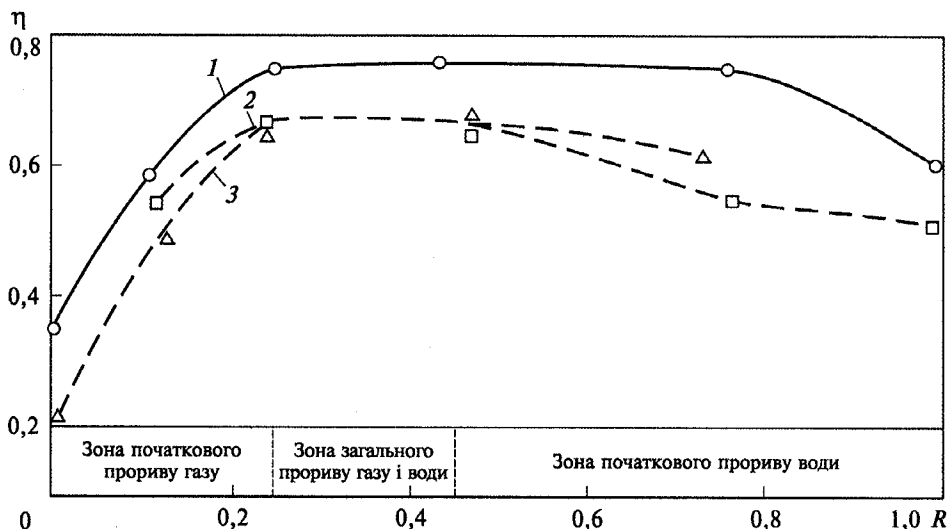


РИС 4.67. Залежність коефіцієнта витіснення газу на момент прориву агенту, що нагнітається, від складу газодояної суміші. Битківське родовище:

1 — при $Q = 2$; 2 — при прориві води; 3 — при прориві газу; Q — початковий об'єм нафти у зразку; R — вміст води в сумарному потоці витискувальних агентів

розчиненого газу — 0,74—0,76 (рис. 4.67). Під час витіснення газу газодояними сумішами максимальні значення коефіцієнта витіснення були досягнуті при $Q = 2$, якщо $0,25 > R > 0,75$, що показано безперервною лінією на рис. 4.67.

Результати експериментальних досліджень на Надвірнянському нафтопереробному заводі показали, що коефіцієнт витіснення битківської нафти сумішшю сульфатних вод і загальних стоків цеху синтетичних жирних кислот (СЖК) у співвідношенні 1 : 3 і 1 : 4 при $Q = 2$ становить 0,65 [168].

Для здешевлення процесу за підвищеної нафтовіддачі дослідження треба продовжити.

Експериментами встановлено, що на першій стадії оптимальною модифікацією для менілітових відкладів є газодояна репресія, яка вирівнює охоплення витісненням у неоднорідно-шаруватих породах. Одержані результати стали основою для розробки технології підвищення нафтовіддачі менілітових відкладів Битківського родовища шляхом газодояної репресії.

В 1972 р. після додаткового облаштування (будівництво компресорного і водонасосного господарства) на родовищі почали застосовувати газодояну репресію. В 1972—1979 рр. кількість нагнітальних свердловин під закачування газодояної суміші збільшилась, були використані свердловини, де раніше здійснювали перепуск газу: 455, 468, 512, 516, 520, 545, 548, 573, 655. Газодояну суміш закачували в менілітові відклади Битківського і Пасічнянського блоків, з яких здійснювали основний відбір нафти. Розширити процес на інші блоки не вдалося через технічну обмеженість.

Об'єм газу, що нагнітається, в 1974—1977 рр. знаходився на рівні 184—208 млн м³/рік, води — 56—514 тис. м³/рік.

У 1979 р. кількість свердловин з газовим фактором понад 5000 м³/т збільшилась до 7. Такий високий газовий фактор можна пояснити проривом газу, що нагнітається, в напрямку зазначених свердловин. Разом із зростанням газового фактора збільшилась і обводненість продукції свердловин до 34,5 %.

Непропорційне збільшення води в суміші призвело до порушень технології процесу газоводяної репресії. З урахуванням складності геологічної будови менілітових відкладів слід зауважити, що змінення співвідношення газу і води в суміші спричинювало прорив того чи іншого флюїду.

В 1978—1980 рр. об'єми закачки газу досягли максимуму — близько 300 млн м³/рік, і в подальшому, майже до 1984 р., утримувались на рівні 250 млн м³/рік. У ті самі роки були зафіксовані максимальні об'єми води в покладі, в середньому нагнітали ~800 тис. м³/рік.

У 1985—1995 рр. через відсутність ресурсів газу і води об'єми закачаної суміші значно скоротились: газу — до 15—18 млн м³/рік, води — до 100 тис. м³/рік; тому не відбулось очікуваного підвищеного відбору додаткової нафти.

В період здійснення процесу проектна технологія не була виконана в повному обсязі, зафіксовано значні відхилення об'ємів і співвідношення суміші, що закачується, але не зважаючи на ці недоліки, газоводяна репресія справила позитивний вплив на відбір додаткової нафти.

Аналіз розробки менілітових відкладів із застосуванням газоводяної репресії показав, що в блоках, де здійснювали процес, знизилось падіння видобутку нафти, а в свердловинах, що знаходяться в зоні впливу, спостерігалось підвищення дебітів нафти на 0,5—9,2 т/добу і на цьому рівні зберігалось тривалій час.

За період перепуску газу і застосування газоповітряної репресії вилучено понад 1 млн т додаткової нафти.

Заштрихована на рис. 4.68 ділянка кривої динаміки видобутку нафти на складці Глибинна показує кількість додатково видобутої нафти.

Нафтовіддача в блоках виявилась неоднаковою, найбільша на 01.93 р. була досягнута на Битківському і Пасічнянському блоках — 16 %, для всього

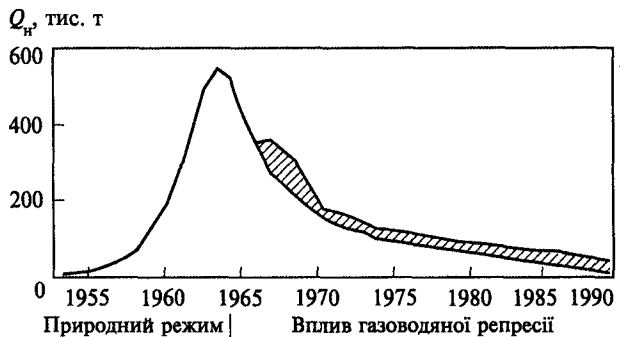


Рис. 4.68. Динаміка видобутку нафти на складці Глибинній Битківського родовища в 1955—1995 рр.

покладу вона становила 9,8 %, а найменша виявилась у Любіннянському блоці — 3 %.

В інституті “Укрдіпрондінафта” для підвищення ефективності газоводяної репресії проводились експериментальні дослідження з поєднання цього способу із застосуванням ПАР [169]. Установлено, що проникність порового середовища із використанням газоводяної репресії можна знизити в кілька разів шляхом створення в пласті облямівки з газової емульсії, стабілізованої ПАР (СГЕ). Гальмівна дія СГЕ зберігається тривалий час.

Наявність у поровому середовищі залишкової нафти призводить до руйнування емульсії і знижує гальмівний ефект СГЕ для фільтрації газу і води. Тому автори досліджень рекомендували як один з можливих методів боротьби з руйнівною дією нафти на СГЕ спосіб створення кількох послідовних облямівок СГЕ. Для цього проводили експериментальні дослідження з виявлення оптимальної облямівки за допомогою СГЕ [169]. Установлено залежність нафтовіддачі пласта від об’єму облямівки й ефективність створення в пласті кількох послідовних облямівок різних об’ємів з газової емульсії, стабілізованої ПАР для підвищення газоводяної репресії (табл. 4.11).

Відповідно до результатів експериментальних досліджень, створення в пласті облямівки розміром 0,01 порових об’ємів (PV) дає змогу збільшити нафтовіддачу пласта на 2,3 %; із збільшенням об’єму облямівки кількість додатково вилученої нафти підвищиться. Зі збільшенням облямівки від 0,01 до 0,05 PV (досліди 2, 3) нафтовіддача підвищилась на 5,7 %, від 0,1 до 0,5 PV (досліди 4, 5) — всього на 1,8 %. Як видно, існує деякий оптимальний об’єм

ТАБЛИЦЯ 4.11. Результати експериментальних досліджень з виявлення оптимальної облямівки за допомогою СГЕ

Показник	Номер дослідю							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Співвідношення проникності шарів, K_1/K_2	1,9	1,9	1,8	1,8	1,9	1,8	1,9	1,9
Початкова нафтонасиченість, %	76,1	72,3	74,5	75,1	71,2	73,4	69,1	70,9
В’язкість нафти, мПа · с	2,0	1,97	2,6	2,05	2,1	1,95	1,98	2,03
Об’єм закачаної газоводяної суміші, $V_{\text{пор}}$	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Об’єм облямівки СГЕ, $V_{\text{пор}}$	0	0,01	0,05	0,1	0,15	0,15*	0,15**	0,053
Нафтовіддача на кінець витіснення, %	61,8	64,1	69,8	73,1	74,9	65,9	77,3	75,3
Приріст нафтовіддачі, %	0	2,3	8,0	11,3	13,1	4,1	15,5	13,4

* Закачка розчину NaOH концентрацією 5 %. ** Закачка суміші NaOH концентрацією 5 % і ОП-10 концентрацією 0,5 %.

облямівки, вище за який зростання нафтовіддачі не буде високим. Отже, збільшувати об'єм 0,15 PV облямівки, сформованої за допомогою СГЕ, недоцільно.

Проте з додаванням 0,5%-го розчину NaOH нафтовіддача підвищилась на 4,1 %, а із закачуванням суміші NaOH і ОП-10 при 5%-й концентрації — на 15,5 %, тобто більше, ніж у випадку облямівки СГЕ того самого об'єму.

Таке зростання нафтовіддачі пояснюється тим, що із закачуванням у пласт розчину NaOH унаслідок дуже низького поверхневого натягу на межі нафта—розчин відбувається довідмивання залишкової нафти з пор, по яких раніше рухались вода або газ.

У випадку спільного застосування розчинів ПАР і NaOH для регулювання газоводяної репресії вищої нафтовіддачі досягають унаслідок одночасного прояву двох механізмів витіснення нафти — збільшення охоплення пласта процесом і довідмивання залишкової нафти.

Ці дослідження показали принципову можливість застосування розчинів ПАР, лугів та їх сумішей для підвищення ефективності і регулювання процесу газоводяної репресії. Використання цього способу дасть змогу підвищити нафтовіддачу на 13—15 % і вдвічі знизити непродуктивні витрати газу, що закачується.

З урахуванням того що продуктивні відклади складки Глибинна є пропластками, що чергуються, різної проникності, ефективність процесу в таких умовах буде вищою. Для умов менілітових відкладів перевагу надають закачуванню кількох послідовних облямівок СГЕ, що просуваються по пласту газоводяною сумішшю.

Втім слід зазначити, що результати досліджень і рекомендації з удосконалення технології газоводяної суміші не реалізовані в промислових умовах Битківського родовища, де були такі можливості.

Разом з наявними позитивними результатами промислового застосування газоводяної репресії на Битківському родовищі, що вперше здійснювалось на родовищах колишнього СРСР, були і недоліки, які негативно вплинули на ефективність процесу, насамперед це стосується відхилень від проектних показників:

- нерівномірне нагнітання газоводяної суміші, іноді майже до припинення її подачі в окремі блоки;
- недостатній тиск нагнітання газу — замість 25 МПа в середньому він становив 14,5—15 МПа;
- скорочення кількості газоводонагнітальних свердловин.

Для підвищення ефективності процесу газоводяної репресії треба продовжити роботи і реалізувати запропоновані заходи.

4.5. Фізико-хімічні методи

Старосамбірське родовище. Відкрито в 1969 р. на глибині 3300—3700 м. Основне промислове скупчення нафти приурочено до ямненського горизонту, який введений у розробку на природному режимі. Горизонт складений з шести пластів, розкритих одним фільтром. Пласти взаємопов'язані і характеризуються коефіцієнтом злиття від 0,07 до 0,39. Найбільшу товщину (в середньому 29 м) має нижній, шостий, пропласток, витриманий по всій площі.

Першу технологічну схему розробки родовища виконало в 1974 р. ЦНДІ об'єднання “Укрнафта” разом з інститутом “Укрдіпрондінафта”. Було встановлено, що основним об'єктом розробки є ямненський горизонт, і визначено, що його площа становить 298 га. Характеристика горизонту: середня нафтонасичена товщина — 60 м; пористість — 12 %; проникність — $13,5 \times 10^{-3}$ мкм²; нафтонасиченість — 0,75; в'язкість нафти — 5,6 мПа · с; вміст парафіну — 10 %; початковий пластовий тиск — 46 МПа.

Горизонт розроблювали на режимі розчиненого газу.

За розрахунками початкові балансові запаси становили 10,72 млн т, видобувні — 3,54 млн т, кінцева нафтовіддача із застосуванням приконтурного заводнення за проектом мала становити 0,33.

У 1977 р. згідно з технологічною схемою розпочали приконтурне заводнення через 9 нагнітальних свердловин (рис. 4.69). З початку приконтурного заводнення вже було зрозуміло, що проектні показники не будуть виконані. Тому в 1979 р., згідно із вказівкою Центральної комісії з розробки родовищ нафти і газу (ЦКР), розпочали закачування водних розчинів ПАР.

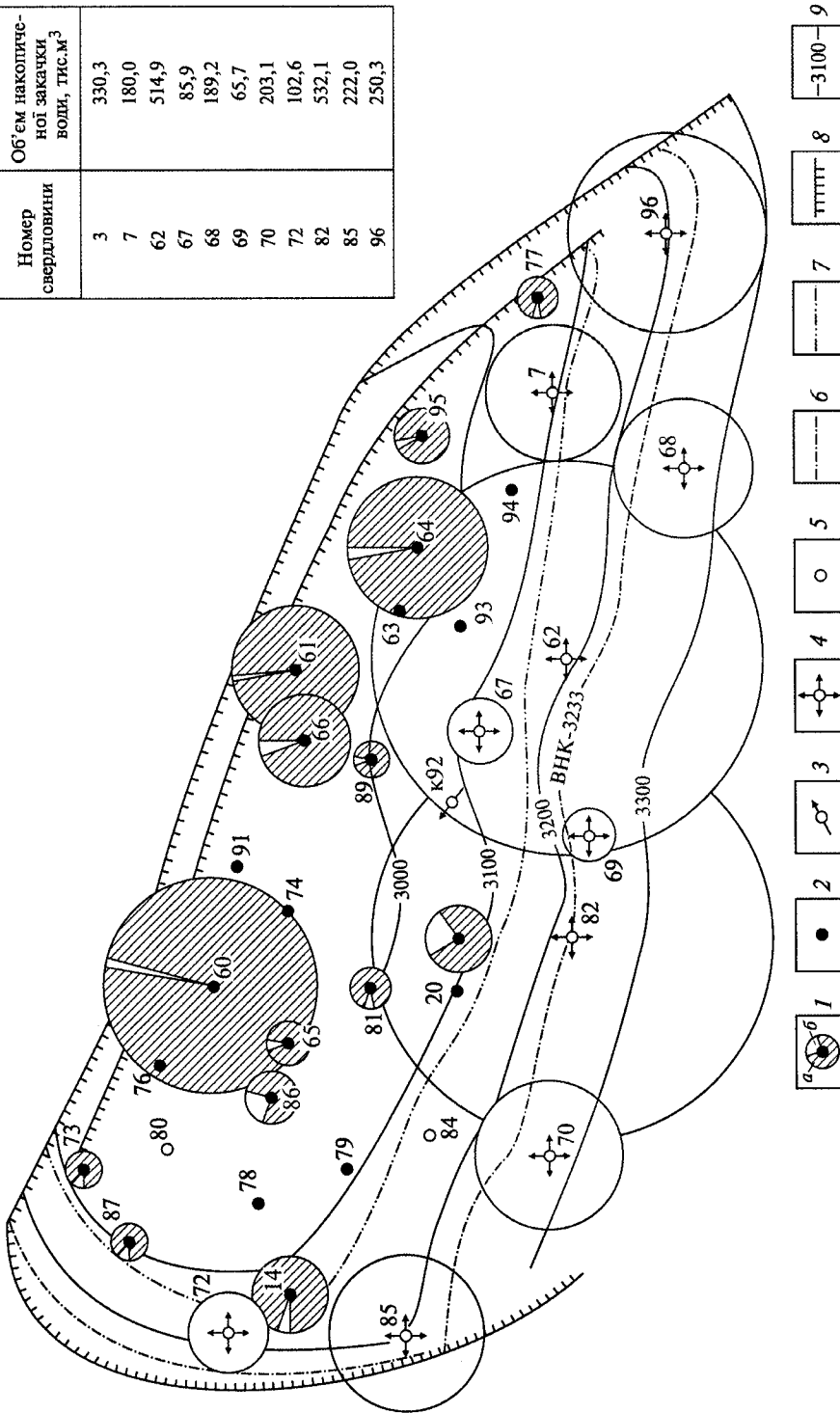
Після експериментальних досліджень з визначення концентрації ПАР як нагнітальний агент для приготування розчину ПАР була рекомендована суміш сульфонолу з превоцелом (або ОП-10) у співвідношенні 1 : 1 загальною концентрацією 0,05 %.

У 1988 р. у зв'язку з припиненням поставки превоцелу по імпорту в ЦНДІ були проведені додаткові експериментальні дослідження із застосування нового реагенту — неонолу в сполученні з сульфонолом. Дослідження показали, що водні розчини суміші сульфонолу з неонолом мають такі самі нафтовитискувальні властивості, як і суміші сульфонолу з превоцелом, тому з 1988 р. у ямненський горизонт почали закачувати таку суміш згаданої концентрації.

Станом на 01.91 р. в ямненський горизонт було закачано 2,3 млн м³ водних розчинів ПАР, які становлять 14,1 % об'єму нафтонасичених пор, і за 12 років (1979—1990) було вилучено 61,2 тис. т додаткової нафти.

Нафтоносну площу умовно розбили на три укрупнені ділянки (рис. 4.69). На першій ділянці водні розчини ПАР нагнітали в 3 свердловини, під впливом знаходилось 11 видобувних свердловин. Приймальність нагнітальних свердловин стабільно становила 70—90 м³/добу розчину ПАР. Під впливом

Номер свердловини	Об'єм накопиченої закачки води, тис.м ³
3	330,3
7	180,0
62	514,9
67	85,9
68	189,2
69	65,7
70	203,1
72	102,6
82	532,1
85	222,0
96	250,3



РІС. 4.69. Карта сумарних відборів рідини, обводненості та закачки води.

1 — вміст нафти (а) і води в продукції (б); свердловини: 2 — видобувні, 3 — контрольні, 4 — нагнітальні, 5 — проектні, 6 — контур нафтоносності; 6 — зовнішній, 7 — внутрішній; 8 — фронт складки; 9 — ізотіпіс покривіл ямненського горизонту, м; 1 см радіуса кола обводненості відповідає 10 тис. т накопиченої видобутої рідини і закачки води; 1 см радіуса кола видобувних свердловин відповідає 10 т/добу рідини, нагнітальних свердловин — 100 м³/добу

знаходились усі шість пластів, і всі видобувні свердловини реагували на вплив розчинами ПАР.

На другій ділянці закачку водних розчинів здійснювали через чотири нагнітальні свердловини, а вилучення продукції — через дев'ять видобувних. Незважаючи на неоднорідність горизонту, в окремих свердловинах за період впливу розчинами ПАР більш стабільні і підвищені дебіти спостерігали у видобувних свердловинах, розташованих у присклепінній частині покладу, причому з невисокою обводненістю продукції (1—10 %) і газовим фактором 70—160 м³/т. Найбільшим впливом були охоплені пласти 1—5. Компенсація відбору на цій ділянці на 01.90 р. становила 123 %.

На третій ділянці закачку ПАР здійснювали через три нагнітальні свердловини з охопленням усіх шести пластів горизонту, а вилучення нафти — через три видобувні свердловини. Компенсація відбору продукції на цій ділянці перевищила 300 %.

Через обмеженість кількості видобувних свердловин на третій ділянці, за даними Б.В. Хоми і Ю.М. Смука [171], нагнітання розчину мало вплив на зростання дебітів у свердловинах другої ділянки. Отже, через 10 нагнітальних свердловин здійснювали закачку водних розчинів ПАР, якими охопили впливом всю нафтонасичену площу ямненського горизонту.

В період нагнітання (1985—1990) пластовий тиск стабілізувався на всій площі на рівні 28,7 МПа. Проведення термометрії в дев'яти видобувних свердловинах показало, що коефіцієнт охоплення процесом заводнення розчинами ПАР виявився високим — від 0,6 до 0,93.

У табл. 4.12 наведені показники закачки розчинів і щорічний видобуток додаткової нафти [171].

Станом на 01.97 р. у результаті процесу було вилучено 79,2 тис. т додаткової нафти [171].

Втім слід нагадати, що Старосамбірське родовище знаходиться у гірській місцевості в басейні р. Дністер та його приток. Нагнітання водних розчинів ПАР здійснювалось під високим тиском — 20 МПа, що призводило до розриву нагнітальних трубопроводів, особливо в зимовий період. Попадання розчинів в притоки Дністра погрожувало забрудненню навколишнього середовища і порушенню екології басейну річки.

З урахуванням обставин, що склалися з незадовільним вирішенням питання транспортування на території ділянки розчинів ПАР до вибоїв нагнітальних свердловин, у 1992 р. роботи були припинені. Проте дія ПАР на витіснення нафти тривала, тому з метою використання накопиченого розчину в пласті продовжували нагнітання води для переміщення створеної облямівки, і такий захід сприяв подальшому витісненню нафти. За даними авторів проекту, цей процес знаходиться на рівні проектної економічної рентабельності [171].

Можливо, з удосконаленням процесу впливу і створення екологічно чистої технології транспортування водних розчинів ПАР до вибоїв нагнітальних

ТАБЛИЦЯ 4.12. Показники застосування ПАР на Старосамбірському родовищі

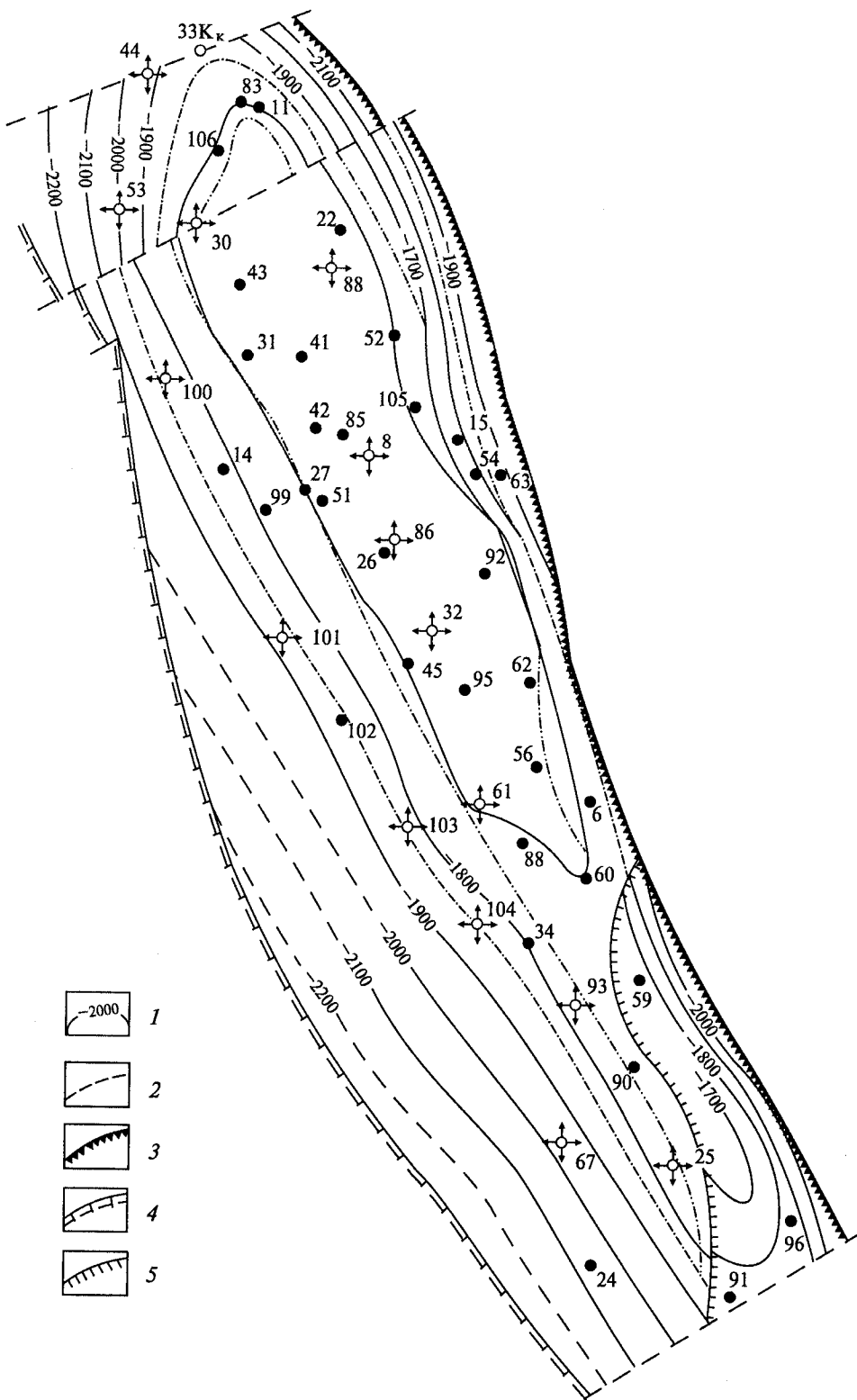
Рік	Річний видобуток нафти, тис. т		Закачка води, тис. т		ОП-10, т		Превоцел, т		Неонол, т		Сульфонол, т	
	усього	у тім числі за рахунок ПАР	річна	накопичена	річна	накопичена	річна	накопичена	річна	накопичена	річна	накопичена
1979	90,9	—	219,2	403,4	5,1	5,1	—	—	—	—	5,4	5,4
1980	84,8	6,5	200,1	603,5	43,3	48,4	—	—	—	—	39,3	44,7
1981	80,2	4,5	231,2	834,7	52,4	100,8	—	—	—	—	58,8	103,9
1982	83,7	5,4	222,1	1056,8	55,4	156,2	—	—	—	—	55,4	158,9
1983	79,0	2,5	218,0	1274,8	35,3	191,5	23	23	—	—	59,5	218,4
1984	75,2	2,7	216,5	1491,3	13,4	204,9	44,6	67,6	—	—	62,0	280,4
1985	77,0	4,1	225,0	1716,3	1,6	206,5	24,3	91,9	—	—	86,7	367,1
1986	76,6	5,1	200,0	1916,3	—	206,5	49,1	141,0	—	—	50,9	418,0
1987	74,8	7,0	200,0	2116,3	—	206,5	49,1	190,1	—	—	50,9	468,9
1988	72,8	7,2	200,0	2316,3	—	206,5	21,4	211,5	29,0	29,0	50,0	518,9
1989	67,2	8,0	180,0	2496,3	—	206,5	—	211,5	45,0	74,0	45,0	563,9
1990	61,9	8,1	180,0	2676,3	—	206,5	—	211,5	45,0	119,0	45,0	608,9

свердловин технологічно і економічно він буде ефективнішим, про що свідчать позитивні результати від застосування водних розчинів ПАР.

Водночас доцільно продовжити експериментальні дослідження з визначення оптимальної концентрації суміші сульфонолу з неонолом, імовірно, треба вивчити в лабораторних умовах вплив на витіснення нафти більшої концентрації суміші.

Струтинське родовище. Відкрито в 1962 р., у промислову розробку було введено в 1967 р. на основі розробленої технологічної схеми. Смогоподібні поклади менілітових і вигодських відкладів експлуатуються одним фільтром. Основними об'єктами розробки є нижні менілітові відклади, нафтоносна площа яких становить близько 500 га. Верхні та середні менілітові відклади також приєднані до експлуатації. Тому менілітові відклади за технологічною схемою розглядали як один об'єкт [172].

За структурою поклад розбитий на п'ять блоків (рис. 4.70). Характеристика менілітових відкладів: середня нафтонасичена товщина пласта — 10,7 м; середня пористість пісковиків — 9,4 %; проникність — $23,8 \cdot 10^{-3}$ мкм².



Видобувні запаси нафти, за оцінкою ЦНДЛ об'єднання “Укрнафта” [172], в цілому по родовищу становили 3696 тис. т при коефіцієнті нафтовилучення 0,21. На площі на 01.91 р. експлуатували 46 видобувних (з них 36 розташовані в зоні закачування ПАР) і 16 нагнітальних свердловин. У приконтурній частині розташовано 12 нагнітальних свердловин, решта — в склепінній частині покладу. Було передбачено приконтурне заводнення і заводнення в окремі свердловини на склепінні структури.

У зв'язку зі збільшенням обводненості продукції для поліпшення розробки й інтенсифікації заводнення з початку 1975 р. перейшли на імпульсну закачку води з підвищенням тиску нагнітання від 13,7—15,7 до 18,6—19 МПа.

До 1979 р. у пласти через нагнітальні свердловини, розташовані в приконтурній частині, було закачано 3,2 млн т води.

З метою подальшого удосконалення розробки родовища і підвищення нафтовіддачі покладів за рекомендацією Івано-Франківського інституту нафти і газу (нині Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу) була розглянута можливість застосування розчинів ПАР.

Перед тим як почати дослідно-промислові дослідження, в ЦНДЛ об'єднання “Укрнафта” були проведені експериментальні дослідження з визначення оптимальних концентрацій розчину ПАР для умов менілітових відкладів родовища. Встановлено, що як розчин ПАР слід застосовувати суміш сульфонолу з превоцелом (або ОП-10) у співвідношенні 1:1 концентрацією 0,05 %.

В 1979 р. ЦНДЛ склала технологічну схему розробки родовища із застосуванням розчину ПАР. При цьому показники запасів нафти по блоках, які знаходились під впливом розчину ПАР, були прийняті такі: балансові — 11 195, видобувні — 3030 тис. т; коефіцієнт нафтовіддачі мав становити 0,27.

У 1979 р. розпочали закачку розчину ПАР через ті самі свердловини, через які здійснювали заводнення. У зв'язку з припиненням поставки реагенту ОП-10 у 1988 р. було прийнято рішення використати інший реагент — неонол, який у суміші з сульфонолом тієї самої концентрації показав аналогічне витіснення нафти. Для цього в 1989 р. ЦНДЛ склала доповнення до технологічної схеми розробки.

За даними Б.В. Хоми [173], на 01.91 р. на родовищі в усі поклади було закачано 7408,9 тис. т води, з них 4151,7 тис. т — водних розчинів ПАР. Закачка розчину ПАР перевищує відбір продукції з пласта на 140—190 %, що дало змогу підтримувати пластовий тиск у 1984—1989 рр. на рівні 18,2—18,4 МПа в менілітовому покладі.

◀ *Рис. 4.70.* Структурна карта покрівлі менілітових відкладів Струтинського родовища: 1 — ізогіпси покрівлі першого блока пісковика, м; 2 — тектонічні порушення; 3 — лінія насуву; 4 — підкид; 5 — лінія зміщення продуктивного пласта

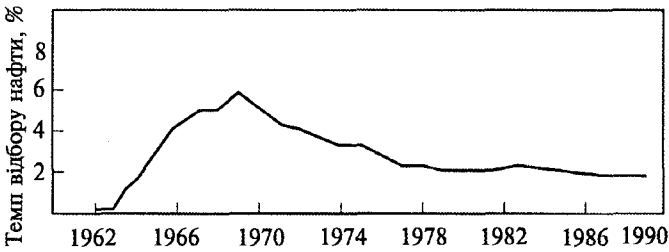


РИС. 4.71. Динаміка темпу відбору нафти із менілітового і вигодського покладів Струтинського родовища від початкових видобувних запасів

Величина газового фактора за досліджуваний період у зонах впливу розчину ПАР коливалась у межах 148—308 м³/т, за блоками закачки ПАР вона була високою — понад 700 м³/т.

За період заводнення і застосування водних розчинів ПАР з усіх покладів родовища було вилучено ~ 3057 тис. т нафти. Додатковий видобуток у результаті застосування розчину ПАР на 01.97 р. становив понад 120 тис. т нафти і більше 1 млрд м³ газу. Поточна нафтовіддача від балансових запасів по блоках після закачки розчину ПАР — 24,6, а в цілому по родовищу — 15,5 %.

У результаті нагнітання води і водних розчинів ПАР видобуток нафти на родовищі з 1979 р. стабілізувався і різкого зниження не спостерігалось (рис. 4.71).

Найефективнішою в плані підвищення нафтовіддачі в результаті застосування розчинів ПАР виявилась центральна структура — другий і третій блоки (Північнострутинський і Струтинський), показані на рис. 4.70. Свердловини цих блоків зберігають стабільні дебіти від 3 до 9 т/добу.

За даними термометричних досліджень, закачка водного розчину ПАР привела до збільшення коефіцієнта охоплення процесом на 12 %, що позитивно вплинуло на витіснення додаткової нафти. Воднафтовий фактор за досліджуваний період виявився низьким — 0,34 м³/т.

Аналіз основних показників розробки покладів родовища показав ефективність застосування водних розчинів ПАР. Це підтверджують темпи відбору нафти, позитивна динаміка вилучення додаткової нафти, а також збільшення коефіцієнта охоплення покладів процесом, що впроваджується.

Проте в колишньому Міннафтопромі СРСР одержані результати з підвищення нафтовіддачі на Струтинському і Старосамбірському родовищах визнали недостатньо ефективними, і тому роботи були припинені.

На наш погляд, таке рішення виявилось передчасним і неоправданим, оскільки процеси не довели до одержання проектних результатів. Крім того, це були дослідні роботи, які виконували з метою одержання інформації для подальшого удосконалення технології.

Леяківське родовище. Це одне з великих нафтових родовищ України. Введено в розробку в 1964 р. На глибині 1850—1880 м розкриті нафтові горизонти П₁₊₂, П₃ і К-1, на глибині 322 м — горизонт В-16.

Початкові балансові запаси родовища становили 83,8 млн т нафти [174]. Основним об'єктом розробки є горизонт P_{1+2} , початкові балансові запаси якого — 77,5, видобувні — 49,8 млн т. На 01.01.94 р. поточні запаси горизонту P_{1+2} становили 30,5 млн т, з них видобувні — 2,8 млн т. Коефіцієнт нафтовилучення 0,642.

На горизонт за весь період розробки було пробурено 137 видобувних свердловин, з яких на 01.01.94 р. залишилось в експлуатації 40 свердловин.

Оскільки в покладах родовища зосереджена велика кількість залишкової нафти, фахівці інституту “Укрдипродінафта” разом з НГБУ “Чернігівнафтогаз” здійснили опробування в промислових умовах нової технології підвищення нафтовіддачі пласта із значною обводненістю продукції. Автор робіт Л.Е. Мірзоян разом з колективом фахівців провели дослідження і створили комплексну технологічну схему впливу на пласт об'ямівкою композиції хімічних реагентів [175]. Було доведено, що підвищення ступеня витіснення нафти досягається за допомогою водонафтової емульсії, що утворюється в пласті із закачуванням об'ямівки композицій хімічних реагентів неіоногенних ПАР, лугів і солі магнію. Технологія забезпечує комплексний вплив на поклад — збільшення охоплення покладу процесом. Механізм впливу на обводнений поклад ґрунтується на попередньому регулюванні рухомості витискувального агенту і витісненні залишкової нафти водонафтовою емульсією, яка утворюється в пласті під час прокачування об'ямівки композицій реагентів, створює опір та скорочує доступ пластової води до свердловин. Зазначене регулювання здійснюється додаванням лугів, для чого використовують водний розчин каустичної соди. При їх прокачуванні в пласті луг взаємодіє з солями магнію і кальцію, що приводить до збільшення в'язкості води, витискувальний агент знижує її рухомість у високопроникних порах. Ступінь зниження проникності залежить від концентрації гідроксиду в потоці.

Технологія впливу на пласт складається з кількох послідовних операцій. У свердловину багаторазово закачують однакову кількість (по 500 м³) розчину каустичної соди і пластової води, що містить солі магнію і кальцію.

Для запобігання утворенню гідроксиду магнію і кальцію в стовбурі і привибійній зоні та забезпечення впливу на віддалені від неї зони пласта порції розчину луґу і пластової води розділяють буферною прісною водою. Сумарний об'єм лужного розчину задають таким, що дорівнює 0,5 об'єму високопроникних прошарків.

При фільтрації агенту знижується поверхневий натяг на межі фаз до 0,14—0,16 мН/м. Це також сприяє інтенсивному перемішуванню фаз у поровому середовищі і подальшому утворенню емульсії типу “нафта у воді” підвищеної в'язкості. В утворенні емульсії та її стабільному існуванні беруть участь залишкова нафта, пластова вода, неіоногенні ПАР, гідроксид натрію і солі магнію. Оптимальна величина об'ямівки становить 20 % об'єму пор об'єкта впливу.

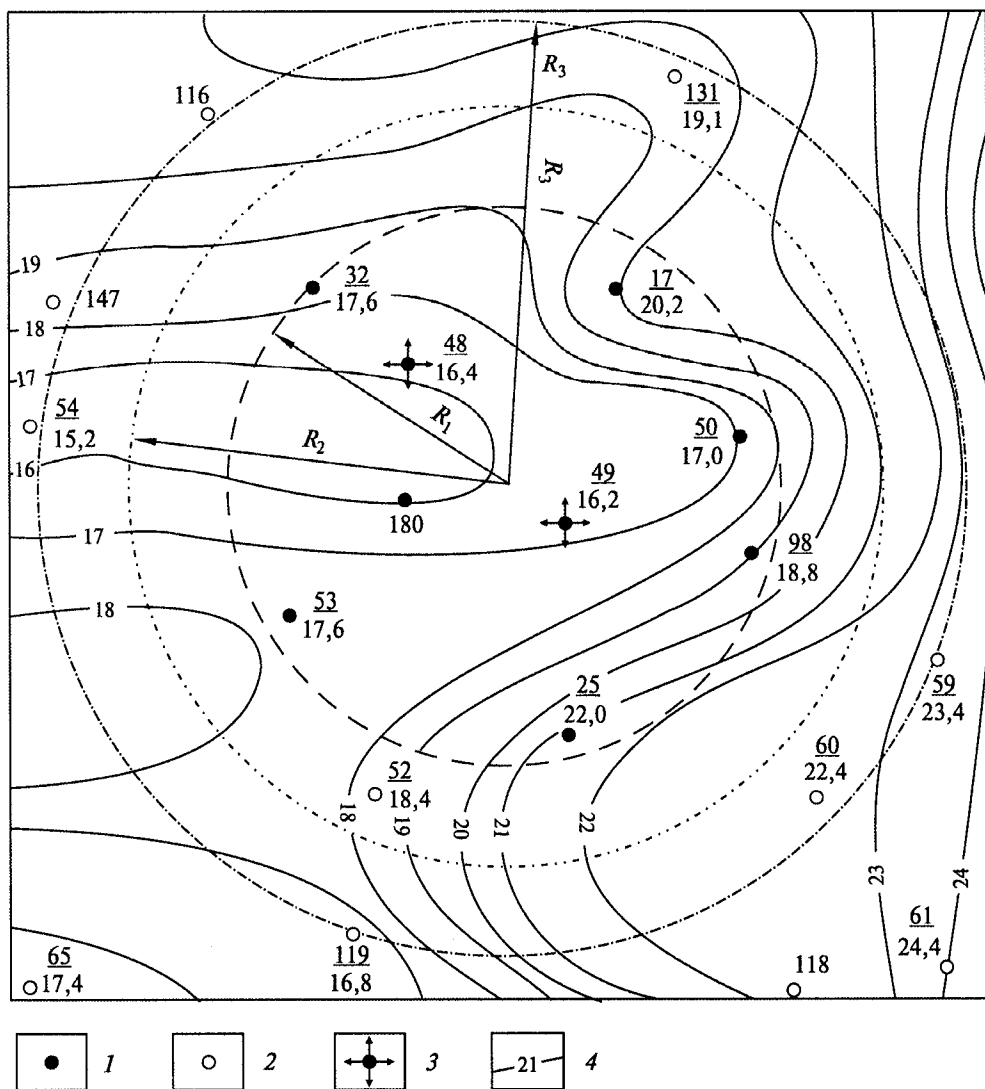


РИС. 4.72. Карта розміщення експлуатаційних свердловин об'єкта горизонту Π_{1+2} Леляківського родовища.

Свердловини (цифри: над рискою — номер свердловини, під рискою — нафтонасичена товщина, м): 1 — видобувні, 2 — експлуатаційні, 3 — нагнітальні; 4 — лінії однакових нафтонасичених товщин, м; радіуси: R_1 — умовної межі об'єкта, R_2 — зони дренавання, R_3 — умовної межі другого ряду видобувних свердловин

Для дослідно-промислового процесу впливу композиціями хімічних реагентів був вибраний горизонт Π_{1+2} . До об'єкта — елемента площинної системи розробки — входили дві нагнітальні (48, 49) і сім видобувних свердловин — 17, 25, 32, 50, 53, 98, 180 (рис. 4.72). Геолого-фізична характеристика

горизонту P_{1+2} на дослідній ділянці: глибина — 1850 м; тип колектору — тріщинувато-поровий; нафтонасичена товщина — 18,2 м; середня пористість — 23,6 %; проникність — 0,77 мкм²; в'язкість пластової нафти — 0,71 мПа·с; густина нафти — 800 кг/м³; поточний пластовий тиск — 16 МПа; пластова температура — 48 °С; початкові балансові запаси — 1324 тис. т; коефіцієнт нафтовіддачі — 0,570. Щільність сітки свердловин — 12,6 га/св. Обводненість видобувних свердловин — у середньому 95 %.

З метою дослідно-промислового опробування технології впливу композицією хімічних реагентів була розроблена технологічна схема.

Проектний об'єм облямівки композицій хімічних реагентів мав становити 420 тис. м³, або 0,2 дренованого об'єму покладу в межах об'єкта.

Перед дослідно-промисловим процесом були поставлені завдання:

- відпрацювання технології приготування водних розчинів композицій хімічних реагентів;
- дослідження і вибір оптимальних режимів закачування агентів для створення в пласті облямівки емульсії типу “нафта в воді”;
- вивчення характеру фільтрації і можливість регулювання рухомості агента в неоднорідному горизонті;
- оцінка ефективності технології в умовах заводнених мінералізованою водою високонеоднорідних пластів зі змішаним типом колекторів.

Після відповідного додаткового облаштування в липні 1988 р. був розпочатий процес опробування нової технології за технологічною схемою, розробленою в інституті “Укрдіпрондінафта”.

На початку робіт обводненість продукції свердловин досягла межі її рентабельної експлуатації. За даними досліджень, після застосування цього методу вода надійшла в усі видобувні свердловини з охопленням усієї товщини пласта. На початок дослідно-промислових робіт в об'єкт було закачано 6327 тис. м³ води (кратність — 3,0). Через високу обводненість видобувні свердловини були виключені з експлуатації.

На першому етапі облямівку композиції закачували у св. 48, за рік було закачано 7,2 тис. м³ розчину неонулу (44,1 т), розчину луку (59,3 м³). Маса сухого продукту дорівнювала 44,5 т, з яких 18,5 т було використано для регулювання рухомості витискувального агента. Середня концентрація (масова) луку в розчині з неонолом становила 0,36 %, об'єм закачування прісної води — 16,4, пластової — 8 тис. м³. Закачку здійснювали по листопад 1988 р. включно.

У тому ж році двічі проводили регулювання рухомості композицій у високонепроникних зонах покладу закачуванням розчину луку з прісною водою (концентрація 0,6 %) та пластової води, що містить іони двовалентних металів.

У 1989 р. для формування облямівки закачку здійснювали у св. 49 з квітня по листопад, а в св. 48 — до грудня, в 1990 р. — у св. 48 (січень), а потім у св. 49 (лютий—травень).

За весь період формування облямівок на дослідній ділянці (липень 1988 р. — травень 1990 р.) загальний об'єм закачаної облямівки витискуваль-

РОЗДІЛ 4. Дослідження і результати впровадження нових технологій в Україні

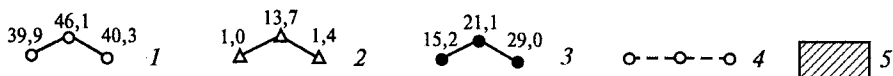
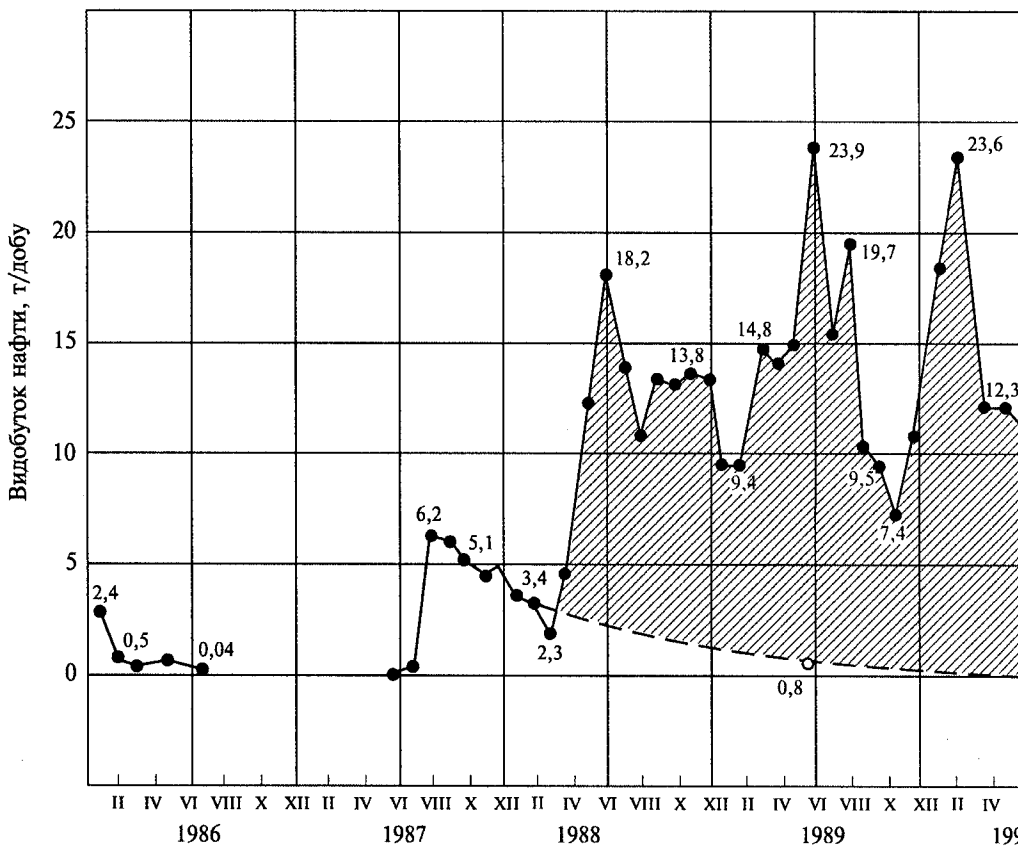
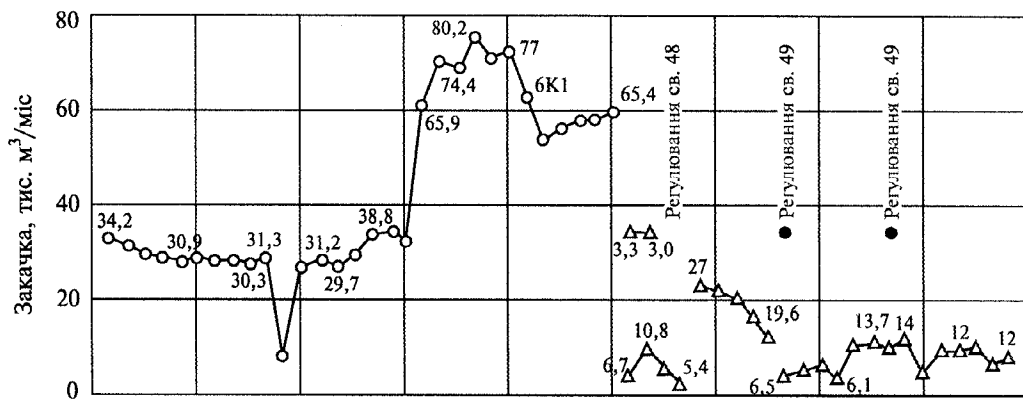
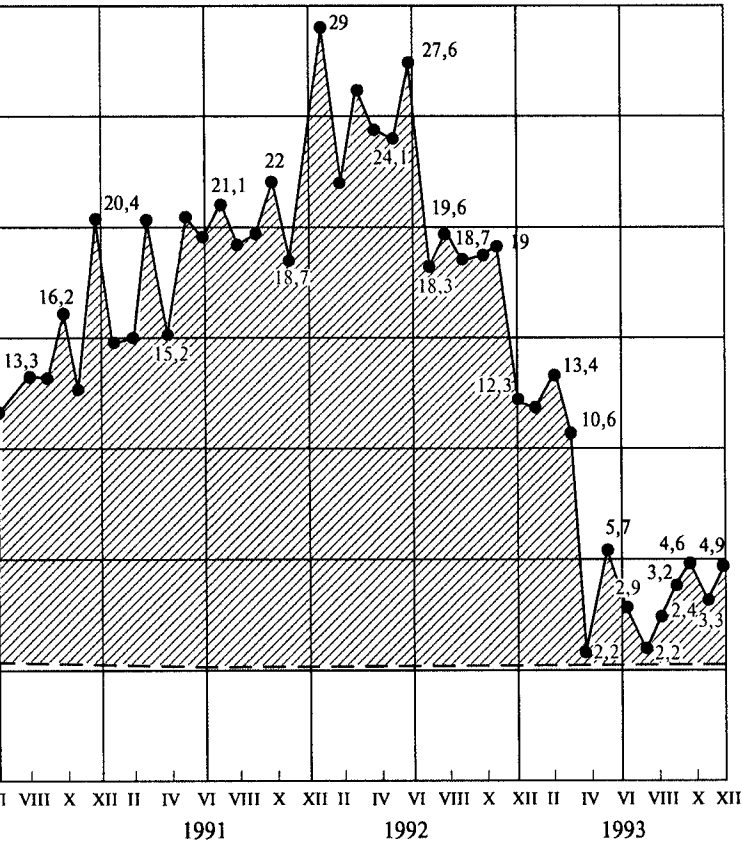
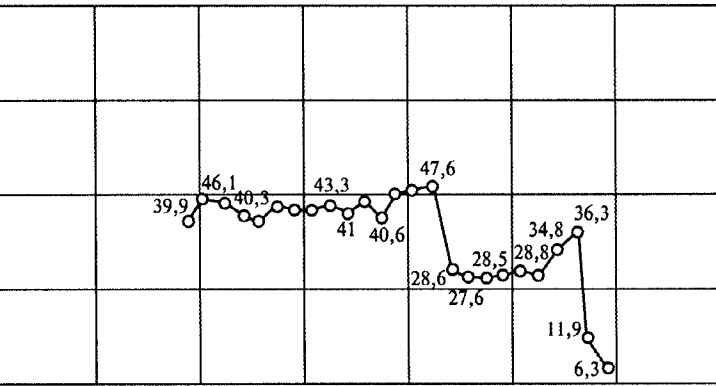


РИС. 4.73. Динаміка видобутку, закачки води і композицій хімічних реагентів на об'єкті горизонтального видобутку нафти. Закачування: 1 — води, 2 — хімічних реагентів; видобуток нафти: 3 — фактичний, 4 — базовий, 5 — додатковий.



у П₁₊₂ Леляківського родовища.
ий (технологічний ефект)

ного агенту становив 179 тис. м³, концентрація неонулу і луґу в розчині була близькою до проектної.

З липня 1990 р. дослідно-промислові роботи на ділянці були припинені у зв'язку з постановою Прилуцького райвиконкому, який вимагав узгодження робіт з Мінздравом і Держкомприродою УРСР.

З початком процесу за даними авторів проекту у видобувних свердловинах першого і другого рядів регулярно визначали вміст неонулу для контролю за ходом впливу. В свердловинах першого ряду неонол був виявлений у серпні, другого ряду — в листопаді 1988 р. Концентрація агенту в продукції свердловин була фоновою.

Закінчення формування об'ямівок не припинило процес витіснення нафти з покладу, вплив на витіснення нафти продовжувався.

За понад два роки впливу, за підтвердженими даними НГВУ “Чернігівнафтогаз”, технологічний ефект по додатковій нафті становив 31,5 тис. т (рис. 4.73).

У результаті короточасного процесу були одержані дані, які визначили напрям подальших досліджень і робіт із застосування композицій хімічних реагентів для підвищення нафтовіддачі покладу в цілому.

В процесі дослідно-промислового опробування методу впливу об'ямівками композицій хімічних реагентів були вирішені такі завдання:

- випробувано і відпрацьовано метод визначення композицій на поклад через нагнітальні свердловини 48 і 49;
- показано, що на напрямок і швидкість фільтрації агенту в горизонті істотно впливає неоднорідність продуктивних пластів;
- відпрацьовано технологію приготування і закачки в пласт розчинів композицій хімічних реагентів;
- відпрацьовано способи регулювання фільтраційних потоків, поперемінне закачування агенту в нагнітальні свердловини.

Під час процесу були порушення технології, наприклад нерівномірне закачування агенту для формування об'ямівок, що негативно впливало на досягнення запроектованих показників.

Значні обсяги додаткової нафти, отримані в результаті створення об'ямівки з композиції хімічних реагентів, підтвердили технологічну ефективність процесу. Проте висновків щодо результативності підвищення нафтовіддачі фізико-хімічними методами у високообводнених пластах можна буде дійти після реалізації технологічного проекту в повному обсязі.

4.6. Застосування свердловин з горизонтальними стовбурами — спосіб підвищення відбору нафти

В Україні є багато покладів, складених тріщинуватими породами і пластами з низькими колекторськими властивостями, в яких містяться сотні мільйонів тонн важковилучуваної нафти, що не піддається вилу-

ченню традиційними методами розробки. Ці запаси нафти віднесені до категорії пасивних і становлять понад 800 млн т.

Для максимального вилучення нафти з покладу, особливо із геологічно складних горизонтів з низькими колекторськими властивостями, у світовій практиці видобутку нафти на старих облаштованих родовищах за останні 10 років підвищений інтерес у фахівців і дослідників галузі становить спосіб буріння і використання горизонтальних стовбурів у видобувних і нагнітальних свердловинах. Свердловини з горизонтальними стовбурами значно підвищують ефективність розробки нафтових і газових родовищ, які складені тріщинуватими породами, а також горизонтів з підстилаючою водою і газовою шапкою.

Незважаючи на те, що вартість свердловин з ГС порівняно із свердловинами з вертикальними стовбурами в середньому на 50 % вища, однак буріння таких свердловин кардинально змінює ефективність розробки родовищ і окупається за 10—18 міс. Ефективність цих робіт полягає в тому, що вони змінюють розкриття нафтоносної частини пласта, подовжують площу припливу нафти і газу, при цьому відбувається фільтрація пластового флюїду по всій довжині стовбура свердловини. Горизонтальна частина стовбура змінює геометрію форми припливу нафти і газу із звичайної радіальної на плоскопаралельну.

Використання ГС у видобувних свердловинах дає змогу вилучувати нафту із тупікових периферійних зон пластів з лінзоподібними прошарками різної конфігурації. Крім того, буріння ГС можна здійснювати на площах, де є рельєфні складнощі.

Практикою встановлено, що дебіти нафти свердловин з ГС порівняно з дебитами свердловин з вертикальними стовбурами вище в середньому в 3—5, а в багатьох випадках і більше разів. Часто свердловини з ГС експлуатують фонтанним способом.

Оптимальна довжина горизонтальної частини свердловини залежить від прийнятої схеми розробки родовищ, що проектується, і становить від 100 до 700 м, однак за потреби пробурюють і довші ГС.

На старих родовищах, що знаходяться на кінцевій стадії розробки, горизонтальна частина визначається геологічними умовами, наявністю тупікових зон у багатьох ліквідованих свердловинах з технічних причин, використанням малодобітних свердловин для буріння БГС тощо.

В Україні буріння БГС було розпочато в 1957 р. на ділянці МЕР Бориславського родовища. В 1957—1968 рр. тут у трьох видобувних свердловинах пробурили БГС довжиною від 30 до 80 м. Дебіти свердловин збільшились у 5—7 разів, у результаті чого з них вилучили понад 40 тис. т додаткової нафти. У 1970-х роках на вигодському покладі Долинського родовища в п'яти свердловинах пробурили бокові похило-спрямовані і горизонтальні стовбури. Деякі з цих свердловин фонтанували з дебітом до 100 т/добу нафти.

Проте через неохочення запроєктованих дебітів у наступних двох свердловинах роботи з буріння похило-спрямованих і горизонтальних стовбурів у діючих свердловинах були припинені.

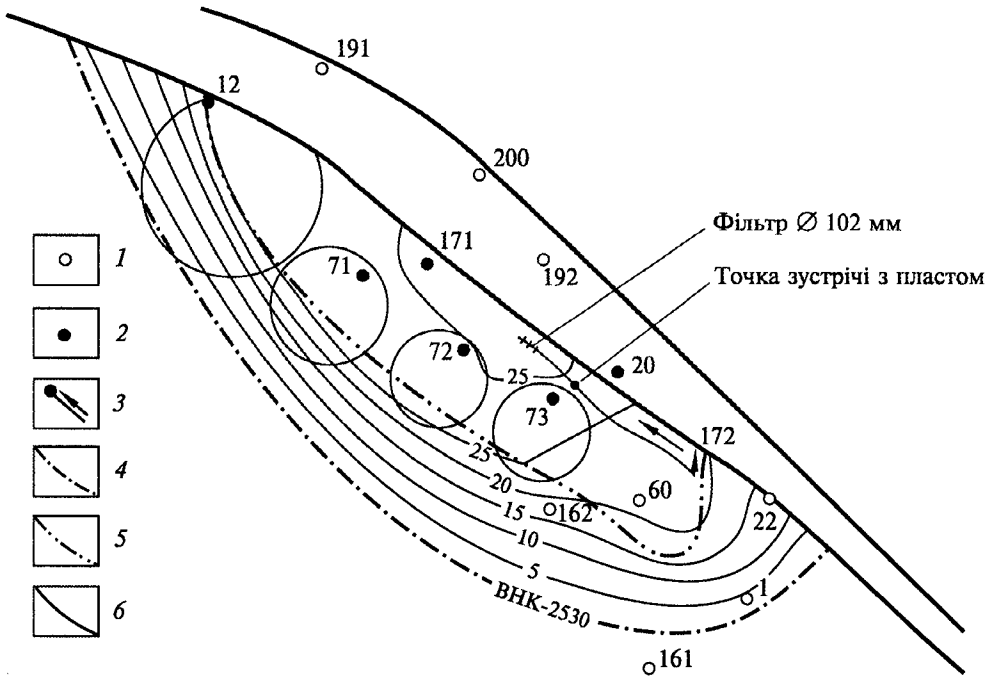


Рис. 4.74. Фрагмент карти розробки горизонту С-7 Південнопанасівського родовища. Масштаб 1 : 10 000:

1 — свердловини та їхні номери; 2 — свердловини видобувні діючі та їхні номери; 3 — азимутальне розміщення (306,5°) горизонтальної свердловини 172; межі початкового водонафтового контакту: 4 — зовнішня, 5 — внутрішня; 6 — лінія тектонічного порушення

Нині у світовій практиці широко застосовують буріння свердловин з ГС для підвищеного відбору нафти і газу. В Україні наприкінці 1990-х років перші два бокові горизонтальні стовбури були пробурені з морських платформ на шельфі Чорного моря — газовому родовищі Штормове (св. 21 і 22), що підвищило дебіт газу в 3—5 разів.

На Малодівичькому нафтовому родовищі горизонтальний стовбур був пробурений у св. 55. Нафтонасичений горизонт товщиною 4 м залягає на глибині 2595 м. Бурові роботи з буріння вертикальної частини стовбура за розробленою програмою виконували Прилуцький УБР і НТП “Бурова техніка”.

Буріння горизонтальної частини свердловини здійснювала німецька компанія “Бейкер-Хьюз Інтек” за допомогою свого обладнання. Загальна довжина стовбура св. 55 становила 2768 м, у тім числі вертикальної частини — 2403, горизонтальної — 131 м.

Для освоєння св. 55 спустили глибинний насос до глибини вертикальної частини, однак він не працював, тому що через нього розпочалось фонтанування дебітом понад 100 т/добу безводної нафти. Св. 55 протягом 8 міс

4.6. Застосування свердловин з горизонтальними стовбурами – спосіб підвищення відбору нафти

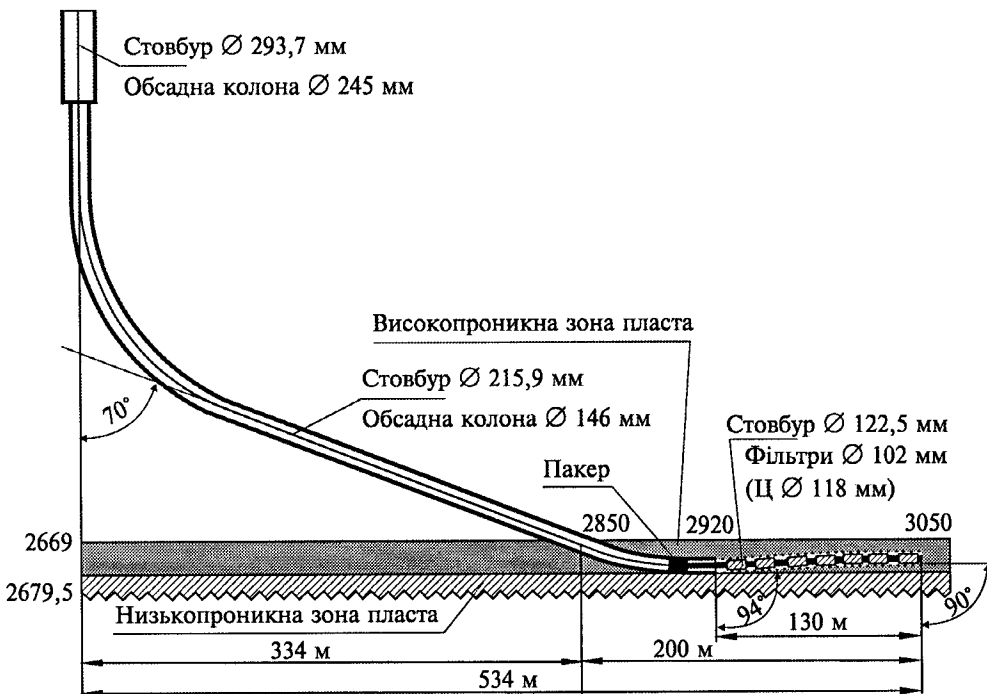


Рис. 4.75. Профіль свердловини Південнопанасівська-172

давала 45–50 т/добу, потім її перевели на режим експлуатації із середнім дебітом нафти 15 т/добу. Після 10 міс експлуатації було вилучено понад 12 тис. т нафти.

У подальшому, вперше за допомогою вітчизняної техніки і технології, розробленої фахівцями ЗАТ “НД і КББІ” (м. Київ), було здійснено буріння БГС у св. 155 на горизонт К-7 Качанівського родовища НГВУ “Охтирканафтогаз”. Довжина горизонтальної частини становила 51 м, з неї одержали підвищений дебіт нафти.

Спочатку св. 155 фонтанувала з дебітом 100 т/добу, однак замість того, щоб обмежити відбір, захопились дебітом, що призвело до обводнення. Цей приклад показує, що до експлуатації таких свердловин слід підходити коректно, не захоплюючись високими відборами нафти.

Цим же обладнанням із зазначеною технологією ЗАТ “НД і КББІ” разом з буровиками пробурили горизонтальну св. 172 на Південнопанасівському родовищі (рис. 4.74, 4.75, табл. 4.13). Загальна довжина свердловини — 3050, у тім числі горизонтального стовбура — 131 м.

Після буріння і освоєння св. 172 працювала з дебітом 90 т/добу нафти; через кілька місяців дебіт обмежили до 50–55 т/добу. Свердловина працює на такому режимі відбору донині.

ТАБЛИЦЯ 4.13. Продуктивна характеристика свердловин на 01.01.2002 р.

Номер свердловини	Накопичений видобуток, тис. т			Дебіт, т/добу		Обводненість, %
	нафти	води	рідини	нафти	рідини	
12	294,129	223,510	517,639	0,13	3,74	96,6
71	196,903	67,816	264,718	58,41	92,75	37,0
72	166,789	51,775	218,564	58,51	101,96	42,6
73	116,415	45,092	161,507	30,27	76,32	60,3
171	14,984	2,394	17,378	50,35	58,39	13,8
Усього	789,220	390,586	1179,806	197,67	318,63	40,9

Успішне проведення св. 172 здійснили ЗАТ “НД і КББІ” і ВАТ “Укрнафта” за допомогою розробок підприємства “Потенціал”, комплексу АМК “Горизонт”.

Заслугує на увагу те, що ЗАТ “НД і КББІ” разом з підприємством “Потенціал” створили нову телесистему з безперервним записом гамма-каротажу в процесі буріння, яка відповідає сучасному світовому рівню.

Буріння свердловин з горизонтальними і боковими горизонтальними стовбурами в Україні дали змогу нагромадити досвід у цьому напрямі.

У практиці видобутку нафти в країнах з високорозвиненою нафтовою і газовою промисловістю (США, Росії, Канаді, Китаї та ін.) щорічно бурять сотні ГС і БГС, особливо ГС для розробки родовища в цілому [176]. На старих родовищах, де розташовано багато ліквідованих, недіючих і малодобітних діючих свердловин, їх використовують з метою буріння БГС для реанімації підвищеного відбору нафти. Так, за літературними джерелами, в старому нафтовому районі США — штаті Техас — на родовищах щорічно бурять до 300 БГС і відновлюють відбір нафти з них.

Фахівців-нафтовиків турбує економіка буріння горизонтальних свердловин. Удосконалення техніки і технології буріння ГС за минулі роки дали змогу знизити вартість буріння горизонтальних свердловин порівняно з бурінням вертикальних свердловин до 1,3 раза. Встановлено, що на підвищення вартості впливає збільшення витрат на буріння викривленої частини — переходу від вертикальної на горизонтальну частину, починаючи від точки викривлення до входження у пласт.

Визначення економічної ефективності ґрунтується на аналізі фактичних витрат на буріння БГС і облаштування для експлуатації і цих витрат на видобуток додаткової нафти порівняно зі світовими цінами або цінами виробника. Якщо видобувати понад 6 тис. т додаткової нафти із застосуванням БГС, ефективність буде позитивною, і тому використання таких свердловин не викликає ризику.

Враховуючи перспективність і досвід буріння та використання свердловин з ГС для підвищення дебітів нафти на родовищах, що розроблюються, наукове відділення ВАТ “УкрНГІ” за завданням ВАТ “Укрнафта” виконало

ТАБЛИЦЯ 4.14. Техніко-економічні показники першочергових свердловин на родовищах НГВУ “Чернігівнафтогаз” і “Охтирканафтогаз”

Родовище	Номер свердловини	Стан свердловини	Горизонт	Глибина залягання горизонту, м	Кінцевий дебіт свердловини на 01.01.03 р., т/добу	Початковий дебіт БГС, т/добу	Накопичений видобуток БГС за 10 років, тис. т	Орієнтована вартість буріння БГС, тис. грн	Експлуатаційні витрати, тис. грн	Орієнтована вартість видобутої нафти, грн/т
Малоді- вецьке	8	Лікві- дована	В-16 (блок)	2760	3,1	9,15	17,16	2800	3400	365
	29	Експлу- атацій- на	В-17 (блок)	2770	1,0	16,74	25,67	2600	5120	302
	50	Те саме	В-17 (скле- піння)	2833	0,39	5,65	9,48	2600	1900	494
Скоро- ходів- ське	80	”	В-19 (блок I)	3570	0,03	9,21	11,52	2600	2300	443
	90	”	В-19 (блок I)	3570	0,64	10,10	16,94	2600	3400	335
Гнідин- цівське	79	Спосте- режна	К-1	1830	1,0	14,41	14,09	2600	2800	385
	129	Лікві- дована	К-1	1830	4,3	16,77	17,95	2800	3600	344
Бугрува- тівське	1	Експ- луата- ційна	В-14 (блок IV)	3120	4,0	10,10	19,95	2900	3990	309
	9	Те саме	В-16 (блок I)	3314	0,03	4,17	8,33	2900	1360	513
	94	”	В-17 (блок II)	3293	0,3	11,7	18,38	2900	3270	322
Коржів- ське	132	Спосте- режна	В-18	4150	0,1	13,23	16,05	4000	3200	387
Артюхів- ське	59	Лікві- дована	В-18 (блок I)	4010	21,6	50,61	48,08	4000	9600	266
Хухрин- ське	23-ч	Експ- луата- ційна	В-14 (блок VI)	3100	1,8	11,07	17,19	2600	3400	364

роботи стосовно можливості застосування таких свердловин на нафтодобувних підприємствах східних областей України. В результаті дослідження технічного стану фонду ліквідованих і малодобітних свердловин, розташованих на родовищах НГВУ “Охтирканафтогаз”, “Чернігівнафтогаз” і “Полтаванафтогаз”, з урахуванням геологічних умов були виділені свердловини для буріння БГС. До першочергових належать свердловини, які за геологічними і технічними характеристиками обґрунтовані для буріння БГС з метою одержання підвищених дебітів нафти. Наприклад, за результатами розрахунків дебіту нафти св. 94 Бугруватівського родовища рекомендовано провести в ній БГС. Св. 94 — діюча, дебіт нафти 0,32 т/добу, експлуатує горизонт В-17 товщиною 10 м, розташований на глибині 3200 м.

Розрахунки за прийнятою методикою показали, що в результаті буріння БГС довжиною 200 м середній дебіт нафти св. 94 становитиме 11,7 т/добу.

Розглянемо відновлення ліквідованої св. 59 Артюхівського родовища.

Артюхівське нафтогазоконденсатне родовище розроблюють з 1975 р., балансові запаси нафти, газу та конденсату були затверджені Державною комісією по запасах (ДКЗ) у розмірі 6641,0 тис. т нафти, 6217,2 млн м³ газу, 5037 тис. т конденсату категорії В + С₁.

Св. 59 експлуатувала поклад горизонту В-18 з вересня 1979 р. з початковим дебітом 245 т/добу. Нафтовий поклад горизонт В-18 склепінний, середня глибина його залягання 4000 м, середня ефективна нафтонасичена товщина 14,8 м. Фільтраційно-ємнісні характеристики: проникність $139 \cdot 10^{-12}$ мкм², пористість 14 %, початкова нафтонасиченість 8,2 %.

Протягом 1984—1988 рр. дебіт св. 59 утримувався на рівні 21 т/добу з малою кількістю води. У лютому 1989 р. у свердловині відбувся обрив труб, з листопада 1991 р. її було ліквідовано з технічних причин.

Залишкові запаси категорії В (горизонт В-18, водонафтова зона) становлять 5462 тис. т нафти. Середній видобуток працюючих свердловин за 2002 р. з горизонту В-18 — близько 48 тис. т нафти.

Пропонується забурити БГС із св. 59 у бік св. 56, яка має поточний дебіт нафти 16,7 т/добу, води — 15 %, що дасть змогу поліпшити показники розробки.

За даними табл. 4.14, експлуатація протягом 10 років бокових горизонтальних стовбурів довжиною 100 м у першочергових 13 свердловинах на родовищах НГВУ “Чернігівнафтогаз” і “Охтирканафтогаз” є технологічно і економічно рентабельною.



КРИТЕРІЇ ЗАСТОСУВАННЯ НОВИХ МЕТОДІВ

Розглянуті методи підвищення нафтовіддачі є складними і, на перший погляд, дорогими процесами, тому що потребують додаткового облаштування і застосування різних хімічних реагентів і теплової енергії. Із використанням нових технологій методів впливу в пластах порівняно із заводненням відбуваються складніші процеси. Незважаючи на відносно велику початкову вартість процесу, в кінцевому результаті це компенсується одержанням значної кількості додаткової нафти. Ці методи є економічно високоефективними, якщо їх застосування науково обґрунтовано у відповідності до геолого-технологічних умов покладу.

Практика промислових досліджень технологій нових методів підвищення нафтовіддачі дала змогу вивчити особливості механізмів витіснення нафти і визначити технологічні показники процесів, які залежать від багатьох геолого-фізичних параметрів покладу.

Для встановлення придатності покладу з метою успішної розробки цими методами слід враховувати фактичні показники пласта. До них належать: властивості пластової нафти і води; глибина залягання об'єкта; загальна товщина пласта; нафтовмісна товщина пласта; неоднорідність пласта; властивості колектору і навколишніх порід; насиченість порового середовища пластовими флюїдами, особливості геологічної будови; величина запасів.

Необхідним фактором успішного проведення процесу є ізолюваність покладу — наявність надійних непроникних порід у покрівлі і в підшві об'єкта, відсутність порушень. Ізолюваність об'єкта має запобігти мінімальному витоку робочого агента в частину пласта, не охоплену проектом. Неоднорідність пласта — наявність слабкопроникних пропластків і відокремлених лінз в об'єкті, що не охоплені дренаванням системою свердловин, за всіх методів впливу зменшує ефективність процесу.

Втім у разі застосування теплового методу вплив неоднорідності пласта проявляється значно слабкіше, ніж за інших третинних методів розробки покладу. Це пов'язано

з тим, що із введенням теплової енергії малопроникні ділянки і окремі зони нагріваються, зменшується в'язкість флюїдів, що збільшує їх рухомості.

На ефективність процесу можуть впливати колекторські властивості пласта, знання яких має важливе значення для успішного застосування того чи іншого методу впливу. На основі великого обсягу теоретичних, лабораторно-експериментальних і дослідно-промислових робіт, проведених вітчизняними і закордонними дослідниками, сформувався уявлення про критерії, за якими можна рекомендувати застосування нових методів підвищення нафтовіддачі пластів.

ТАБЛИЦЯ 5.1. Геолого-фізичні умови ефективності застосування методів підвищення нафто

Метод	Сприятливі фактори,			
	Пластова нафта		Вода	
	В'язкість, мПа · с	Склад	Насиченість, %	Мінералізація
Заводнення ПАР*	До 50	Наявність асфальтенів і смол	До 30	До 150—200 г/л
Лужне заводнення*	До 100	—	До 60	Обмежений вміст іонів
Полімерне заводнення*	10—100	—	До 30	Те саме
Заводнення із застосуванням сірчаної кислоти*	1—30	Наявність ароматичних кислот	До 30	" "
Застосування CO ₂ облямівки*	До 50	Обмежена кількість асфальтенів і смол	До 60	Обмежена кількість іонів
у сполученні із заводненням	До 50	Те саме	До 60	—
Застосування вуглеводневого газу високого тиску*	До 10	—	До 60	—
Водогазова суміш	До 50	—	До 60	—
Внутрішньопластове горіння*	>10	Обмежена сірка	До 50	—
Закачка пари в пласт	>50	Наявність легких компонентів	До 30	—

* Несприятливим фактором застосування методу є наявність тріщинуватості в пласті.

У 1979 р. Міннафтопром СРСР видав регламент 39-9-135-79 “Складання проектів технологічних схем розробки нафтових родовищ із застосуванням нових методів підвищення нафтовіддачі пластів” [177]. На той час цей документ мав важливе значення: він орієнтував на уніфікацію проектування і забезпечення обґрунтованості технічних рішень нових процесів і сприяв розвитку робіт щодо підвищення нафтовіддачі. У цьому документі визначені геолого-фізичні умови ефективного застосування нових технологій розробки нафтових покладів (табл. 5.1).

віддачі пластів

що характеризують процес

Колектор					
Неоднорідність	Проникність, мкм ²	Тип і фізико-хімічні властивості	Пластовий тиск, МПа	Температура пласта, °С	Нафтонасичена товщина пласта, м
Відсутність тріщин	>10	Глинистість не більше 5—10 %	—	<90	До 15
Те саме	>100	Те саме	—	—	—
” ”	>100	” ”	—	—	—
Помірно неоднорідний	<500	Теригенний з вмістом карбонатів 1—2%	—	—	—
Неоднорідний	>5	—	Вище тиску насичення	—	До 15 — при пологому заляганні, при крутому — не обмежена
Неоднорідний, відсутні тріщини	>50	—	Те саме	—	Те саме
Однорідний	>5	—	>150 вище тиску насичення	—	” ”
Відсутні тріщини	>50	—	Те саме	—	—
Те саме	>100	—	” ”	—	>3
—	>100	—	—	—	>6

М.Л. Сургучов детальніше розглянув дані щодо критеріїв застосування нових методів [1] і запропонував деякі характерні з них, що можуть обмежувати використання цих методів:

- тріщинуватість пластів — гранична неоднорідність пластів, що призводить до прориву робочих агентів;
- газова шапка — сприяє прориву агенту, що нагнітається, в більш дреновану газову шапку, яка має вищу провідність, ніж нафтонасичена частина пласта;
- висока водонасиченість нафтового пласта (понад 70 %) — неприпустима для усіх відомих газових технологій;
- в'язкісна характеристика пластової нафти — всі фізико-хімічні методи, які застосовують разом із заводненням, економічно виправдані тільки за в'язкості нафти менше 25—30 мПа · с. Полімерне заводнення припускає вищу в'язкість — до 100—150 мПа · с, причому в високопроникних пластах, термічні методи (витіснення нафти пароводяною сумішшю, внутрішньопластовим фронтом горіння, гарячою водою) — понад 30 мПа · с, глибина покладу до 1200 м;
- жорсткість і солоність пластової води — фізико-хімічні методи різко зменшують ефективність за високої солоності води і особливо за великого вмісту солей кальцію і магнію в пластовій воді;
- велика товщина пласта зумовлює гравітаційне розділення газу і води та зниження ефективності внаслідок зменшення охоплення витісненням, що обмежує застосування водогазової репресії.

Інші дослідники встановили фактори, які визначають ефективність газоводяної і газової репресії змішуваного витіснення, що умовно розподілені на три групи: геолого-фізичні; технологічні; матеріально-технічні.

Фактори першої групи — показники незмінні і для процесів нерегульовані, вони визначають вибір об'єкта для застосування методу на конкретному покладі. Діапазон змінення геолого-фізичних характеристик пластів і флюїдів, що їх насичують, достатньо широкий, і тому в кожному випадку проектні показники слід розраховувати для конкретного покладу.

Фактори другої групи можна змінювати і регулювати в період впровадження процесу.

З урахуванням існуючого світового досвіду і досвіду застосування газоводяної репресії змішувального витіснення на менілітових відкладах Битківського родовища для використання цього методу можна рекомендувати такі критерії підбору покладу:

Глибина залягання об'єкта, м	1500—3000
Нафтонасичена товщина, м	10 і більше
Пористість колектору, %	10 і більше
Проникність, мкм ²	30 і більше
Нафтонасиченість, %	40—50
В'язкість нафти, мПа · с	15
Тип колектору	Пісковик і карбонати
Неоднорідність	Без обмежень

Промислові дослідження останніх років, проведені в Україні, внесли корективи в критерії підбору покладів для застосування нових технологій методів підвищення нафтовіддачі пластів, особливо це стосується теплових способів впливу.

Ще в 1960-х роках після проведення промислових досліджень з теплових способів впливу особливу увагу було звернуто на геологічні умови покладів, які істотно впливають на ефективність процесів. Геологічна вивченість об'єкта є важливою умовою ефективного застосування будь-якої нової технології впливу, що характеризується складними і важко керованими процесами. Велике значення має встановлення положення проєктованого об'єкта в стратиграфічному розрізі родовища, типу пастки і її розрізу, умов залягання, колекторських властивостей (пористість, проникність, карбонатність та ін.), початкових і поточних балансових запасів нафти, форми, розмірів й інтервалів глибин залягання покладу, фізико-хімічних властивостей пластових флюїдів (нафти, газу і води), пластового тиску і температури пласта, теплофізичних властивостей пласта тощо.

Пористість колектору характеризує його властивість вміщувати нафту, газ і воду, проникність визначає спроможність порового середовища пропускати через себе пластову рідину і, головне, об'єми робочих агентів, запроектованих для впливу. Тому проникність має відповідати умовам форсованого режиму процесу впливу, і бажано, щоб вона була більш-менш рівномірною. Проникність колектору має бути такою, щоб пласт прийняв потрібну кількість робочого агента.

Оскільки під час застосування фізико-хімічних методів нафта витісняється з тонких капілярів, а за теплових способів у пласті відбувається багатозфазний рух, великого значення набуває ефективна проникність. Насамперед це важливо в умовах впливу внутрішньопластовим фронтом горіння, коли відбувається прорив фронту горіння в напрямку більш проникних зон. Таке явище спостерігалось під час промислових дослідів на Східницькому і Бориславському і, особливо, на Гнідинцівському родовищах, де фронт горіння рухався полозою в напрямку верхньої, більш дренажованої частини горизонту. Тому раніше для встановлення критерію проникності було прийнято значення $(40-60) 10^{-3}$ мкм².

У зв'язку з можливістю використання свердловин з ГС довжиною до 1000 м як нагнітальних кількість агента, що нагнітається, і напрямком його дії можна регулювати і поліпшувати охоплення процесом витіснення нафти.

Разом з колекторськими властивостями важливе значення мають розташування об'єкта і його витриманість по товщині пласта на всій площі, яка проєктується для впливу методами підвищення нафтовіддачі. Бажано, щоб вибраний об'єкт був ізольований знизу і зверху непроникними породами, а також щоб не було лінзоподібних прошарків. Така умова необхідна для того, щоб агент, що нагнітається, був спрямований на витіснення нафти.

Тому перед початком випробування нової технології потрібно детально вивчити проникність, однорідність і можливу геометрію об'єкта. На Урицькому родовищі вперше проводився промисловий дослід з переміщення високотемпературної об'ємної нагрітою водою. На дослідній ділянці ямненського горизонту цього родовища навколо нагнітальної св. 818 були пробурені три крелісні свердловини на різних відстанях. У цих свердловинах були відібрані керни і проведені геофізичні дослідження, в результаті яких встановлено, що ямненський горизонт розчленований на самостійні ізольовані пропластки і характеризується нерівномірною проникністю.

Це підтвердилось проривом гарячого фронту в напрямку більш дренажної частини: у видобувній свердловині, розташованій на відстані 50 м на шляху переміщення об'ємної нагрітою водою, температура зросла до 78 °С.

Важливе значення для ефективності процесів має нафтонасичена товщина пласта, який проектується під вплив. Переважно всі нафтові поклади характеризуються великою товщиною, але в них виділяють ефективні нафтонасичені товщини, визначення яких дає змогу розрахувати об'єми пласта і кількість робочого агента для його обробки.

Ми довели, що для застосування внутрішньопластового фронту горіння товщина пласта має бути від 3 до 20, а для теплоносіїв — від 5 до 30—40 м. Тонкі пласти товщиною 3—6 м можна обробляти за допомогою нагнітальних горизонтальних стовбурів різної довжини.

До основних фізичних параметрів пластових флюїдів належать в'язкість і вуглеводневий склад нафти. Як показує світова практика, в'язкість нафти не дуже впливає на її витіснення за фізико-хімічними методами. Проте негативним фактором є наявність великої кількості іонів Ca^{2+} і Mg^{2+} . Для використання теплових методів, на думку більшості фахівців, в'язкість нафти має бути понад 30 мПа · с, кількість важких вуглеводнів — великою.

Нашими дослідженнями із застосування теплових способів на покладах, що містять нафту низької в'язкості — від 5 до 30 мПа · с (внутрішньопластове горіння на Східницькому, Бориславському і Гнідинцівському родовищах, в'язкість коливалась від 3 до 8 мПа · с; паротепловий вплив на ділянках МЕР, Міріам Бориславського родовища і на Урицькому родовищі), була доведена можливість вилучення додаткової нафти в'язкістю до 8 мПа · с. Це заперечувало багато дослідників, тому що для використання теплоносіїв, навіть у керівних документах, пропонувалось застосовувати нафти в'язкістю понад 50 мПа · с.

Як показали дослідження на Битківському, Старосамбірському і Струтинському родовищах, де глибина залягання об'єктів коливалась від 2300 до 3300 м, цей фактор не обмежує застосування фізико-хімічних методів.

Проте для теплових способів глибина залягання об'єкта має не перевищувати, як правило, 1000—1500 м. Утім встановлено, що для збереження води з високими термодинамічними параметрами в рідкому стані і водопарової суміші необхідно, щоб глибина відповідала умовам рідкого стану; це можли-

во на глибинах понад 1500 м. Крім того, дослідження на ділянці МЕР Бориславського родовища показали, що з глибиною температура теплоносія зростає внаслідок конденсації частини пари, в цьому випадку пара перетворюється у водопарову суміш. Згідно з розрахунками, на глибині 2500—3000 м на вибої нагнітальної свердловини сухість пари знижується до 15—20 %, тобто утворюється водопарова суміш з вищою температурою, яка взаємозміщується з пластовою нафтою.

Отже, в критерії застосування теплоносія вносяться корективи, і таку суміш можна рекомендувати для глибин понад 1500 м.

Використання внутрішньопластового горіння на горизонті P_3 Гнідинцівського родовища, глибина залягання якого понад 1800 м, залишкова нафтонасиченість 30 %, з повністю обводненою продукцією показало, що з таких глибин також можна вилучувати додаткову нафту цим способом, не кажучи про фізико-хімічні методи, для яких не обмежується глибина залягання покладу. В світовій практиці є досвід застосування внутрішньопластового вологого горіння на глибині 3600 м.

Кінцева нафтовіддача від балансових запасів у разі застосування будь-якої технології визначає економічну рентабельність, тому залишкова нафтонасиченість має бути не менше 30 %. Оскільки навіть за тривалої розробки покладів здебільшого нафтовіддача їх не перевищувала 50 %, стає зрозумілим, що нові технології в цьому випадку мають сприяти вилученню додаткової нафти.

Наприкінці 1980-х років спеціалісти України провели дослідження із застосування двофазного (пароводяної суміші) теплоносія, який можна рекомендувати для глибинних покладів (до 3000 м). Для цього методу також запропоновані критерії підбору покладу (табл. 5.2).

Оскільки технології нових методів призначені для максимального відбору нафти від залишкових балансових запасів старих родовищ, слід враховувати існуючу систему розробки з тим, щоб максимально використовувати розміщення діючих свердловин і промислове господарство. Передусім це пов'язане із застосуванням фізико-хімічних методів, за допомогою яких можна максимально використовувати існуючу систему заводнення.

В інституті “Укрдипроднафта” була розроблена технологія впливу облямівками хімічних реагентів для високообводнених покладів. Ця технологія з композицією хімічних реагентів зменшує приплив пластової води і сильніше діє на нафтонасичену частину пласта. Результати промислових досліджень на Леляківському родовищі виявились ефективними, і тому метод можна рекомендувати для високообводнених покладів.

Світовий досвід останніх років з досліджень і застосування ГС у нагнітальних і видобувних свердловинах, а також результати промислового впровадження технології фізичних, хімічних і теплових методів змінили і розширили уявлення про критерії підбору покладів і внесли корективи для кожного конкретного методу. Для використання ГС у нагнітальних свердловинах мають бути певні умови для підбору, але здебільшого вони поєднують-

ТАБЛИЦЯ 5.2. Геолого-фізичні критерії підбору покладів для застосування теплових способів

Спосіб	Фізичні властивості		
	Порода-колектор	Глибина залягання, м	Пластовий тиск, МПа
Внутрішньопластовий фронт вологого горіння	Пісковики, термостійкі карбонатні породи	До 3000, економічно обумовлений рівень	10—15
Паротепловий вплив	Пісковики, карбонатні породи	До 1500	До 10
Вплив пароводяною сумішшю і водою з високими термодинамічними властивостями	Те саме	>1500	>15
Пароциклічний вплив	Пісковики, карбонатні породи	До 1500	Не більше 10—12

Примітки. 1. Температура не має значення. 2. Густина нафти в стандартних умовах — 800—

ТАБЛИЦЯ 5.3. Геолого-фізичні критерії застосування фізико-хімічних методів підвищення на

Метод	Глибина залягання об'єкта, м	Ефективна нафтонасичена товщина, м	Тип колектору, властивості	Проникність пласта, 10^{-3} мкм ²
Заводнення з ПАР	Без обмежень	До 15	Теригенний, глинистість не більше 15 %	>10
Полімерне заводнення	Те саме	Не обмежена	Те саме	>100
Лужне заводнення	" "	До 15	Відсутність тріщин	>50
Заводнення із застосуванням об'ямівок діоксиду вуглецю	" "	До 15 при пологому заляганні, при крутому — без обмежень	Теригенний і карбонатний	>10
Заводнення із застосуванням карбонізованої води	" "	Те саме	Те саме	>50
Заводнення із застосуванням об'ямівок сірчаної кислоти	" "	Не менше 5	Теригенний, карбонатів не більше 15 %	>200

підвищення нафтовіддачі пластів

колектора				В'язкість нафти, мПа · с
Пористість, %	Проникність, 10^{-3} мкм ²	Нафтонасичена товщина, м	Залишкова нафтонасиченість, %	
>15	100 за високої в'язкості нафти і 100 — за низької	Від 5 до 20	Не менше 30	До 1000
10—20	Без застосування захо- дів щодо поліпшення фільтрації >30	До 30	Не менше 30	Не має значення
10—20	>20	15—30	Не менше 30	Те саме
15—30	>20	15—20	Не менше 40	" "

1000 кг/м³. 3. Для способу ПТВ із застосуванням ГС приймальність поліпшується.

фтовіддачі пластів

Нафтонасиче- ність пласта, %	В'язкість пла- стової нафти, мПа · с	Склад нафти	Склад води	Пластовий тиск, МПа	Пластова температура, °С
>50	До 50	Наявність ас- фальтенів і смол	Мінералізація до 200 г/л	Без обме- жень	До 90
>50	До 100	Не обмежений	Обмеження кількості іонів Ca ²⁺ і Mg ²⁺ до 200 г/л	Те саме	До 70
>30	До 100	Наявність орга- нічних кислот	Те саме до 0,25 г/л	" "	До 90
>30	До 50	Обмежений вміст асфальте- нів і смол	Те саме до 0,5 г/л	Вище тис- ку наси- чення	До 90
>30	5—50	Те саме	Не обмежений	Те саме	До 60
>50	До 30	Вміст арома- тичних кис- лот не більше 15 %	Те саме	>15	Не обме- жена

Метод	Глибина залягання об'єкта, м	Ефективна нафтонасичена товщина, м	Тип колектору, властивості	Проникність пласта, 10^{-3} мкм ²
Застосування газу високого тиску з вуглеводневими розчинниками	>1200	До 15 при пологому заляганні, при крутому — без обмеження	Теригенний і карбонатний, відсутність тріщин	>10
Метод впливу водогазовою сумішшю	>1500	До 15	Те саме	>50
Комплексна технологія облямівками хімічних реагентів	Глибина не обмежена, дуже обводнені поклади	>3	Неоднорідний, тріщинно-поровий, тріщинувато-кавернозно-поровий	>50

ся з технологіями МПН і сприяють повнішому охопленню покладу процесом, що проводиться.

Узагальнення результатів промислових досліджень щодо застосування фізико-хімічних методів підвищення нафтовіддачі в різних геолого-фізичних умовах дає змогу рекомендувати критерії підбору покладів (табл. 5.3), які порівняно з установленими раніше критеріями для цих методів незначно змінені.

Раніше прийняті критерії підбору покладів для теплових способів впливу обмежували геолого-фізичні умови проведення промислових досліджень та їх впровадження. Разом з тим результати проведених в Україні лабораторно-експериментальних і промислових досліджень розширили уявлення про процеси, що відбуваються в пласті, і внесли корективи в критерії підбору покладів для теплових методів.

Дослідженнями встановлено, що у разі використання теплових способів впливу в пласті водночас діють майже всі відомі механізми витіснення нафти, а саме: витіснення нафти парою; дистиляція нафти водою з різними температурами; змішувальне витіснення нафти легкими фракціями газу, а також фізико-хімічні перетворення пластових флюїдів, і це відбувається незалежно від в'язкісної характеристики нафти.

Раніше припускалось, що теплові способи можна рекомендувати тільки для покладів, що містять важку нафту в'язкістю понад 50 мПа · с, коли підвищення температури в пласті суттєво впливає на рухомість нафти. Промислові дослідження на покладах України заперечують це. Виявилось, що малов'язкі нафти витісняються із застосуванням теплоносіїв навіть ліпше, ніж важкі, тому що умови руху після витіснення в гарячій зоні приводять до утворення легких фракцій і газу, які рухаються попереду фронту, в той час як

Закінчення табл. 5.3

Нафтонасиче- ність пласта, %	В'язкість пластової нафти, мПа · с	Склад нафти	Склад води	Пластовий тиск, МПа	Пластова температура, °С
>30	Від 3 і більше	Без обмеження	Не обмежений	>150 і тиску насичення	Те саме
>30	<20—40	Обмеження ас- фальтенив і смол до 15 %	” ”	>150	” ”
>30	До 50	Без обмеження	” ”	До 30	Не обме- жена

в'язкі нафти після витіснення в гарячій зоні попадають в холодну і, загуснувши, утворюють опір для витіснення.

З появою можливості використання двофазного теплоносія (пароводяної суміші), а також термоізолюваних нагнітальних труб, більш ніж удвічі збільшується допустима глибина застосування такого теплоносія. Змінюються й інші критерії, наприклад неоднорідність пласта, який прогрівається, внаслідок чого збільшується охоплення витісненням.



ОБҐРУНТУВАННЯ РОЗРОБКИ ТЕХНІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ І СТВОРЕННЯ ХІМІЧНИХ РЕАГЕНТІВ ДЛЯ ЗАСТОСУВАННЯ НОВИХ МЕТОДІВ

Розробка технологій нових методів підвищення нафтовіддачі після теоретичних і лабораторних досліджень знаходиться на стадії дослідно-промислових робіт, і часто в період досліджень з'являється потреба у створенні нових видів обладнання та хімічних реагентів, тому стандартних рішень у цьому напрямі немає. Проте такі визнані технології нових методів, як вплив газом високого тиску, змішувальне витіснення нафти, теплові способи, вплив ПАР, а також лужне заводнення, які вже застосовують у промислових масштабах, визначили вимоги до матеріалів, склад хімічних реагентів і види обладнання для реалізації методів. Переважну більшість обладнання, матеріалів і хімічних реагентів уже виробляють в Україні і країнах СНД, а деякі треба розробити і організувати їх виробництво.

6.1. Теплові методи

Теплові способи впливу пов'язані із введенням або одержанням безпосередньо в пласті значної кількості теплової енергії для підвищення температури пласта, що сприяє витісненню нафти незалежно від її в'язкісної характеристики. Технології теплових способів впливу, розроблені фахівцями України, конкурентоспроможні стосовно технологій інших країн, проте для їх реалізації немає необхідної надійної техніки. Для введення в пласт теплової енергії до обладнання усіх видів висуваються особливо високі вимоги, які б відповідали запроєктованим умовам їх надійної й тривалої роботи.

Раніше при проектуванні дослідних робіт на ділянках МЕР і Міріам як теплогенерувальні установки використовували парогенератори японської фірми "Такума" і Чернівецького машзаводу. У зв'язку з нагнітанням теплоносія на більш глибокі поклади (Долинське і Битківське родови-

ща) і для прискорення темпів ведення процесу потрібні потужніші теплогенерувальні установки для вироблення теплоносія з параметрами: витрати — 10 т/год; $T = 350\text{ }^{\circ}\text{C}$; $P = 16 \div 18\text{ МПа}$.

Крім теплогенерувальної установки необхідні надійні термоізольовані труби, сальніко-пакерний пристрій, устєва арматура та автоматизована система температурного контролю у міжтрубному просторі по всій довжині стовбура.

За розробленою технологією впливу на глибинний поклад — менілітові відклади Долинського родовища на глибині 2100—2150 м, для формування високотемпературної облямівки за допомогою двофазного теплоносія з метою охоплення процесом витіснення нафти у кількості 160 тис. т на площі ~60 га за товщини пласта 18 м з використанням як нагнітальних двох свердловин з ГС (довжиною 450—500 м) необхідно протягом 48 міс закачати теплоносіє з $T_{\text{уст}} = 350\text{ }^{\circ}\text{C}$ і $P_{\text{уст}} = 18\text{ МПа}$ у кількості 750 тис. т, тобто 520 т/добу. Для нагнітання зазначеної кількості теплоносія проектувалося використати дві парогенераторні установки БМПУ-12/200 виробництва АТ “Ростермнафта”, які мають таку характеристику:

Витрати теплоносія, т/год	12
Тиск на виході, МПа	20
Сухість теплоносія	0,8
Температура теплоносія на виході, $^{\circ}\text{C}$	360
Температура навколишнього середовища, $^{\circ}\text{C}$	від -20 до $+30$
Регулювання режиму роботи	Автоматичне
Максимальні витрати газу, $\text{м}^3/\text{год}$	1000

Ці установки розраховані на використання морської та пластової води після очищення від домішків. Відомі й інші теплогенерувальні установки. Наприклад, Подільський машзавод (Росія) випускає парогенератори продуктивністю понад 6 т/год теплоносія при $T = 350\text{ }^{\circ}\text{C}$ і $P = 16\text{ МПа}$.

Для реалізації ПТВ на покладах до глибини 2500—3000 м потрібні теплогенерувальні установки продуктивністю 10, 20, 30 т/год теплоносія за тиску 16—18 МПа з реальною можливістю регулювання витрат у межах 6—10, 12—20, 25—30 т/год.

Російсько-американське спільне підприємство (Санкт-Петербург) освоїло виробництво парогенераторних установок продуктивністю 10 і 20 т/год теплоносія при $T = 350\text{ }^{\circ}\text{C}$ і $P = 16\text{ МПа}$.

Для застосування водопарової суміші з метою підвищення нафтовіддачі глибинних покладів можна використовувати теплогенерувальні установки ПТ-16/150, які виробляє Охтирський АТ “Нафтопромаш”, за умови її модернізації на такі показники: тиск 20 МПа, температура на усті свердловини $180\text{ }^{\circ}\text{C}$. Така установка запроєктована для проведення процесу на дослідній

ділянці горизонту В-14 Бугруватівського родовища, розташованого на глибині 3100 м, що містить високов'язку нафту.

Зауважимо, що, незважаючи на дорожнечу процесу, в США випускають понад 20 типорозмірів теплогенерувальних установок продуктивністю від 4 до 60 т/год теплоносія, які з успіхом використовують для впровадження теплових технологій підвищення нафтовіддачі.

У 1981 р. за ініціативою завідувача лабораторії теплових методів підвищення нафтовіддачі інституту “Укрдипроднафта” К.О. Оганова разом з Е.Б. Чекалюком було підготовлено техніко-економічне обґрунтування розробки високопродуктивної блочно-транспортбельної ядерно-енергетичної установки, умовно названої “Зубр-1”. Ця назва була пов'язана з тим, що подібну установку розробляв Інститут ядерної енергетики АН БРСР (ІЯЕ АН БРСР). Директор інституту В.Б. Нестеренко і головний виконавець В.П. Бубнов дали згоду і прийняли технічні умови для доробки установки з параметрами $P > 30$ МПа і $T > 350$ °С для нагнітання теплоносія на глибині 3000—3500 м. Розробка цієї установки в 1983 р. була включена до Державного плану розвитку технічного прогресу. В подальшому до цих робіт були залучені висококваліфіковані фахівці: Е.Б. Чекалюк (ІГГК АН УРСР), Ю.П. Желтов (Московський інститут нафтохімічної і газової промисловості ім. акад. І.М. Губкіна), О.Ф. Німець (ІЯД АН УРСР), О.П. Гарушев (НВО “Союзтермнафта”). Проте після 1986 р. за обставинами, що склалися, роботи були припинені.

Іншою важливою вимогою для нагнітання теплоносія на глибину до 3000 м є наявність внутрішньосвердловинного обладнання; це термоізоляовані труби, сальніко-пакерний пристрій і система температурного контролю.

Для нагнітання теплоносіїв у більш глибокі поклади з метою розробки надійних високоміцних нагнітальних труб для транспортування теплоносія на вибій глибоких свердловин було залучено кілька галузевих та академічних інститутів. У результаті проведення великого обсягу досліджень якості сталей, термоізоляції і вітчизняних труб інститут “Укрдипроднафта”, Дніпропетровський металургійний інститут, ІЗЗ ім. Є.О. Патона АН України, Інститут механіки АН України, Інститут матеріалознавства АН України та Івано-Франківський інститут нафти і газу розробили конструкцію термоізоляованих труб з гофрованими компенсаторами.

Перша партія дослідних труб розміром 89/168 мм була виготовлена на базі НГВУ “Чернігівнафтогаз” і випробувана на св. 201 Гнідинцівського родовища (глибина 1800 м). Випробування труб здійснювалося протягом 6 міс, після їх підйому було виявлено низку дефектів, врахованих під час удосконалення конструкції труб розміром 48/102 і 60/114 мм; останній був присвоєний шифр ТСС-60/114. Прохідний діаметр внутрішньої труби 50—52 мм.

Конструкція термоізоляованих труб з гофрованими компенсаторами завдяки наявності на внутрішніх (60-мм) трубах компенсаторів у вигляді гоф-

рів завдовжки 120—150 см, має поздовжню жорсткість у 10 разів меншу, ніж гладкі труби. Нанесена на внутрішню трубу термоізоляція забезпечує нагнітання теплоносія з високими параметрами з мінімальними втратами тепла на глибину до 3000 м, при цьому дає змогу мати у міжтрубному просторі (між зовнішньою трубою і обсадною колоною) температуру не більше 120 °С. Кожна труба ТСС-60/114 має довжину 8—10 м і є автономною. Пропускна здатність труб — 12—15 т/год теплоносія за температури 350 °С і тиску >30 МПа.

Для виробництва таких труб за завданням Держнафтогазпрому проектне відділення АТ “УкрНГГ” склало проект оснащення цеху відповідним обладнанням на Дрогобицькому машинобудівному заводі, проте реалізувати цей проект не вдалося через відсутність фінансування.

Разом з трубами з компенсаторами ці самі організації розробили конструкції ТСС-48/102 і 60/114 з гладкими внутрішніми термоізольованими трубами для збереження пластової температури під час підйому високов’язких нафт.

Устева арматура призначена для кріплення устя нагнітальної свердловини і з’єднання з обсадною колоною через головку, яку ставлять і кріплять з колоною. Устева арматура має забезпечувати герметичність міжтрубних просторів 60/114 та обсадної колони. На устеву арматуру були розроблені технічні умови, вона умовно названа АУ100-30/360. Колона має витримувати високу температуру — 350 °С, і тиск понад 30 МПа. Цим умовам має відповідати колонна головка з урахуванням прийнятого діаметра обсадної колони.

Сальніко-пакерний пристрій одночасно виконує функції пакера, сальника та оберненого клапана. Такий пристрій на замовлення інституту “Укрдїпрондїнафта” розробив Краснодарський ЧСКТЗ “Зеніт” АТ “Ростермнафта” під шифром КПУ-245Т. Цей пристрій має забезпечувати кріплення низу 60/114-мм нагнітальних труб з башмаком обсадної колони; обернений клапан пристрою попереджує можливе попадання пластового флюїду у міжтрубний (114/245) простір під час подачі охолоджувальної води у цей простір. У пристрій вмонтований сальник; він є герметичним і водночас забезпечує вільний хід на довжину 10 м нижньої шліфованої частини нагнітальних труб.

Систему температурного контролю у міжтрубному просторі (168/245) розробив інститут “Укрдїпрондїнафта”. Система випробувана у нагнітальній свердловині 201 Гнідинцівського родовища і під час нагнітання теплоносія з високими параметрами виявила надійність у роботі. Ця система необхідна для контролю температурного режиму роботи нагнітальної свердловини з метою попередження нагрівання обсадної колони і можливого руйнування за колонного цементного кільця у разі підвищення температури щодо встановленої для металу труб.

Для температурного контролю у міжтрубному просторі на тілі колони термоізольованих труб на різних рівнях встановлюють датчики температури;

за допомогою кабелю КТМС-2,0 × 0,3 показники заміру передають на пульт, встановлений на поверхні.

Приблизна схема устєвого і внутрішньосвердловинного обладнання для нагнітання теплоносія в глибинні свердловини на прикладі св. 201 Гнідинцівського родовища показана на рис. 4.45.

Для формування рухомого внутрішньопластового фронту горіння на-самперед мають бути створені повітряні компресори. Згідно з досвідом застосування цього способу на пласті П₃ Гнідинцівського родовища (глибина 1800 м), продуктивність компресорів у комплекті (установки) має становити не менше 60—80 тис. м³/добу за тиску 22—25 МПа. До категорії таких належать компресори типу 305-ВП-220 (московського заводу “Борець”), які повністю комплектує і випускає Чернівецький машинобудівний завод.

Спеціальні блочні установки вигідніші тим, що їх встановлення потребує мінімальних затрат часу і мінімальних витрат. До складу цих установок входять глибинний електронагрівач для ініціювання горіння, спеціальний кабель, устєва арматура, трансформаторна установка для регулювання і керування процесом.

Для ініціювання горіння пластової нафти, починаючи з низькотемпературного окиснювання, необхідно мати комплект електронагрівального пристрою типу КЕТ-750, який серійно випускає Фастівський завод електрообладнання.

Для створення та переміщення фронту вологого горіння потрібний водяний насос продуктивністю 200—250 м³/добу і тиском 22—25 МПа.

Для обробки привибійної зони видобувних свердловин, а також циклічного ПТВ слід відновити на Чернівецькому машинобудівному заводі виробництво пересувних парогенераторних установок з модернізацією їх для забезпечення витрат пари 2—3 т/год за температури 300 °С і тиску 16 МПа.

Деякі види обладнання, наприклад пересувні парогенератори, потрібні для повсякденної роботи на промислах, а гладкі термоізольовані труби — для експлуатації глибинних покладів (Бугруватівське родовище), що містять високов’язкі нафти.

6.2. Фізичні і фізико-хімічні методи

Більшість фізичних і фізико-хімічних методів (крім газового змішувального витіснення) впливу ґрунтуються на заводненні, тобто до його застосування, одночасного застосування або після заводнення, тому для цих методів особливих видів обладнання не потрібно. Проте з метою дозування усіх видів хімічних реагентів необхідна блочна установка типу БУПР-1 для приготування полімерного та інших розчинів.

Усі серійні види обладнання: дозувальні та дотискувальні насоси, резервуари, агрегати тощо, для нагнітання і підтримання пластового тиску шляхом

закачки води можна застосовувати для впровадження фізико-хімічних технологій. Операції із закачування водних розчинів хімічних реагентів не мають принципових відмінностей від звичайного методу заводнення як в аспекті обладнання, так і в технологічному.

В решті випадків (як і для полімерного заводнення) потрібно мати установку для приготування розчину, а для розчинів ПАР — мішалки або установку типу УДПВ-5, тому що деякі ПАР у товарному вигляді за низьких температур (5—10 °С) характеризуються пастоподібною консистенцією, наприклад ОП-10 або неолон, а також продукти типу порошкоподібних лігносульфанатів. Тому для приготування концентрованих робочих розчинів неолону та інших використовують установку УДПВ-5, до якої входять блок підігріву і підпірний блок, а для розчинів, які виготовляють із сипких порошкоподібних реагентів, необхідно мати мішалку типу М2-4Х. Ці види обладнання у свій час розробили і виготовляли на багатьох заводах колишнього Міннафтохімпрому СРСР.

Для впровадження фізичних і хімічних (крім газових) методів підвищення нафтовіддачі основну увагу слід звертати на властивості хімічних реагентів — їх високоефективність і комплексність дії, а також вартість. Тоді використання таких реагентів не потребуватиме додавання інгібіторів, які попереджають різні ускладнення, що виникають при роботі нафтопромислового обладнання, — корозію, сульфатредукцію, погіршення приймальності нагнітальних свердловин внаслідок розбухання порід у привибійній зоні, випадіння асфальтосмолопарафінових речовин тощо.

Поки що немає реагентів комплексної дії, які набагато поліпшують фільтраційну характеристику ПЗП, відмивання та емульгування залишкової нафти і її витіснення з пропластків різної проникності. Тому в кожному конкретному випадку підбирають композицію з різних типів ПАР, солей, лугів, кислот, з яких можна приготувати розчини відповідних концентрацій для їх застосування.

Для використання хімічних методів впливу потрібна наявність нафтових та лігносульфанатів аніонних ПАР і неолонів АФ₉ як неоногенних ПАР для створення нафтовитискувальних композицій.

Отже, для початку масового застосування хімічних методів впливу вже розроблені й випробувані в промислових умовах композиції різних ПАР.

Нижче наведені номенклатура основних хімічних реагентів і їх характеристика для застосування хімічних методів підвищення нафтовіддачі:

- оксіетильовані алкілфеноли: ОП-10, неолони АФ₉-4, 6, 7, 10, 12, температуростійкість до 75—80 °С;
- оксіетильовані ізофеноли: ОДНФ “Диноксол”, ОДНФ-16, 18, 20, 22, температуростійкість до 100 °С;
- аніонактивні ПАР, алкілбензолсульфонати АБС, сульфонати різних марок, термостійкість до 160—180 °С;

- алкілакрилсульфонати (натрієві сульфонати) на основі керосино-газойлевих і масляних фракцій нафти) типу НЧК, ДС-РАС, “Карпатол”, “Пінол”, “Мірол”;
- лігносульфонати технічні (ЛСТ), сульфонатний чорний луг, сульфonato-спиртова барда;
- емульгатори: емульгатор-стабілізатор ЕС-4, дисперсія інвертна “Дисін”.

Виникає необхідність подальшого розширення асортименту і удосконалення хімічних реагентів, які можна використовувати у поєднанні з тепловими способами впливу. Роботи з дослідження такого поєднання розпочаті у науковому відділенні АТ “УкрНГІ”.

Випуск зазначених апробованих хімічних реагентів, обладнання, приладів і матеріалів для впровадження технологій методів підвищення нафтовіддачі можна організувати на заводах розвинутого машинобудування, хімічної і нафтохімічної промисловості України.



ТЕХНОЛОГІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРОЦЕСІВ НОВИХ МЕТОДІВ

Основною передумовою застосування нових методів підвищення нафтовіддачі є оцінка і прогноз технологічної та економічної ефективності процесу. Така оцінка починається з визначення технологічної ефективності застосованого методу за кількістю додатково вилученої нафти порівняно з добутою за базовим варіантом розробки. Технологічна ефективність методу впливу пов'язана з геолого-фізичними умовами розробки, при цьому за базовий варіант розробки приймають той метод, який передував початку робіт з використання нового методу на об'єкті.

Видобуток нафти за методом впливу визначають за фактичними даними розробки родовища протягом 5—10 років, установлюють темп падіння видобутку, а потім на базовому варіанті експлуатації об'єкта розраховують проектну кількість нафти в результаті процесу.

Складнішим є визначення технологічної ефективності із застосуванням нових методів впливу на родовищах, які вводять знову в розробку без базового варіанта. Тоді технологічну ефективність методу визначають зіставленням фактичних результатів з розрахунковими показниками базового варіанта розробки покладу. Останній треба вважати режимом виснаження для подальших розрахунків технологічного ефекту.

Додатковий видобуток нафти $Q_{\text{дод}}$ визначають за формулою:

$$Q_{\text{дод}} = Q_{\text{пр}} - Q_{\text{б}} = \alpha Q_{\text{пр}}, \quad (7.1)$$

де $\alpha = 1 - Q_{\text{б}} - Q_{\text{пр}}$ — коефіцієнт, що визначає частину нафти, яку потрібно вилучити від загального відбору за новою технологією; $Q_{\text{пр}}$, $Q_{\text{б}}$ — видобуток нафти відповідно в результаті процесу, де діє зона реагування, і за базовим варіантом.

Технологічну ефективність, яка виражена одержаною додатковою нафтою порівняно з базовим варіантом, можна розрахувати за формулою

$$\Delta Q(t) = Q_2(t) - Q_1(t), \quad (7.2)$$

де $Q_2(t)$ — поточний видобуток нафти в результаті процесу; $Q_1(t)$ — поточний видобуток нафти за базовим варіантом; $\Delta Q(t)$ — поточний додатковий видобуток нафти.

Накопичений додатковий видобуток нафти обчислюють складанням видобутку від початку реагування свердловин.

Для розрахунку показників енергетичної ефективності поки що немає достатньої інформації, яка б дала змогу встановити норматив енергетичної межі розробки об'єктів новими методами. Оцінка розробки покладів за новими технологіями охоплює встановлення енергетичної межі розробки, зіставлення і вибір рекомендованого методу впливу. Розрахунок показників енергетичної ефективності процесів, особливо теплових способів впливу, досить складний, тому що треба враховувати багато показників енерговитрат, наприклад для одержання тепла, приготування і нагнітання хімічних розчинів, видобутку додаткової нафти, збір, підготовку і транспортування додаткової продукції тощо.

За фізичних і хімічних методів впливу питання енерговитрат більш-менш ясні, оскільки впроваджують переважно метод заводнення. Теплові способи є енергоємними, з великими енерговитратами, і не завжди енерговитрати покриваються кількістю додаткової нафти. Проте із застосуванням теплових способів впливу кількість нафти, що відбирається, набагато більша, ніж за іншими новими методами. Це доведено світовою практикою проведення процесів підвищення нафтовіддачі.

За результатами попередніх досліджень із застосування нових технологій підвищення нафтовіддачі, якщо питоме енергоспоживання вище за 0,7—0,75, то процес будь-якого методу вважається неефективним. Тому для вибору оптимального варіанта розробки покладу новими методами підвищення нафтовіддачі проводять порівняльне зіставлення енерговитрат і прирощеної енергії для кожного методу за весь період процесу впливу і відбору додаткової нафти.

Прикладом енергетичної ефективності від застосування теплоносіїв є результати на ділянках МЕР і Міріам Бориславського родовища, за якими відношення об'єму вилученої додаткової нафти до кількості витраченої енергії щодо умовного палива становили відповідно 1,0 : 6,2 і 1,0 : 3,6, що підтверджує енергетичну ефективність проведених процесів.

За даними ЦНДЛ АТ “Укрнафта”, процес термозаводнення, що здійснюється з 1986 р. на менілітових відкладах Луквинського родовища, дав змогу на 01.01.99 р. видобути 264,1 тис. т додаткової нафти, об'єм якої після відрахування енерговитрат є економічно ефективним.

На Лесяківському родовищі на горизонті П₃ розпочатий дослідний процес застосування композицій реагентів хоча і не був завершений, однак на

маленькій ділянці одержали 31,6 тис. т додаткової нафти, що є технологічним ефектом.

У розрахунках враховані витрати усіх видів енергії, до яких належать прямі показники й безпосередні, перелік яких вказаний у нормативному документі.

До прямих належать витрати, пов'язані з виробленням і нагнітанням теплоносіїв, витісненням, збором, транспортуванням продукції і послугами із забезпечення проведення процесу, що складають експлуатаційні витрати. Безпосередніми є витрати енергії на облаштування об'єкта для проведення процесу. Обидва види витрат враховують під час оцінки економічної ефективності процесу.

Метод, який проектується для оцінки показників енергетичної ефективності процесу, згідно з нормативним документом (РД 39-0148290-202-85) [178], передбачає визначення коефіцієнта корисної енерговіддачі. Його розраховують за відношенням прирощених енергоресурсів до енергії балансових запасів в умовному обчисленні за формулою

$$K_k = \frac{E_n}{E_6} = K_{\text{вн}} - \frac{E_b}{E_6}, \quad (7.3)$$

де E_n — прирощені енергоресурси, т ум. палива; E_6 — енергія балансових запасів, т ум. палива; $K_{\text{вн}}$ — коефіцієнт нафтовіддачі пластів, частки одиниці; E_b — енергоресурси, витрачені і втрачені у процесі впливу.

Прирощені енергоресурси визначають за формулою

$$E_n = E_d - E_b, \quad (7.4)$$

де E_d — енергоресурси, які містяться у валовому видобутку, т ум. палива.

Для оцінки методу впливу запропоновано коефіцієнт енергетичної ефективності процесу, який показує кратність прирощення енергоресурсів порівняно з прийнятим базовим варіантом розробки. Його визначають за формулою

$$K_e = \frac{E_{n2}}{E_{n1}}, \quad (7.5)$$

де E_{n1} , E_{n2} — прирощені енергоресурси відповідно за базовим варіантом і варіантом застосованого методу.

На основі аналізу наводять основні показники енергетичної ефективності запропонованого методу впливу.

Розглянутий метод визначення енергетичної ефективності можна застосовувати і для розрахунків цих показників нових методів впливу.

Згідно з аналізом енергетичної оцінки застосування методів підвищення нафтовіддачі на ряді покладів, для енергоємного процесу теплових методів впливу рівень питомого енергоспоживання коливається від 0,4 до 65 т ум. палива. Такою є енергетична ефективність процесів впливу на ділянках МЕР і Міріам Бориславського родовища. Вищими були енерговитрати для процесу

внутрішньопластового фронту горіння, здійсненого на горизонті П₃ Гнідинцівського родовища.

Засновник української школи термодинаміки нафтового пласта Е.Б. Чекалюк висловив деякі сумніви щодо технологічної ефективності і доцільності застосування технології внутрішньопластового фронту горіння на покладах глибиною понад 1500 м, що і підтвердив дослідженнями [135]. Незважаючи на універсальність способу внутрішньопластового горіння, процес виявився високоенергоємним. Компресори, що потрібні для нагнітання повітря у глибинні поклади під тиском для підтримання горіння, інколи витрачають більше моторного палива на обробку 1 м³ пласта, ніж кількість залишкової і вилученої нафти в цьому об'ємі.

Теоретично доведено [135], що зі збільшенням глибини закачки окиснювача підвищуються витрати енергії для створення необхідного тиску нагнітання (див. табл. 4.10).

Якщо початкові запаси залежно від пористості в 1 м³ породи не виходять за межі 160—260 м/м³ нафти, відбір якої в умовах первинної обробки і застосування вторинних методів впливу не перевищує 30 %, то залишкові запаси нафти в 1 м³ породи становитимуть 120—180 м/м³. За даними табл. 7.1, питомі витрати палива для енергії компресорів, починаючи з глибини 1500 м, перевищують у середньому запаси залишкової нафти. Крім того, до цих витрат додаються питомі витрати палива для компенсації неминучих тепловтрат. Ці фактори визначають недоцільність застосування внутрішньопластового фронту горіння для впливу на поклади глибиною понад 1500 м. Проте з удосконаленням технології впливу цей процес може стати енергетично ефективним і для глибин 1500 м.

На жаль, доводиться констатувати, що відомостей про енергетичну ефективність процесів фізико-хімічних методів впливу в літературі немає. Здійснені процеси газоповітряної репресії на Бориславському і Битківському родовищах, а також хімічних методів впливу на Старосамбірському і Струтинському родовищах виявились економічно ефективними. Звідси випливає, що енерговитрати на проведення зазначених процесів були враховані для оцінки економічної ефективності фізико-хімічних методів впливу. Отже, під час проектування процесів нових методів підвищення нафтовіддачі слід виходити з умов, які задовольняють народногосподарські потреби у нафті і газі — енергетичного і моторного палива за поточний і прогнозний періоди.

Вибір оптимального варіанта застосування нових технологій теплових і фізико-хімічних методів підвищення нафтовіддачі покладів здійснюється шляхом порівняльного аналізу енерговитрат на процес впливу і прирощеної енергії за весь період розробки методом, який проектується для видобутку додаткової нафти.

Енергетична ефективність прямо залежить від одержаної енергії (у вигляді додаткової продукції), яка має перевищувати витрачену на процес енергію не менш як на 50—60 %.

Основні показники енергетичної ефективності запроєктованого методу такі:

- балансові запаси, млн т ум. палива;
- об'єм видобутку нафти і газу, млн т ум. палива;
- витрати енергії для здійснення процесу, млн т ум. палива;
- приріст енергоресурсів, млн т ум. палива;
- коефіцієнт корисної енерговіддачі, %;
- коефіцієнт енергетичної ефективності, частки одиниці;
- питома енергоспоживання, частки одиниці.

Ці показники розраховують за періоди 5, 10 і 15 років. За результатами технологічної і енергетичної ефективності здійснюють економічну оцінку методу впливу, що проектується.



МОЖЛИВОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ НОВИХ МЕТОДІВ НА ПОКЛАДАХ УКРАЇНИ

Згідно з аналізом світової практики, проблемі максимального використання вже розвіданих запасів нафти приділяють пріоритетну увагу як важливому напрямку технічного прогресу в галузі розробки нафтових родовищ. Дослідження зі створення нових нетрадиційних методів розробки нафтових родовищ були розпочаті ще з 1930-х років. Питання досліджень і розробки нових технологій, так званих третинних методів підвищення нафтовіддачі, вирішують у США, Росії, Канаді, Китаї та ін.

Для вивчення розробки, досліджень і промислового впровадження нових методів у США в 1980 р. був створений і нині діє спеціальний комітет.

У результаті теоретичних, експериментальних і промислових досліджень, основні положення яких наведені в розділах цієї монографії, визначились пріоритетні напрями щодо створення нових прогресивних технологій для методів впливу. Це передусім різні модифікації теплових методів, розробка фізичних і хімічних методів, використання свердловин з горизонтальними стовбурами.

За допомогою теплових методів можна вилучити не менше 15—25 % залишкових балансових запасів. Це методи: витіснення нафти паровими об'ляміvkами; за допомогою теплоносія — води з високими термодинамічними параметрами — з глибинних покладів; внутрішньопластового рухомого фронту вологого горіння; поєднання теплоносіїв з різними хімічними реагентами.

До фізичних належать методи: газоповітряної репресії; змішувального витіснення нафти газовими розчинниками; витіснення нафти діоксидом вуглецю (CO_2) та азотом високого тиску; газоводяної репресії.

До хімічних належать методи: полімерного заводнення різної модифікації; заводнення з розчинами ПАР; витіснення нафти вуглеводневими розчинами; лужне заводнення.

В останні роки для підвищення нафтовіддачі покладів за кордоном широко застосовують свердловини з ГС, РГС, БГС на родовищах, що розроблюються тривалий час.

Крім методів витіснення нафти азотом, діоксидом вуглецю, лужного заводнення і впливу теплоносіями у поєднанні з хімічними реагентами, решта методів пройшла промислове випробування на родовищах України (див. розд. 4).

Дослідження внесли корективи в критерії підбору покладів для застосування теплових методів впливу. Так, у попередніх нормативних документах застосування паротеплового впливу обмежували покладами з в'язкістю понад 50 мПа·с. Результати досліджень застосування цього методу на трьох об'єктах Бориславського родовища в різних складних геологічних умовах показали, що зняття цих обмежень дало змогу вилучити від 7 до 23 % додаткової нафти в'язкістю від 7 до 10 мПа·с.

Унікальний дослідний процес із застосуванням внутрішньопластового горіння на глибині 1850 м горизонту П₃ Гнідинцівського родовища з повністю обводненою продукцією показав можливість вилучення ще 15 % додаткової нафти з обмеженої дослідної ділянки. На Леляківському родовищі застосування композицій водного розчину хімічних реагентів на обмеженій ділянці горизонту П₁₊₂ з 96%-ю обводненою продукцією дало змогу вилучити 31,6 тис. т додаткової нафти, яку неможливо було видобути іншими методами.

Проте розроблені технології для підвищення нафтовіддачі нафтових родовищ не є універсальними. Кожен з методів характеризується своїм механізмом витіснення нафти і залежить від багатьох факторів, насамперед від геологічної будови. Тому ці методи не можна рекомендувати для впровадження однозначно на всіх покладах з різними геологічними будовами. Втім існування кількох технологій зі своїми механізмами витіснення нафти дає можливість вибрати одну з них для конкретного покладу залежно від його геологічної будови. Для цього треба знати кількість залишкових запасів на родовищі та умови, в яких вони залягають, слід вивчити фізико-хімічні властивості колектору і вмісної породи, властивості нафти, газу і пластової води, геологічні особливості, поточний стан розробки покладу, технічний стан фонду свердловин. Ці дані мають відповідати встановленим критеріям для вибору і ефективного проведення процесу.

При цьому треба враховувати, що для технологічної і економічної ефективності запроектованого процесу відбір нафти має становити не менше 10 % початкових балансових запасів, інакше запланований прибуток не буде одержаний.

Аналіз результатів світової практики і досліджень в Україні за новими методами впливу свідчить про розробку нових технологій, за допомогою

яких можна підвищити нафтовіддачу пластів не менше 10 % балансових запасів нафти. Це вплив теплоносіями (пара і водопарова суміш), газова водяна репресія, змішувальне витіснення нафти та заводнення з доданням різних хімічних реагентів. Доцільність їх застосування доведена дослідями.

Для одержання відчутних результатів зазначені методи треба впроваджувати в широких масштабах. Навіть якщо щорічно видобувати 0,1 % початкових балансових запасів, то кількість вилученої нафти становитиме понад 80 тис. т.

Нині нафтодобувні підприємства України через фінансові утруднення не зацікавлені здійснювати капіталовкладення і вкладати матеріальні кошти у впровадження методів, які не можуть забезпечити негайної відчутної віддачі, тому доцільність застосування нових технологій розробки нафтових родовищ, які здаються дорогими, залежить від фінансових і матеріальних можливостей підприємств.

Система ціноутворення, встановлена на власну нафту в Україні, не розв'язує проблеми економічного стимулювання видобутку нафти за допомогою нових технологій підвищення нафтовіддачі, які широко застосовують у багатьох державах світу. Лідерами в цій галузі є США, Канада, Росія, Китай, Венесуела та ін.

Для максимального використання наявного великого резерву вже розвіданих запасів нафти, що знаходяться на балансі держави, необхідно прийняти такі рішення, які б стимулювали розвиток видобутку власної нафти шляхом застосування нових методів впливу. Таке рішення має бути взаємовигідним з боку як держави, так і нафтодобувних підприємств.

Необхідно розглянути питання щодо диференційованої системи оподаткування, що забезпечує рівний за рентабельністю видобуток нафти шляхом розробки і впровадження технологій нових методів. Позитивний вплив такого заходу дав би змогу здійснити фінансування дослідно-промислових робіт і впровадити нові технології й технічні засоби, розвинути матеріально-технічну базу вилучення додаткової нафти, якої гостро потребує країна.

В останні роки геологорозвідувальні роботи з відкриття великих нафтових родовищ не дали позитивних результатів. Нові нафтові родовища, відкриті на глибині понад 3000 м, характеризуються малими запасами, які не забезпечують стабілізації видобутку нафти в Україні.

Тому, на думку авторів монографії, важливим чинником стабілізації і підвищення видобутку нафти є використання розвіданих запасів шляхом створення і масового впровадження нових технологій розробки нафтових родовищ.

Першочергові поклади України для застосування нових методів впливу

В Україні розробляється понад 200 нафтових, газових і газоконденсатних родовищ, які початково містили більше 2,6 трлн м³ газу, 150 млн т газового конденсату, 800 млн т нафти. Після тривалого видобутку, коли розробка деяких родовищ розпочалася в XIX ст., залишкові видобувні запаси у відкритих

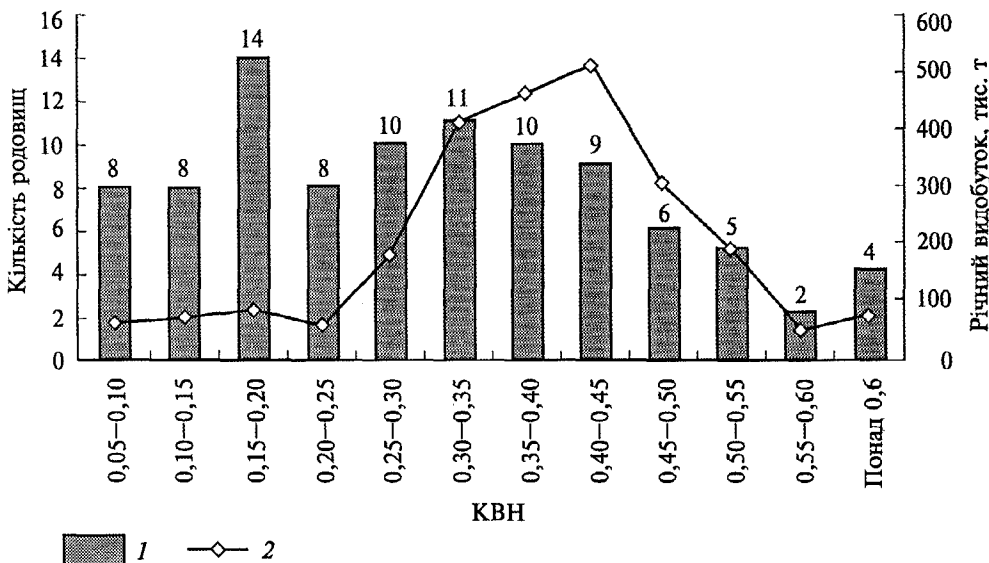


Рис. 8.1. Розподіл нафтових родовищ України за проектним коефіцієнтом вилучення нафти (КВН):

1 — кількість родовищ; 2 — крива видобутку

родовищах оцінюються близько 950 млрд м³ газу, 100 млн т газового конденсату і 70 млн т нафти.

Максимального видобутку нафти і газу в Україні було досягнуто на початку 1970-х років, що пов'язане з введенням у розробку кількох великих родовищ нафти і газу в Дніпрово-Донецькій западині. Важливо, що запроектовані і реалізовані системи розробки цих родовищ забезпечили високі темпи відбору вуглеводнів. Незважаючи на виснаженість запасів, вони і на цей час забезпечують четверту частину поточного видобутку.

Якщо виходити з принципів, що закладені в міжнародні стандарти з визначення запасів вуглеводнів, за нинішніх темпів відбору підходів реальна забезпеченість України запасами з видобутку газу перевищує 30 років, а з видобутку нафти — 20 років. Для порівняння, поточна забезпеченість США видобувними запасами нафти становить 12, газу — 11 років, однак цей показник унаслідок постійного приросту видобувних запасів в обсягах, що компенсують поточний видобуток, практично не змінюється вже протягом кількох десятиліть. Важливим є факт, що в США щорічно не менш 20 % видобутку компенсується видобувними запасами, які збільшуються завдяки вдосконаленню систем розробки на діючих родовищах, і в першу чергу в результаті використання методів підвищення нафтовіддачі.

Повнота вилучення нафти з покладів залежить від багатьох чинників, насамперед режиму роботи покладу, колекторських властивостей пласта та в'язкості нафти. Рис. 8.1 ілюструє розподіл нафтових родовищ України за

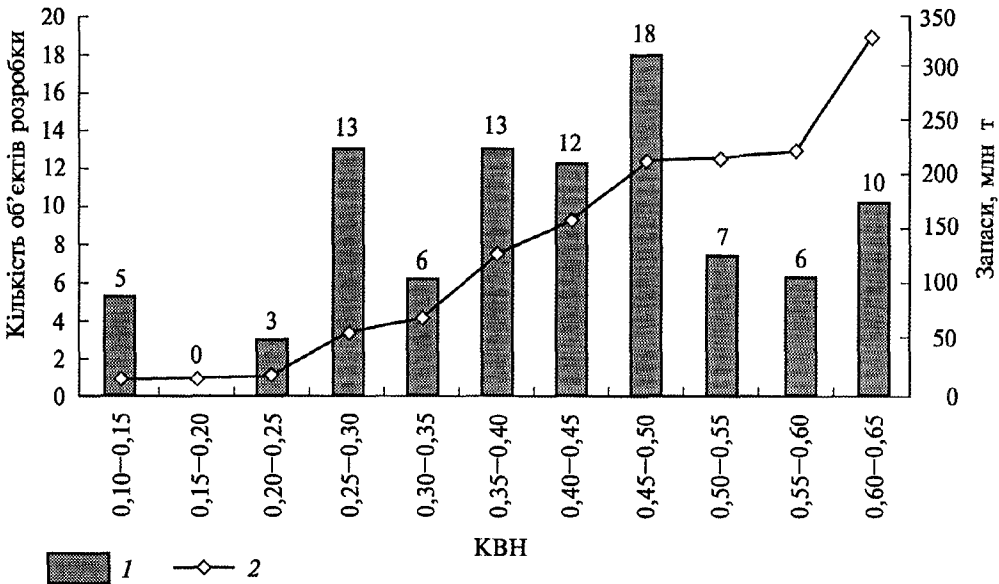


Рис. 8.2. Розподіл об'єктів розробки нафтових родовищ Дніпровсько-Донецької западини за проектним коефіцієнтом вилучення нафти (КВН):

1 — проектний КВН; 2 — геологічні запаси за накопиченням

кінцевим середнім по родовищах коефіцієнтом нафтовилучення, прийнятим при підрахунку балансових запасів нафти. У світовій практиці вважається добрим результатом досягнення 50 % нафтовилучення за водонапірних режимів розробки родовища і 30 % — режиму розчиненого газу. Тому загалом можна вважати, що очікувана повнота вилучення нафти з родовищ України відповідає сучасним технологічним можливостям, однак є група родовищ з високов'язкими нафтами і низькими колекторськими властивостями пластів, для яких прийнятий коефіцієнт нафтовилучення вкрай низький. Системи розробки таких родовищ потребують суттєвого вдосконалення шляхом використання методів підвищення нафтовилучення та ущільнення сітки свердловин.

У зв'язку з тим що більшість родовищ України складаються з декількох об'єктів розробки, що експлуатуються окремими сітками свердловин, достовірніше характеризує системи розробки з позицій повноти вилучення нафти розподіл проектного коефіцієнта нафтовилучення по окремих об'єктах розробки (рис. 8.2). Для більшої частини нафтових об'єктів розробки, в яких знаходиться близько половини початкових геологічних запасів нафти в межах Дніпровсько-Донецької западини, запроектовані системи розробки забезпечують прийнятний рівень кінцевого вилучення нафти понад 40 %. Проте є велика група родовищ з відносно низькими кінцевими коефіцієнтами нафтовилучення, але які містять близько третини початкових геологічних за-

пасів нафти. Системи розробки таких родовищ, безумовно, потребують удосконалення для підвищення кінцевого нафтовилучення. Вважається, що тільки вдосконалення систем розробки без використання сучасних, але звичайно дорогих методів підвищення повноти вилучення нафти, разом із належним розумінням гідродинамічних процесів, що відбуваються в об'єкті розробки, та контролю за ними можна в середньому підняти кінцевий коефіцієнт нафтовилучення на 5 % і більше. По нафтових родовищах Дніпровсько-Донецької западини це рівносильне введенню в розробку близько 16 млн т видобувних запасів нафти, притому що залишкові видобувні запаси нафти по них складають 27 млн т.

Розглянуті методи інтенсифікації шляхом впливу на привибійну зону і нові методи впливу на пластову систему при проектуванні мають ґрунтуватися на принципах максимального використання інфраструктури облаштованого промислового господарства і мінімальних енерговитрат. З огляду на цей принцип, для рекомендацій щодо продовження робіт було розглянуто багато покладів, що мають значні залишкові балансові запаси нафти.

На основі аналізу геолого-фізичних характеристик покладів і перспектив їх подальшої розробки (на природному режимі та із застосуванням традиційних методів) з урахуванням властивостей пластових флюїдів і розроблених критеріїв застосування досліджуваних нових технологій були визначені першочергові об'єкти, які відповідали умовам використання нових методів.

До вибраних першочергових об'єктів для впливу на пластову систему належать поклади з низькопроникними колекторами — менілітові відклади Долинського, Битківського і Луквинського родовищ, поклад з тріщинувато-поровими породами верхньоюрського горизонту Коханівського родовища, поклад з високообводненою продукцією — горизонт K_1 Гнідинцівського родовища, Старосамбірське і Струтинське родовища та поклади, що містять в'язкі нафти, Решетняківського, Бугруватівського та інших родовищ.

На Старосамбірському і Струтинському родовищах доцільно продовжити роботи щодо впливу розчинами ПАР з охопленням усього покладу процесом. На Леляківському родовищі пропонується продовжити роботи з розширенням досліджень із застосування комбінованого методу впливу композицій хімічних реагентів, складених з неонулу АФ₉-12, розчинів соляної кислоти та інших компонентів. На горизонті М-5 Богданівського родовища буде ефективним підтримання пластового тиску водою, загущеною поліакриламідом. Для використання раніше побудованого компресорного господарства на Гнідинцівському родовищі пропонується розпочати процес внутрішньопластового горіння на горизонті K_1 . Для цього на покладі є всі умови — одержані позитивні результати на горизонті P_3 .

Складнішим є питання щодо використання залишкових важкодобувних запасів нафти з менілітових відкладів Долинського (понад 30 млн т) і Битківського (понад 40 млн т) родовищ. На цих покладах пропонується провести до-

слідні процеси із застосуванням водопарової суміші у поєднанні з використанням нагнітальної горизонтальної свердловини, а потім розширити поетапне впровадження на покладах. Хоча такий процес за капітальними вкладеннями на додаткове облаштування буде дорожчим, ніж хімічні методи, проте нафто-віддача становитиме не менше 15 % початкових балансових запасів.

Майже в аналогічних умовах стрийських відкладів ділянки Міріам Бориславського родовища, незважаючи на значні порушення технології, в результаті процесу було вилучено 18 % додаткової нафти від початкових балансових запасів.

У результаті дослідного процесу протягом 12 років на роговиковому горизонті Битківського родовища (з відрахуванням кількості нафти, що покриває енерговитрати) передбачається видобути 154 тис. т товарної нафти і 62 млн м³ супутнього газу. За попередніми укрупненими розрахунками вартість (не собівартість) 1 т нафти становить 72—75 дол. США.

Галузь застосування активного теплового впливу при розробці нафтових родовищ досить широка, тим і визначається його висока значущість і необхідність скорішого впровадження на родовищах України.

На менілітових відкладах МІ-2 Луквинського родовища передбачається продовжити термозаводнення за умови підвищення температури води, що нагнітається, до 130 °С на усті свердловини. Температура води, яку нагнітають, на усті свердловини становить 70—80 °С, на глибині 1200—1400 м теплота втрачається, хоча і має ефект. Проте доведення температури теплоносія до 130 °С, який матиме певну кількість пари, сприятиме збереженню температури на вищому рівні й витісненню нафти.

У зв'язку з одержанням нових даних щодо геологічної будови Північно-коханівського блока однойменного родовища на площі 1480 га рекомендується пробурити ряд нагнітальних і видобувних свердловин, провести термозаводнення з охопленням 2/3 частини оконтуреної площі. Такий процес дає змогу за 15—16 років вилучити 1580 тис. т додаткової товарної нафти вартістю 60 дол. США/т.

На Бугруватівському родовищі на глибині 3100—3300 м у горизонтах В-14, В-15, В-16, В-20 міститься високов'язка нафта — 40 мПа · с у пластових умовах; її запаси — понад 20 млн т.

Рекомендується провести процес впливу водопаровою сумішшю на дослідній ділянці горизонту В-14, для чого був складений відповідний проект. Розрахунки показали, що за 15 років з дослідної ділянки можна вилучити 141 тис. т нафти, тобто 24 % початкових балансових запасів.

У результаті здійснення дослідного процесу проектується одержати чистий прибуток у сумі 36,4 млн грн. Процес впливу водопаровою сумішшю проводитиметься уперше.

Зрештою, пропонується розпочати застосування ГС для відбору нафти з пластової системи шляхом охоплення великої площі дренажування покладу. У світовій практиці за останні 5—10 років цей метод підвищення відбору нафти

ТАБЛИЦЯ 8.1. Показники процесів підвищення нафтовіддачі першочергових об'єктів

Родовище, поклад, горизонт	Глибина залягання, м	Нафтона-сичена товщина, м	Досягнутий коефіцієнт від балансових запасів	Площа, що підлягає впливу, га	Тривалість процесу, роки	Кількість свердловин на площі, що проектується		Видобуток нафти в результаті процесу, тис. т	Проектний коефіцієнт від початкових балансових запасів
						добув-них	нагніталь-них		
<i>Фізико-хімічні методи</i>									
Деляківське, горизонт П _{1,2}	1940	15	0,536	3372	14	43	14	1644,0	0,609
Богданівське, горизонт М-5	2230	11,5	0,326	201	15	10	2	55,6	0,475
Скороходівське, В-19	3570	9,5	0,398	263	13	13	5	49,3	0,546
Качанівське, горизонт П ₃	1800	13,5	0,495	607	20	15	2	220,5	0,600
Старосамбірське, ямненський горизонт — дослідна ділянка	3500	78,2	0,159	10	8	3	1	190,8	0,550
Радченківське, горизонт, 4 ка	1380	3,5	0,211	130	30	14	3	80,8	0,350
<i>Теплові способи впливу</i>									
Долинське, горизонт клівських пісковиків — дослідна ділянка	2100	17,0	0,18	63	10	21	2	166,0	0,390
Битківське, роговиковий горизонт — дослідна ділянка	2090	18,5	0,09	90	12	12	2	199,0	0,154
Бориславське, бориславський пісковик — три дослідні ділянки	1300	21,6	0,480	85	8	16	3	122,0	0,720
Решетняківське, байоський горизонт — поклад у цілому	500	16,9	0,07	22,5	8	8	2	187,5	0,267
Коханівське, верхньороський горизонт — блок у цілому	1200	19,2	0,06	191	14	14	4	1900,0	0,287
Луквинське, горизонт М _{1,2} , північна ділянка	1200—1400	34,0	0,131	65	Продовження процесу термоводнення з підвищенням температури теплоносія до 130 °С на усті				
Гнідинцівське, горизонт К-1	1830	12,3	0,564	920	23	20	3	328,0	0,580
Бугруватівське, горизонт В-14 (блок 4)	3200	13	0,18	38	12—15	8	1	141,0	0,24

Закінчення табл. 8.1

Родовище, поклад, горизонт	Глибина залягання, м	Нафтона-сичена товщина, м	Досягнутий коефіцієнт від балансових запасів	Площа, що підлягає впливу, га	Тривалість процесу, роки	Кількість свердловин на площі, що проєктується		Видобуток нафти в результаті процесу, тис. т	Проектний коефіцієнт від початкових балансових запасів
						добув-них	нагніталь-них		
Битківське, роговикий го-ризонт Делятинського блока	3000	15,0	0,09	169,6	—	1	—	70,0	0,200
	3000	19,6	0,09	1585	—	4	—	2890	0,230
Орив-Уличинське, центральна частина — дослідна ділянка	3195	35,0	0,134	171,8	—	3	—	334,1	0,180
Кибицінське, горизонт В-1, дослідна ділянка	1615	6,0	0,185	158,0	—	2	—	210,0	0,235
Долинське, горизонт клівських пісковиків — дослідна ділянка	2160	17,5	0,18	63,5	—	2	—	166,0	0,310
Бориславське, бориславський пісковик, БГС	1300	21,0	0,48	—	—	3	—	90,0	—
Коханівське, верхньюрський горизонт, ГС	1200	19,2	0,06	—	—	2	—	—	—
Качанівське, горизонт К-7, БГС	1800	13,5	0,495	—	—	1	—	—	—
Прилуцьке, горизонт С ₈₊₉ , БГС	1400	12	—	—	—	1	—	—	—
Великобубнівське, горизонт Н-9, БГС	2823	10,5	0,13	—	—	1	—	—	—
Південнопанасівське, горизонт С-7, південний блок	2700	10,0	—	—	—	1	—	15,0	—
Бутруватівське, горизонт В-14	3200	13,0	0,18	8,0	—	1	—	15,0	—

Застосування свердловин з горизонтальними стовбурами

застосовують широко. У США, Канаді, Росії щорічно бурять сотні і тисячі таких свердловин.

Великий інтерес становить буріння БГС у діючих видобувних свердловинах. У США на родовищах Техасу, що розробляються довгий час, щорічно буриться 200—250 БГС. Є багато прикладів, коли цим методом відновлювали видобуток нафти в старих ліквідованих свердловинах.

В Україні перші такі свердловини були пробурені у 1957—1958 рр. і потім, у 1972—1973 рр., одержані позитивні результати.

Зважаючи на ці приклади і традиції, рекомендується на деяких старих родовищах України почати буріння ГС і БГС. Нові свердловини з ГС слід бурити на менілітові відклади Долинського, Битківського та Луквинського родовищ, а також на Орів-Уличнянському, Кибинцівському, Коханівському родовищах.

В АТ “Чорноморнафтогаз” протягом 2 років пробурили три БГС у діючих свердловинах і одержали позитивні результати. Нагромаджується досвід для розширення буріння БГС як на морі, так і на суші.

Бурові верстати вантажністю 125 т пропонується використовувати наперед для буріння ГС у діючих видобувних свердловинах на Орів-Уличнянському, Луквинському, Прилуцькому, Качанівському та Великобубнівському родовищах. Крім того, науково-дослідне та конструкторське бюро бурового інструменту НДІ і КББІ склало проект на дату написання звіту і підготувало необхідні інструкції та обладнання для врізки БГС на одній з діючих свердловин горизонту К-7 Качанівського родовища.

Правильний вибір місцезнаходження перших свердловин, в яких рекомендується буріння БГС, сприятиме одержанню важливої інформації про ефективність методу і дасть змогу розширити застосування їх на інших родовищах. Впровадження цього методу підвищення нафтовіддачі потрібно починати з буріння БГС у діючих видобувних свердловинах на вибраних родовищах.

Укрупнені показники рекомендованих технологій нових методів впливу на першочергових об'єктах нафтових родовищ України наведені в табл. 8.1. За попередніми розрахунками встановлено, що протягом 12—15 років можна видобути додаткової товарної нафти за допомогою фізичних і хімічних методів — 2405 тис. т, теплових методів — 2574,5 і застосування ГС і БГС — 1150 тис. т.

Україна належить до держав, економіка яких не забезпечується повністю власними первинними джерелами енергоресурсів, і в першу чергу вуглеводневою сировиною. Поточні потреби держави у природному газі власного видобутку задовольняються на 24—27, у нафті — на 20—25 %. Проте було б неправильним стверджувати, що Природа обділила Україну запасами нафти і газу.

Промисловий видобуток нафти і газу з родовищ Прикарпаття розпочався ще у другій половині ХІХ ст. За час, що минув, із надр України вилучено понад 370 млн т нафти й газового конденсату і 1,7 трлн м³ газу, залишкові запаси у відкритих родовищах оцінено в 70 млн т нафти, 100 млн т газового конденсату та 950 млрд м³ природного газу. Якщо орієнтуватися на середню забезпеченість запасами вуглеводнів у світі, то для України картина не сприймається як песимістична. З огляду на підтвержені видобувні запаси, у світі на душу населення в середньому припадає близько 25 тис. м³ запасів газу і 27 т нафти, в США — 10 т і 17 тис. м³, у країнах Західної Європи — 0,5 т і 10 тис. м³ відповідно.

Очевидно, що за таких умов дбайливе відношення до природних ресурсів — це передусім максимально можливе їх повне використання. При цьому значну роль має відігравати застосування сучасних методів підвищення нафтовилучення пластів.

У світовій і вітчизняній практиці сформувалися три основні напрями впровадження третинних методів підвищення нафтовіддачі, які у відповідних умовах і на сучасному рівні технічних й технологічних можливостей забезпечують економічно виправданий рівень додаткового видобутку нафти.

Перший напрям — це розробка різноманітних теплових методів впливу на поклади: парою, гарячою водою, водою з високими термодинамічними параметрами; сухе та вологе внутрішньопластове горіння. Однозначна ефективність теплових методів в умовах високов'язких нафт пояснює їх

широке використання в США, Венесуелі, Канаді та інших країнах. Більш того, за канадським досвідом розробки пісків родовища Атабаска, використання теплових методів у сукупності з широким застосуванням свердловин з горизонтальними стовбурами дає змогу перевести значні запаси нафти у категорію вилучуваних.

В Україні запаси покладів, що містять нафту високої в'язкості, обмежені, тому дослідження з теплових засобів впливу були спрямовані на вивчення можливості підвищення нафтовіддачі нафти в'язкістю менше 50 мПа · с. Результати робіт на трьох об'єктах Бориславського родовища та Гнідинцівському родовищі підтвердили можливість досягнення високого технологічного результату від використання теплових методів для вилучення нафти в'язкістю від 7 до 12 мПа · с при практично вичерпаних можливостях традиційного заводнення. Між тим, згідно із світовим досвідом, чітко сформульовані і проблемні питання широкого використання теплових методів: високі капітальні вкладення і значні прямі енерговитрати методів, суворі вимоги до рівня технологічної культури і наукової підтримки в ході їх впровадження.

Другий напрям впровадження методів ґрунтується на закачуванні в пласт газів, переважно діоксиду вуглецю та вуглеводневих газів. Відносна технологічна простота реалізації методів, зрозумілий механізм підвищення нафтовіддачі обумовлюють розширення обсягів їх використання. Добрі результати, отримані на Бориславському і Битківському родовищах з чергуванням закачування природного газу і води, так звана газоводяна репресія, показують, що можливості вдосконалення технологій газових методів не вичерпані. Практична відсутність геолого-промислових обмежень для ефективного застосування зумовлює подальше поширення цих методів.

Третій напрям передбачає використання фізико-хімічних явищ для підвищення повноти витіснення нафти водою та збільшення охоплення пластів впливом. Основні обмеження на впровадження таких методів пов'язані з потребою закачування великих об'ємів хімічних реагентів (поверхнево-активних речовин, полімерів і т. ін.), як правило високовартісних. Проте ці методи дають змогу суттєво впливати на процес підтримання пластового тиску для найефективнішого використання енергії закачуваної води. Важливими є варіабельність методів стосовно геолого-промислових умов, що уможливує використання композицій хімічних речовин і синергетичних ефектів і результативне їх застосування на локальних ділянках об'єкта розробки.

На сучасному етапі розвитку нафтової науки стають зрозумілими складність і комплексність розв'язання проблеми підвищення нафтовіддачі пластів, яка зводиться не тільки до визначення об'ємів або кількості реалізованих проєктів так званих третинних методів. Досі проблема повноти вилучення нафти з надр для технологічно передових країн залишається не вирішеною. Її не буде лише у разі вичерпаності ресурсів або заміни їх альтернативними джерелами.

Складність зазначеної проблеми полягає в різноманітності явищ і сил, що проявляються під час руху рідин і газів у пористому середовищі; кількість

фізико-хімічних ефектів кратно збільшується з використанням методів штучної дії на пласт. Закономірності такої дії на пласт фундаментальними науками вивчені з достатньою для нафтопромислової практики глибиною. Проте конкретні дослідження зводяться тільки до обґрунтування деяких з них, наприклад характерної швидкості процесів стосовно певних властивостей порід, рідин і газів, які можуть ускладнюватися унаслідок їх часової і просторової мінливості. Очевидно також, що технічно немає перешкод для вивчення закономірностей дії на пласт методами математичного та експериментального моделювання нафтовіддачі на мікро- та мезорівнях, коли розміри об'єкта не виходять за межі елемента пористого середовища. Труднощі зростають з переходом на макро- та мегарівні, коли моделюється об'єкт розробки в цілому або його велика частина. Насамперед це пов'язане з відсутністю вірогідної інформації про властивості об'єкта в міжсвердловинному просторі. Суттєвий вплив неоднорідності пласта на ефективність всіх процесів, що відбуваються у ньому, різко знижує достовірність моделювання і ускладнює процедуру прийняття технологічних рішень.

Комплексність проблеми збільшення повноти вилучення нафти має дві складові. Одна зумовлена різноманітністю наукових та практичних завдань, потребує залучення до їх вирішення фахівців із різних галузей науки і техніки. Інша складова є організаційною. Перспективи використання методів підвищення нафтовіддачі вивчають уже на стадії підрахунку запасів і дослідно-промислової розробки родовища (ДПР). У завданнях, установлених у проєкті ДПР, обов'язково має бути передбачено вивчення питань, що виникають на стадії складання проєкту розробки з вибору напрямів або варіантів підвищення нафтовіддачі. Якісне вивчення родовища на стадії ДПР мінімізує зміни в системі розробки, базис якої закладається на початку розбурювання родовища, і в подальшому значною мірою впливає на технологічну та економічну ефективність методів підвищення нафтовіддачі. Сучасна спроможність геологічного і гідродинамічного моделювання забезпечує широкі можливості оцінки ефективності різних варіантів систем розробки, включаючи й використання технологій підвищення нафтовіддачі. Тому, попри низьку достовірність вихідних даних на ранній стадії вивчення родовища, немає альтернативи обов'язковому створенню постійно діючої геолого-технологічної моделі на стадії ДПР. Перевірка всіх технологічних рішень на моделі, яку незмінно уточнюють і вдосконалюють, в тому числі тих, що спрямовані на поглиблення вивченості родовища, приводить до зменшення технологічних й економічних ризиків.

Важливою складовою розв'язання проблеми нафтовіддачі є державна політика щодо контролю та стимулювання ефективного використання природних ресурсів. Незважаючи на існування значної кількості контролювальних органів, було би перебільшенням стверджувати, що нафтогазодобувні підприємства відповідають за повноту вилучення вуглеводнів із надр.

На початковому рівні перебуває державна політика й щодо стимулювання використання технологій підвищення нафтовіддачі через економічні й фінансові важелі.

Першим кроком розуміння державою проблем розробки родовищ, зокрема виснажених, можна вважати виданий у 1996 р. Указ Президента України про порядок віднесення запасів нафти і газу до категорії важковидобувних та виснажених та розроблене до нього положення Держнафтогазпрому. Цей указ надає певні податкові пільги, які сприяють рентабельному впровадженню деяких технологій для отримання додаткового видобутку вуглеводнів на родовищах, що знаходяться на завершальній стадії розробки або мають погіршені геолого-промислові характеристики. Проте в цілому впровадження методів для забезпечення максимально ефективного використання запасів вуглеводнів згаданий указ не заохочує.

Прикладом економічного стимулювання господарських суб'єктів при розробці родовищ нафти і газу та забезпечення державних інтересів щодо ефективного використання запасів можуть слугувати законодавства США, Канади, Норвегії та інших країн світу. Державна регресивна податкова політика цих країн спрямована на забезпечення мінімально привабливої прибутковості щодо підприємств, які розробляють родовища нафти і газу. Так, у штаті Техас у 1991 р. прийнято закон з податковими пільгами до 50 % при розробці родовищ із застосуванням прогресивних технологій. При цьому для отримання пільг нафтодобувна компанія має надати проект зі збільшення відборів нафти на родовищі або проект, який забезпечує стабілізацію рівня видобутку вуглеводнів. Після погодження проекту нафтова компанія протягом 3 років має отримувати гарантовані прибутки від заводнення і протягом 5 років — від впровадження третинних методів. Загальний термін пільг — 10 років.

У Канаді є чинною низка податкових пільг, що стимулюють впровадження новітніх технологій підвищення вуглеводневого вилучення. В провінції Альберта податкові пільги поширюються, зокрема, на видобуток нафти горизонтальними свердловинами з використанням діоксиду вуглецю, а також із нафтових пісків. Для газових свердловин глибиною понад 2500 м у провінціях Альберта і Британська Колумбія запроваджено режим канікул зі сплати роялті. Цей режим канікул визначають у фіксованій грошовій формі залежно від глибини свердловини.

У Норвегії принцип балансу інтересів держави та господарських суб'єктів з видобування нафти та газу за кожним окремим значним проектом розробки забезпечується при розгляді парламентом в рамках основних напрямів розвитку нафтової і газової промисловості, що також затверджує парламент.

Для України — держави з обмеженими запасами нафти, є вкрай актуальним завдання розробки гнучкої державної політики у нормативній та податковій сферах, яка б давала змогу в результаті широкого використання методів підвищення нафтовилучення додатково видобувати значні об'єми вуглеводнів, отримувати додаткові надходження до бюджету і згладжувати гостроту соціальних та екологічних проблем із забезпеченням при цьому балансу інтересів держави та надрокористувача. Аналіз закордонного досвіду засвідчує, що така політика можлива і є ефективною.

Ukraine belongs to the states which economy is not provided completely with domestic natural energy resources, and in first place with hydrocarbon resources. The current demands on natural gas are covered only by 24 % to 27 % and for oil by 20 % to 25 %. But we cannot say that Ukraine is not provided with oil and gas reserves.

Ukraine's commercial oil and gas production in the Fkarpattya fields dates from the second half of the 20th century. For the past years more than $370 \cdot 10^6$ t of oil and gas condensate and $1.7 \cdot 10^{12}$ m³ of gas have been recovered from the bowels of Ukraine. The remaining reserves in explored fields are evaluated as $70 \cdot 10^6$ t of oil, $100 \cdot 10^6$ t of gas condensate and $950 \cdot 10^9$ m³ of natural gas. The analysis of the world average hydrocarbon reserves shows that the situation in Ukraine is not perceived as pessimistic. Proceeding from the proved reserves, the amount of the world gas reserves per capita are on the average 25 000 m³ of gas and 27 t of oil, the amount in the USA per capita is 10 t of oil and 17 000 m³ of gas, in the west-European countries the amount per capita is 0.5 t of oil and 10 000 m³ of gas.

Obviously, under such conditions the rational concern about natural resources is their total use. The use of modern methods of raising oil recovery should also play an important role.

Three fundamental tertiary methods of raising oil recovery have been developed in the world practice and in that respect in Ukraine. In the necessary conditions and at the modern state of the art these methods ensure economic feasibility of the extra recovery level.

First of all, these are various thermal methods of the action on deposits by heat carriers: vapour, hot water, water with high thermodynamic parameters and intrapool front of dry or wet combustion. High efficiency of thermal methods when used on high-viscosity oil explains their wide spread in the USA, Venezuela, Canada, and in other countries. Furthermore, Canadian experience in sand mining in the Atabaska field shows that

use of thermal methods combined with the use of the wells with horizontal shafts provides high-scale production of oil from deposits.

In Ukraine the amount of reserves containing high-viscosity oil is limited. That is why the basic works concerning thermal methods of the action were recently directed to the increase of oil recovery from the deposits containing oil with viscosity above 50 mPa·s. The investigation results and the use of thermal methods in three objects of the Boryslav field and Gnidyntsi field with complete water encroachment of production have confirmed high efficiency of the methods under the conditions of oil viscosity from 7 to 12 mPa·s. However, such problems as high capital investments and direct energy-intensiveness, exacting requirements to the level of production culture and scientific support have been formulated in accordance with the world experience of using the thermal methods.

The second group of methods is based on the gas injection to the pool (mainly hydrogen dioxide and hydrocarbon gases). The volumes of their use have increased because of the technical simplicity and clear process of oil recovery increase. Good results obtained in Boryslav and Bytkivske field, when using water-gas repression, show that the gas method technology improvement is still possible. The lack of geological-industrial restriction for the efficient use of the methods determines further a possibility of their distribution.

The third group of methods provides the use of physico-chemical effects for water-oil displacement and pressure maintenance. The use of these methods is limited because of necessary injection of expensive chemical compositions (surfactants and polymers). But these methods allow to impact the process of the rock pressure support for the most effective use of water injection energy. The variation of the methods regarding geological-industrial conditions due to the use of chemical compositions and synergetic effects and the possibility of their efficient use in the local areas of the object is also important.

At the current stage of petroleum science development it becomes clear that the task of raising oil recovery is rather complicated; that means it is reduced not only to the amount or quantity of implemented projects using the so-called tertiary methods. The problem of full oil recovery is not still solved even for developed countries; it can be solved only if the stocks would be depleted or replaced by alternative sources.

The problem complexity lies in the diversity of the effects and powers that appear in fluid and gas flow in porous structure; the amount of such characteristics multiply increases when the methods of artificial effect on the pool are used. The mechanism of effects is deeply and adequately studied. The problem of individual study often means not only the proof of specific value or typical process rates regarding specific properties of rocks, fluids and gases, which can be more complex because of their temporal and special volatility. It also means there is no technical handicaps to study the mechanism by the methods of mathematical or experimental simulation of oil recovery at micro- or mesolevels, when the object size does not exceed the limits of the porous structure. The difficulties arise when passing to the

macro- and megalevels in case of modeling the whole object or the most part of it. It is caused by the lack of reliable information about the objects properties in the cross-hole area. The influence of the layer structure heterogeneity on the process efficiency in layers reduces the reliability of simulation and complicates technological decision-making.

The problem complexity of oil recovery increase consists of two parts. The first part arises from the variety of scientific and practical tasks and calls for the involving of specialists in different fields of science and technology. The second part is more organizational. The prospects of using the methods for raising oil recovery are studied during the evaluation of reserves and industrial-research field development (IRD). The tasks in IRD should involve analysis of the problems that arise at the project development stage when choosing the ways and variants of raising the oil recovery. High-quality investigation of field development at the IRD stage minimizes changes in the field drilling system and can impact the technological and economic efficiency of the methods of raising oil recovery. Modern methods of geological and hydrodynamic modeling provide more possibilities for evaluating efficiency of different development and oil recovery increase systems. Thus, notwithstanding low reliability of the output data at the initial stage of field development there is no alternative way for creating the permanent geological-technological model at the IRD stage. Testing of all technological solutions on the improved model is the way of minimizing technological and economic risks.

An important part of oil recovery problem decision-making is the state policy of monitoring and stimulation of the efficient use of natural resources.

In spite of the existence of considerable quantity of the control bodies, oil and gas production companies would be responsible for the total hydrocarbon recovery from the bowl. The state policy concerning stimulation of the use of oil recovery increase technology through economic and fiscal levers remains at the initial level. The first step in the state support of the developed fields recovery problem is the President's Decree of 1996 and State Oil and Gas Industrial Company regulations "About the procedure of evaluating oil and gas reserves as hard-extractive and depleted". The Decree allows some tax preferences that provide implementation of efficient technology for obtaining additional hydrocarbon recovery in the fields at the last stage of development or with worse geological-industrial characteristics.

In general the President's Decree does not stimulate the implementation of the methods for providing the most efficient use of hydrocarbon reserves.

Legislation of the USA, Canada, Norway and some other countries can serve as the example of economic stimulation of the companies engaged in oil and gas development and of ensuring the state interest in the efficient use of reserves. The state regressive policy in these countries is directed to provide the minimum profitability of the company that develops oil and gas fields.

The law with 50 % tax preferences during fields development using progressive technologies was adopted in 1991 in Texas. At the same time the production company should present the project of raising oil recovery or stabilizing hydrocarbon re-

covery level. After the project co-ordination an oil company should get guaranteed profit from waterflooding during three years and from using tertiary methods during five years. Total period of preferences is ten years.

There are a lot of tax exemptions that stimulate implementation of new technologies of hydrocarbon recovery increase in Canada. In Alberta province the tax exemptions are applied to production of oil from horizontal wells using hydrogen dioxide or from oil sand. The procedure of royalty payments vacation is used in Alberta and British Columbia provinces. This procedure is determined in fixed monetary form depending on the well depths.

In Norway the principle of balancing interest of the state and companies in oil and gas production is considered for each project by Stortyng (the Parliament) in the context of the major lines of oil and gas industry development in Norway, that are also approved by Stortyng.

For Ukraine as a country with a deficit of oil reserves, the task of development of the adaptable state policy in legal and fiscal spheres that would provide the increase of hydrocarbon recovery due to the use of the methods of raising oil recovery, additional budget receipts and solution of social and ecological problems guaranteeing the state's and depth user's balance interest is particularly important. An analysis of foreign experience shows that such policy can be possible and effective.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. *Сургучев М.Л.* Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. — М.: Недра, 1985. — 308 с.
2. *Котяхов Ф.И.* Физика нефтяных и газовых коллекторов. — М.: Недра, 1977. — 287 с.
3. *Маскет М.* Физические основы технологии добычи нефти. — М.: Гостоптехиздат, 1953.
4. *Стовал С.Л.* Извлечение нефти из истощенных песков сухим паром // Инстр. информ. материалы за 1934—1935 гг. — М.: Нефтеиздат, Центр. ин-т социалист. обмена опытом в нефт. пром-сти СССР, 1936.
5. *Шейнман А.Б., Дубровой К.К.* Опыт по подземной газификации нефтяных пластов в природных условиях // Нефт. хоз-во. — 1935. — № 4.
6. *Уинклер А.К.* Эксплуатация нефтяных месторождений с высоковязкой нефтью методом термического воздействия на пласт: Пер. с англ. — М.: ЦНИИМТнефть, 1935. — № 232/1289.
7. *Kuhn G.S., Kooh R.L.* In-situ combustion newest method of increasing // Oil recovery and Gas J. — 1953. — 52, N14.
8. *Оганов К.А.* К вопросу о создании передвижного очага горения в пористой среде // Нефт. хоз-во. — 1955. — № 7.
9. *Чекалюк Э.Б., Оганов К.А., Снарский А.Н.* О тепловой обработке истощенного нефтяного пласта // Там же. — 1954. — № 1/2.
10. *Чекалюк Э.Б.* Температурный контроль пласта при нагнетании теплоносителя в скважину // Там же. — 1955. — № 4.
11. *Чекалюк Э.Б., Оганов К.А., Снарский А.Н.* О механизме вытеснения нефти паром из пористой среды // Азерб. нефт. хоз-во. — 1954. — № 5. — С. 14—15.
12. *Lauwerter H.A.* The Transport of Heat in an Oil layer caused by the injection of Hot Fluid Scientific // Res. Sec. Soc. A. — 1955. — 5, N 2/3.
13. *Оганов К.А.* Основы теплового воздействия на нефтяной пласт. — М.: Недра, 1967. — 200 с.
14. *Von Blum E.* Ügber vorgange beim Einpressen von warmen Wasser oder Wasseroampt in eine ideale Erdöelagersstätte // Erdöl-Leitschrift. — 1958. — N 6.
15. *Реми Х.Д.* Внутрипластовое горение. Добыча углеводородов на поздней стадии разработки месторождений // Тр. VIII Миров. нефт. конгр., Москва, 13—19 июля 1972 г. — М., 1972. — С. 30—56.
16. *Боксерман А.А., Жданов С.А., Желтов Ю.П.* Извлечение нефти из пластов методом влажного горения // ВНИИНефть. — 1971. — № 42. — С. 92—98.

17. *Желтов Ю.П.* О вытеснении нефти из пласта движущимся фронтом горения. Теория и практика по добыче нефти // Ежегодник ВНИИ. — М., 1969. — С. 212—220.
18. *Parrish D.R., Pollok C.B., Ness N.L., Graig F.F.* Tertiary COFCAW Pilot Test in The Sloss Field Nebraska // J. Petrol. Technol. — 1974. — N 26.
19. *Moritis G.* Now technology, improved economics boost EOR hopes // Oil and Gas J. — 1996. — 15/IV, N 16. — P. 39—64.
20. *Faroug Ali S.M., Thomas S.* The promise problems of enhanced oil recovery methods // J. Can. Petrol Technol. — 1996. — 35, N 7. — P. 57—63.
21. *Антониади Д.Г., Валу́йский А.А., Гарушев А.П.* Состояние добычи нефти методами повышения нефтеизвлечения в общем объеме мировой добычи // Нефть. хоз-во. — 1999. — № 1. — С. 16—23.
22. *Lui Wen-Zhang.* Pilot steam Soakoperations in deep wells in China // J. Petrol. Technol. — 1987. — 59, N 11. — P. 1441—1448.
23. *Steam works at 8200-deep Venesuelan pilot // Enhanced Recovery Week: EOR future, fokus in conf., 1988, 21 Nov. — P. 2—3; 1989, 6 March. — P. 3—4.*
24. *Volek C.W., Pryor J.A.* Steam Distilation Drive — Brea Field California // J. Petrol. Technol. — 1972. — Aug. 24. — P. 899—906.
25. *Чекалюк Э.Б., Филяк Ю.И.* Водно-нефтяные растворы. — Киев: Наук. думка, 1977. — 128 с.
26. *Чекалюк Э.Б., Оганов К.А.* Тепловые методы повышения отдачи нефтяных залежей. — Киев: Наук. думка, 1979. — 220 с.
27. *Blevins T.R., Duerksen J.H., Ault J.W.* Light-oil steamflooding — an emerging technology // J. Petrol. Technol. — 1984. — 36, N 7. — P. 1115—1122.
28. *Stosur G.J., Luhnig R.W.* Worldwide EOR activity in the low price environment // Fourth World Petrol. Congr. 1994, june: Top. 7. — 1994. — P. 1—7.
29. *Bleache W.B.* Texaco miscible-flood program beginne for Alberta poolsoon // Oil and Gas. — 1969. — 67, N 51. — P. 48—49.
30. *Adamache J., Mcityre F.I., Pow M., Lewis D.* Horisontal well application in vertikal miscible flood // J. Can. Petrol. Technol. — 1994. — 33, N 36. — P. 19—25.
31. *Бабалян Г.А., Кравченко И.И., Мархасин И.Л., Рудаков Г.В.* Физико-химические основы применения поверхностно-активных веществ при разработке нефтяных пластов. — М.: Науч.-техн. изд-во, 1962. — 283 с.
32. *Сургуев М.Л., Шевицов В.А., Сурина В.В.* Применение мицеллярных растворов для увеличения нефтеотдачи пластов. — М.: Недра, 1977. — 175 с.
33. *Манген Н.* Применение полимерных растворов для улучшения заводнения // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. — 1982. — № 2/3; 1981. — № 7. — С. 48—54; 1981. — № 9.
34. *D'Alessio J.T., Levaldi A.* Produc. Montly. — 1957. — 21, N 4.
35. *Dunning H.* Nets ind. Eng. Chemical. — 1954. — 46, N 36.
36. *Ребиндер П.А., Бабалян Г.А., Кравченко И.И.* Применение поверхностно-активных веществ и других химических реагентов в нефтедобывающей промышленности. — М.: Недра, 1970. — 311 с.
37. *Манген Н.* Практика применения двуокиси (CO₂) для добычи нефти // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. — 1981. — № 9. — С. 35—44.
38. *Манген Н.* Основы щелочного заводнения // Там же. — 1981. — № 6. — С. 19—26; № 7. — С. 48—54.
39. *Манген Н.* Основы процесса вытеснения нефти оторочкой раствора ПАВ, проталкиваемой раствором // Там же. — 1982. — № 3. — С. 7—12.
40. *Клэнси Дж.П., Кролл Д.Э., Гилкрист З.Е.* Применение азота для увеличения добычи нефти и природного газа // Там же. — 1981. — № 10. — С. 43—49.
41. *Menzie D.E.* Petrol. Eng. — 1952. — 30, N 2.
42. *Breston I.N., Jonson W.E.* Produc. Monthly. — 1951. — 16, N 1.
43. *French M.S. et al.* Field test of an agucous-surfactant system for recovery, Benton field. Illunois // J. Petrol. Technol. 1973. — Feb.

44. Холстейн Э.Д. Перспективы химического заводнения // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. — 1982. — № 7. — С. 25—30.
45. Гусев С.В., Коваль Я.Г., Мазаев В.В., Полтаранин Н.Е. Промысловые испытания технологий повышения нефтеотдачи на основе закачки продуктов отечественных химических производств // Нефт. хоз-во. — 1995. — № 5/6.
46. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. — М.: ВНИИОЭНГ, 1995. — С. 25—30.
47. Чарный И.А. Нагревание призабойной зоны при закачке теплоносителя в скважину // Нефт. хоз-во. — 1953. — № 2/3.
48. Амелин И.Д. Внутрипластовое горение. — М.: Недра, 1980. — 230 с.
49. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1988. — 343 с.
50. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. — М.: Недра, 1965. — 238 с.
51. Шейнман А.Б., Малофеев Г.У., Сергеев А.И. Воздействие на пласт теплом при добыче нефти. — М.: Недра, 1969. — 255 с.
52. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термодинамические методы повышения нефтеотдачи пластов: Пер. с фр. — М.: Недра, 1988. — 421 с.
53. Мислюк М.А., Зарубін Ю.О. Моделювання явищ і процесів у нафтогазопромисловій справі. — Івано-Франківськ: ПФ “Екор”, 1999. — 494 с.
54. Боксерман А.А., Сафиулин Р.Х., Кузьмина М.В. Разработка нефтяных месторождений с помощью внутрипластового горения // Итоги науки и техники. Горное дело. — М.: ВИНТИ, 1968. — С. 105—151.
55. Пудовкин М.А., Волков И.К. Краевые задачи математической теории теплопроводности в приложении к расчетам температурных полей в нефтяных пластах. — Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1978. — 188 с.
56. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. — М.: Недра, 1989. — 245 с.
57. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р., Антониади Д.Г., Ишханов В.Г. Термические методы добычи нефти в России и за рубежом. — М.: ВНИИОЭНГ, 1995. — 181 с.
58. Столяров Е.А., Орлова Н.Г. Расчет физико-химических свойств жидкостей. — Л.: Химия, 1976. — 112 с.
59. Эфрос Д.А. Определение относительных проницаемостей и функций распределения при вытеснении нефти водой // Докл. АН СССР. — 1956. — 110, № 5. — С. 746—796.
60. Мирзаджанзаде А.Х., Ахметов И.М., Енатов В.М. Реологические проблемы нефтедобычи. — М.: ВНИИОЭНГ, 1986. — 51 с.
61. Marx S.W., Langenheim R.N. Reservoir Heaning by Hot Fluid injection // Petrol. Transaction AIME. — 1959. — 216.
62. Намиот А.Ю., Корнаев М.З. Методика расчета испарения нефти при закачке водяного пара в пласт // Сборник ВНИИ. — М., 1973.
63. А.с. 330243 СССР, М. Кл. E21B. Способ тепловой обработки нефтяного пласта / Э.Б. Чекалюк, К.А. Оганов, А.Н. Снарский. — Приоритет 11.07.53. Открытия. Изобрет. — 1972. — № 8.
64. Faroug Ali S.M. Prosedure for the calculation of oil recovery by a radial steamflood // Produc. Monthly. — 1966. — 30, N 76. — P. 2—7.
65. Faroug Ali S.M. Oil recovery by a steamflood preliminary considerations // Ibid. — 30, N 3. — P. 8—12.
66. Sandra R.J., Stahl C.D. The role of some physical parametrs in the thermal injection proctss // Ibid. — 30, N 6. — P. 25—30.
67. Slobod R.L. Gas injection improves steamdrive oil recovery // Oil and Gas J. — 1969. — 67, N 12. — P. 138—140.
68. Faroug Ali S.M. Growth of steam and hot water in steam injection // Producers Monthly. — 1966. — 30, N 3. — P. 8—12.

69. *Дурие Р.В.* Распределение температуры перед движущейся зоной пара // *J. Can. Petrol. Eng. J.* — 1971. — **11**, N 4. — P. 351—355.
70. *Mand J.G., Volek C.W.* Heat and mass transport in steam-drive process // *Soc. Petrol. Eng. J.* — 1969. — **9**, N 1. — P. 59—79.
71. *Saleh M.M., Faroug Ali S.M.* Oil recovery by a water-driven steam slug // *Ibid.* — 1971. — **11**, N 4. — P. 351—355.
72. *Closmann P.J.* Steam zone growth during multiple steam injection // *Ibid.* — 1967. — N 1. — P. 1—10.
73. *Малофеев Г.Е., Кенави Ф.А., Шейнман А.Б.* Экспериментальные исследования нагревания пласта при радиальном течении водяного пара // *Нефт. хоз-во.* — 1969. — № 6. — С. 46—50.
74. *Малофеев Г.Е., Кенави Ф.А.* Сравнительная оценка формул для расчета нагревания пласта при нагнетании в него водяного пара // Там же. — 1969. — № 11. — С. 36—40.
75. *Боксерман А.А.* Динамика зон прогрева пласта при закачке в него пара // *Науч.-техн. сб. по добыче нефти.* — М.: ВНИИнефтегаз, 1971. — № 42. — С. 159—169.
76. *Куванышев У.П., Казаков Е.П.* Распределение температуры в секторальном пласте при центральном и законтурном нагнетании теплоносителя // *Тр. ТатНИПИнефть.* — 1971. — Вып. 18. — С. 120—125.
77. *Якуба С.И.* О эффективности вытеснения нефти оторочками пара // *Сб. трудов ВНИИ.* — М., 1971. — № 69. — С. 73—77.
78. *Желтов Ю.П.* Обзор результатов опытно-промышленных работ в области тепловых методов повышения нефтеотдачи // *Материалы выезд. сес. Науч. совета по проблемам разработки нефт. м-ний АН СССР и Науч.-техн. совета МНП во Львове.* — М.: Наука, 1975. — С. 11—21.
79. *Doscher T.M., Omoregie O.S., Chassem J.F.* Steam drive definition and enhancement // *J. Petrol. Technol.* — 1982. — **34**, N 7. — P. 1543—1545.
80. *Davidson L.B.* The effect of temperature on the permeability ratio different pairs in two phase system // *Ibid.* — 1969. — **21**. — P. 1037—1046.
81. *Трянин А.П.* Идентификация коэффициентов теплообмена в пористом теле из решения обратной задачи // *Инж.-физ. журн.* — 1983. — **45**, № 5. — С. 810—814.
82. *Максимов Е.А., Стародольский М.В.* Некоторые особенности теплообмена в пористых средах // Там же. — 1971. — **20**, № 4. — С. 588—591.
83. *Бойко А.Н., Ерошенко В.М., Мотулевич В.П.* Температурное состояние пористой среды пластины // Там же. — 1972. — **23**, № 5. — С. 792—810.
84. *Харченко В.Н.* Теплообмен внутри пористого материала в нестационарных условиях // Там же. — 1986. — **15**, № 1. — С. 149—152.
85. *Рубинштейн Л.И.* Температурные поля в нефтяных пластах. — М.: Недра, 1972. — 276 с.
86. *Visonex P.K.W., Wasterveld J.A.* A simple method for predicting cap and base rock heat losses in thermal reservoir simulator // *J. Can. Petrol. Technol.* — 1980. — July—Sept. — P. 87—90.
87. *Хамерсен Дж.* Нагнетание пара в водонапорный коллектор месторождения Шоонбек (Нидерланды) // *Proceed. 10th World petrol. congr.* — 1979. — **3**. — P. 275—282.
88. *Shafer J.C.* Thermal recovery in the Schoonebek oil field Fifteen years of experience // *Erdoel-Erdgas Z.* — 1974. — **90**. — P. 372—379.
89. *Bursell C.G.* Steam displacement Keyn River Field // *J. Petrol. Technol.* — 1997. — **27**. — P. 997—1004.
90. *Jones J., McWilliams M., Sturm D.* Kern River steam flood doubles oil production. — 1995. — Vol. 93, N 8, 20.02.95. — P. 78—82.
91. *Blevins T.R., Billingley R.H.* The Tenpatten steam flood // *J. Petrol. Technol.* — 1975. — **27**. — P. 1505—1514.
92. *Шенк Л.* Проект М-6 вытеснения нефти паром // *Нефть, газ и нефтехимия за рубежом.* — 1985. — № 5. — С. 51—58.

93. Stokes D.D., Brew J.R., Whitenn D.G., Wooden L.W. Steam drive as a supplemental recovery process in an intermediate viscosity resevjir. Mount POSO Field California // J. Petrol. Technol. — 1978. — 30. — P. 125—131.
94. Егурицов А.Н., Буров Л.М., Мальцев М.В. и др. Результаты промышленного внедрения паротеплового воздействия в сочетании с заводнением на нефтяных месторождениях Сахалина. Тепловые методы воздействия на пласты для повышения нефтеотдачи (Результаты опытно-промышленных работ). — М.: ВНИИОЭНГ, 1974. — С. 3—15.
95. Борисов Ю.П., Вахитов Г.Г., Розенберг М.Д., Теслюк Е.В. Принципы и методы поддержания пластовой температуры применительно к разработке месторождения Узень // Тр. Всесоюз. совещ., Москва, ноябрь 1973 г. — М.: Наука, 1973. — С. 83—99.
96. Steam works at 8200-deep Venesuelan pilot // Enhanced Recovery Week. — 1988, 21.11. — P. 3—4.
97. Arthur J.E., Best D.A., Lesage R.P. A model describing steam circulation in horizontal weelbores // SPE Production and Facilities. — 1993. — 8, N 4. — P. 263—268.
98. Robinson R.J., Bursell C.G., Restine J.L. A caustic steamflood pilot, Kern-River field Calif // Region Meet. of Soc. Petrol. Eners. SPE Paper. — 1977. — N 6523.
99. Kuuskraa V.A., Hamerschaimb E., Doscher T.M. Laboratory and Field study of steam drive with ancillary materials // Recuperation assistee petrole collo. Eur. Paris, 8—10, 1982. — Paris, 1982.
100. New for process seen matsh for steamfloods // Oil and Gas J. — 1985. — 83, N 166.
101. Dilgren R.E., Owens K.W. Surfactant — Enhanced steam drives for heavy oil recovery // J. Amer. Oil Chem. Soc. — 1982. — 59, N 10. — P. 818—822.
102. Mohammadi S.S., Collum T.J. Steam-foam pilot project in Guadalupe field // SPE Reservoir Eng. — 1989. — 4, N 1. — P. 17—23.
103. Blevins T.R., Duerksen J.H., Ault J.W. Light-Oil Steamflooding — An Emerging Technology // J. Petrol. Technol. — 1984. — 36, N 7. — P. 1115—1122.
104. Konopinski D.T., Traverse E.F., Brow A., Dribert A.D. Desing and evolution of the Shiells — Canyon field Stem-distillation drive pilot project // Ibid. — 1979. — 31. — P. 546—552.
105. Burger J.G., Sahucnet B.C. Chemical aspekts of in-situ combustion — heat of combustion and kinetics // Soc. Petrol. Eng. J. — 1972. — Oct. — P. 410—422.
106. Авдонин Н.А. Температура пласта при наличии в нем движущегося очага горения // Термические методы увеличения нефтеотдачи и геотермология нефтяных месторождений. — М., 1967. — С. 42—44.
107. Багиров М.А., Николаев Б.П., Жарков А.В. Распределение температуры в пласте при движущемся фронте горения с учетом конвективного тепла нагнетаемым теплоносителем // Нефт. хоз-во. — 1973. — № 11. — С. 38—41.
108. Ерёмко Н.В., Москалева Н.В. Температурное поле пласта при внутрипластовом горении // Вопросы разработки нефтяных месторождений. — М.: ВНИИОЭНГ, 1980. — С. 75—81.
109. Bailey H.R., Larkin B.K. Conduction — convection in underground combustion // Trans. AIMI. — 1960. — 219. — P. 320—331.
110. Chu-Chien. Two-dimensional analysis of a radial heat wave // J. Petrol. Technol. — 1963. — Oct. — P. 1137—1144.
111. Желтов М.Ю., Желтов Ю.П. Методы расчета инициирования и создания устойчивого процесса внутрипластового горения на основе теории неизотермической многокомпонентной фильтрации // Нефт. хоз-во. — 1985. — № 12. — С. 32—34.
112. Berry V.J., Parrich D.R. A theoretical analysis of heat tlow in reverse combustio // Trans. AIMI. — 1960. — 219. — P. 124—131.
113. Gottfried B.S. A mathematical model of thermal Oil recovery in linear system // Soc. Petr. Eng. J. — 1965. — Sept. — P. 196—210.
114. Зарубин Ю.А. Самовоспламенение нефти и устойчивость внутрипластового горения // Нефт. хоз-во. — 1987. — № 6. — С. 38—41.

115. *Sturua S.M., Poettman E.H.* In-situ combustion in the Lower Hospah formation // SPE Reservoir Eng. — 1988. — May. — P. 440—448.
116. *Стрижов И.Н., Татьянан А.И., Бондаренко В.В.* Окисление нефти кислородом воздуха в различных пористых средах // Нефть. хоз-во. — 1986. — № 4. — С. 55—58.
117. *Dabbous M.K., Fudton P.F.* Low-temperature — oxidation reaction kinetics and effects on the-situ combustion process // Soc. Petr. Eng. J. — 1974. — **14**. — P. 253—262.
118. *Tadema H.J., Weijde J.* Spontaneous ignition of oil sands // Oil and Gas J. — 1970. — Dec. 14. — **68**. — P. 77—80.
119. *Калиткин Н.Н.* Численные методы. — М.: Наука, 1978. — 224 с.
120. *Зарубин Ю.А.* Физические и технологические основы использования внутрипластовых химических реакций для извлечения нефти из недр: Дис. ... д-ра техн. наук. — М.: Моск. ин-т нефтехим. и газ. пром-сти, 1991. — 427 с.
121. *Graig F.F.* Application of laboratory fluid flow experiments to field operations // 7 Congr. Mund Petrol. — Mexico, 1967.
122. *Crawford Paul B.* Water technologykinetiks of underground combustion // Produc. Monthly. — 1968. — **39**, N 10.
123. *Gaster C.F., Ramey H.J.* Better Technology opens way thermal projekts // Oil and Gas J. — 1964. — **62**, N 28. — P. 72—80.
124. *Crawford Paul B.* Theory and practice of fluding raw crude for thermal Recovery programs // Produc. Monthly. — 1968. — **32**, N 10.
125. *Parrish D.R., Graig F.F.* Laboratory study of a combination of forward combustion and waterflooding — the Cof-Caw process // J. Petrol. Technol. — 1969. — **21**, June. — P. 753—761.
126. *Боксерман А.А., Желтов Ю.П., Жданов С.А. и др.* Внутрипластовое горение с заводнением при разработке нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1972. — 168 с.
127. *Flock D.L., Branchuk P.M.* A current review forward combustion // J. Can. Petrol. Technol. — 1971. — **10**, N 2. — P. 33—39.
128. *Синельникова О.Л.* Приближенные формулы для расчета основных параметров ВДОГ // Термические методы увеличения нефтеотдачи и геотермология нефтяных месторождений. — М., 1967. — С. 44—47.
129. *Johnson H.R., Burweel E.L.* Carbon depositio for thermal recovery of petroleum: a statistical approacn to research // Produc. Monthly. — 1968. — **30**, N 7. — P. 8—15.
130. *Marlin W.Z., Alexander S.D., Dew J.N.* Process variables of insitu combustion // J. Petrol. Technol. — 1958. — **10**, N 12.
131. *Szasz S.E.* Oil recovery by thermal methods // Mines Magaz. — 1960. — **50**, N 11.
132. *Стрижов И.Н.* Оценка размеров пароводяной зоны перед фронтом горения // Нефтепромысл. дело. — 1975. — № 8. — С. 15—18.
133. *Hardy W.C., Fletcher P.B., Shepard J.C., Dittman E.W., Zaslow D.W.* Situ Combustion in thin reservoir Containing high — gravity oil // J. Petrol. Technol. — 1972. — **24**, febr. — P. 199—208.
134. *Gravf F.F., Parrish D.R.* The multipilot evaluation of the COFCAIV process // Ibid. — 1974. — **26**, june. — P. 659—666.
135. *Чекалюк Э.Б.* Пути к решению проблемы полной нефтеотдачи залежей // Геотехнологические проблемы топливно-энергетических ресурсов Украины. — Киев, 1985. — С. 10—24.
136. *Степанов В.П.* Энергетическая эффективность добычи нефти методом внутрипластового горения // Физико-химические основы повышения нефтеотдачи пластов: Сб. трудов ВНИИ. — М., 1987. — № 99. — С. 109—114.
137. *Савенков Г.Д., Дорошенко В.М.* Методика проектирования технологических параметров процесса внутрипластовой термохимической обработки // Изв. вузов. Нефть и газ. — 1978. — № 4. — С. 35—37.
138. *Зарубин Ю.А.* О конвективном переносе тепла от движущегося источника // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. — Львов: Вища шк., 1986. — Вып. 23. — С. 76—79.

139. Зарубин Ю.А., Семкив Б.Н. Изучение особенностей теплопереноса при растворении неподвижного материала в потоке растворителя // Там же. — 1984. — Вып. 21. — С. 66—68.
140. Дорошенко В.М., Савенков Г.Д. О температурных процессах при внутрислоевых термохимических обработках // Там же. — 1984. — Вып. 21. — С. 66—68.
141. Зарубежная экспресс-информация. Сер. Нефтепромысл. дело. — М.: ВНИИОЭНГ, 1995. — № 9. — С. 20—41.
142. Maskoner L.O., Waskowski R.K. Rangely Weber Sand Unit CO₂ project update // SPE Reservoir Eng. — 1995. — 10, N 3. — P. 203—207.
143. West Texas operator has polimer flood under way // Enhanced Recovery Week. — 1990, 21.04. — P. 1.
144. Pitta M.J., Campbell T.A., Survalo H., Wyatt K. Polimer Flood of the Rapdan pool // SPE Reservoir Eng. — 1995. — 10, N 3. — P. 183—186.
145. Nelson R.S. Chemically enhanced oil recovery. The state of art. — 1989. — March.
146. Delamaide E., Corlay P. Polimer flooding inereass production in giant oil field // World oil. — 1994. — 215, N 12. — P. 161—166.
147. Cheng-zhi Vang, Du-kuang Han. Present status of EOR in the Chinese petroleum industry and its future // J. Petrol. Seins and Eng. — 1991. — 6, N 2. — P. 175—189.
148. Лебедев Н.А. Резервы химических и биологических технологий увеличения нефтеотдачи // Нефть. хоз-во. — 1997. — № 7. — С. 16—18.
149. Бабалян Г.А., Леви Б.И., Тумасян А.Б., Халимон Э.М. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ. — М.: Недра, 1983. — 216 с.
150. Сафонов Е.Н. Повышение нефтеотдачи — важнейшая задача научно-технического прогресса в добыче нефти // Нефть. хоз-во. — 1997. — № 7. — С. 2—5.
151. Єгер Д.О. Застосування спрямованих методів дії на привибійну зону пласта // Нафта і газ України. — Івано-Франківськ, 2000. — С. 227—228.
152. Комисаров А.И. О поинтервальной обработке пласта // Нефтепромысл. дело. — 1974. — С. 19—23.
153. Кичигин А.Ф., Єгер Д.А. Канонические ансамбли в процессах интенсификации добычи нефти. — Киев: Техника, 2002. — 181 с.
154. Пат. № 140, Україна, Е 21В 43/25. Пристрій для відновлення продуктивності нафтових свердловин // А.Ф. Кічигін, В.М. Слідченко, Д.О. Єгер та ін. — Опубл. 30.04.98, Бюл. № 2.
155. Пат. № 2107814, Российская Федерация, Е 21В 43/25. Способ импульсивного воздействия на продуктивный пласт и устройство для его осуществления // А.Ф. Кичигин, Д.А. Єгер, В.Н. Бульбас и др. — Опубл. 27.03.98, Бюл. № 9.
156. Дахнов В.И., Дьяков Д.И. Термические исследования скважин. — М.: Гостоптехиздат, 1952. — 250 с.
157. Кочетков А.А., Лисицин В.М., Тарасов А.Г. Экспериментальное изучение испарения нефти в водяной пар // Нефтепромысл. дело. — 1974. — № 7. — С. 25—27.
158. Боксерман А.А. Динамика зон прогрева пласта при закачке в него пара // Науч.-техн. сер. — М.: ВНИИНефть, 1971. — № 42. — С. 159—169.
159. Оганов К.А. Результаты промыслового опыта теплового воздействия на пласт и пути дальнейшего развития способа // Сб. тр. ученых советов ВНИГНИ и ВНИИНефть (материалы 1957 г.). — М.: Гостоптехиздат, 1959. — С. 223—231.
160. Чекалюк Э.Б. Возможности снижения исходной температуры теплоносителя при тепловой обработке нефтяного пласта // Нефть. и газ. пром-сть. — 1975. — № 4. — С. 20—24.
161. Составление технологической схемы теплового воздействия на нефтяную залежь участка Мириам Бориславского месторождения: (Отчет) / Фонды об-ния “Укрнефть”, Укргипрониннефть; Руководитель темы К.А. Оганов. — 82.3047.74; Киев, 1975.
162. Нагорный Л.А. Исследование процесса коксообразования при внутрислоевом горении // Нефтепромысл. дело. — 1973. — № 6. — С. 13—17.

163. *Красюков А.Ф.* Нефтяной кокс. — М.: Химия, 1966.
164. *Шорин Н.С., Данишис Б.М.* Фронтные газовые реакции (условия существования и распространения) // Теория и практика сжигания газов. — М.: Недра, 1967.
165. *Микитченко В.Ф., Римек Ф.Ф.* Разработка методики термодинамических расчетов для комбинированного метода воздействия на пласт с использованием внутрислоевого сжигания газовой смеси: (Раздел отчета по теме Р10-70д) / Фонды Укрग्रипрониннефть. — Киев, 1971.
166. *Узагальнення і аналіз наукових і практичних результатів дослідно-промислових робіт по реалізації процесу ВГ на Гнідинцівському родовищі: (Звіт); Договір 93.202.93 (заключний), керівник М.Ф. Хутько.* — Київ, 1993. — 191 с.
167. *Чекалюк Э.Б.* Пути к решению проблемы полной нефтеотдачи пластов // Геотехнологические проблемы топливно-энергетических ресурсов Украины. — Киев, 1985. — С. 10—24.
168. *Внедрение методов увеличения нефтеотдачи и повышения эффективности разработки нефтяных месторождений СССР путем комбинированного воздействия водой и газом: (Отчет) / Фонды “Укрग्रипрониннефть”; Руководитель темы Ю.М. Островский.* — 83.32.49.74. — Киев, 1975. — 118 с.
169. *Лискевич Е.Н., Островский Ю.М.* Вытеснение нефти газодояными смесями // Тр. УкрНИИПНД. — М.: Недра, 1973. — Вып. 11/12.
170. *Составление комплексной технологической схемы разработки Старо-Самборского нефтяного месторождения: (Отчет по теме Р 17-74Д) / Фонды “Укрग्रипрониннефть”; Руководители темы В.А. Кисель, И.Т. Микитко.* — Киев, 1974.
171. *Хома Б.В., Смух Ю.М.* Технологическая схема разработки Старо-Самборского месторождения с применением ПАВ: (Отчет ЦНИЛ ПО “Укрнефть”). — Киев, 1979. — 124 с.
172. *Хома Б.В., Смух Ю.М.* Технологическая схема разработки Струтынского месторождения с применением ПАВ: (Отчет ЦНИЛ ПО “Укрнефть” по теме 556). — Киев, 1987.
173. *Хома Б.В.* Авторский надзор за разработкой Струтынского месторождения: (Закл. отчет по II этапу договора 89.14); ЦНИЛ об-ния “Укрнефть”. — 1990. — 65 с.
174. *Технологическая схема опытно-промышленной разработки участка залежи горизонта П₁₊₂ Леляковского месторождения / Руководители Л.Э. Мирзоян, О.Ф. Мартынецв; Фонд “Укрग्रипрониннефть”.* — Киев, 1984. — 124 с.
175. *Обобщение результатов опытно-промышленного опробования технологии и определение ее эффективности: (Отчет; Договор 88/213, этап 6); Фонды “Укрग्रипрониннефть”; Руководитель Л.Э. Мирзоян.* — Киев, 1990. — 111 с.
176. *Оганов К.О., Куцяк Я.В., Гаврилов Я.С. та ін.* Практика буріння і експлуатації свердловин з горизонтальними стовбурами. — К.: Наук. думка, 2002. — 198 с.
177. *Регламент составления проектов и технологических схем разработки нефтяных месторождений с применением новых методов повышения нефтеотдачи пластов.* РД 39-9-135-79. — М.: Миннефтепром, 1979. — 100 с.
178. *Методика расчета энергетических затрат при термических методах повышения нефтеотдачи ВНИПИтермнефть.* РД 39-0148290-202-85. — Краснодар: Миннефтепром, 1985. — 38 с.
179. *Жданов С.А.* Методы повышения нефтеотдачи и интенсификация добычи нефти: взаимосвязь и различие // Междунар. технол. симпоз. “Интенсификация добычи нефти и газа”, Москва, 26.03—28.03.2003 г.: Тез. докл. — М., 2003. — С. 5.
180. *Акульшин А.А.* Исследование вытеснения нефти из трещиновато-порового пласта с использованием полимера ПОЛИКАР // Нефт. хоз-во. — 2000. — № 1. — С. 36—38.
181. *Каушанский Д.А., Батырбаев М.Д., Утешинов Н.А. и др.* Промысловые испытания полимерно-гелевой технологии “Темпоскрин” в условиях нефтяного месторождения Узень // Там же. — 2003. — № 3. — С. 59—61.
182. *Курочкин Б.М., Хисамов Р.С., Ахметов Н.З. и др.* Опытное применение водонабухающего полимера при очаговом заводнении // Там же. — 2003. — № 7. — С. 68—72.

Наукове видання

НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ
“НАФТОГАЗ УКРАЇНИ”

ДОЧІРНЕ ПІДПРИЄМСТВО “НАУКОВО-ДОСЛІДНИЙ
ІНСТИТУТ НАФТОГАЗОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ”

ОГАНОВ Костянтин Олександрович
ДОРОШЕНКО Володимир Михайлович
ЄГЕР Дмитро Олександрович
ЗАРУБІН Юрій Олександрович
КОВАЛКО Михайло Петрович

НОВІ МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ ПЛАСТІВ

Київ,
видавництво
“Наукова думка”,
2005

Художнє оформлення *М.С. Лебедева*
Художній редактор *І.П. Савицька*
Технічний редактор *Т.М. Шендерович*
Коректори *Л.Г. Бузіашвілі, Н.А. Дерев'янка*
Оператори *В.М. Каменькович, М.А. Кравченко*
Комп'ютерна верстка *О.І. Фуженко*

Підп. до друку 14.07.2005. Формат 70 × 100/16. Папір офс. № 1.
Друк. офс. Ум. друк. арк. 28,6. Ум. фарбо-відб. 57,2. Обл.-вид. арк. 29,57.
Тираж 500 прим. Зам. 5—1219

Оригінал-макет підготовлено у видавництві “Наукова думка”.
Р.с. № 05417561 від 16.03.95.
01601 Київ 1, вул. Терещенківська, 3

АТ “Віпол”
03151 Київ 151, вул. Волинська, 60