

Винахід відноситься до нафтовидобувної промисловості, а саме до способів розробки багатопластових покладів із підтриманням пластового тиску нагнітанням агентів витіснення з температурою, нижчою від пластової температури.

Інтенсифікація розробки нафтогазових покладів і збільшення нафтовіддачі пластів здійснюється в основному за рахунок підтримання пластового тиску нагнітанням води, температура котрої значно нижча від початкової пластової температури в покладі. В результаті цього закачка значних об'ємів води при внутрішньоконтурному заводненні приводить до зниження температури в зоні нагнітання на 40-70°C в порівнянні з початковою її величиною. Оскільки нафтові поклади в більшості випадків представлені декількома продуктивними пластами з різними колекторськими властивостями, то під постійним впливом закачаної холодної води знаходиться не вся продуктивна товща, а тільки найбільш проникні пропластки. В низькопроникних пластах утворюються зони неньютонівської нафти в радіусі 250-350 м, котрі виключаються із розробки при певній температурі пласта. Такою температурою прийнято вважати температуру 35-40°C, нижче котрої проходить інтенсивне збільшення в'язкості нафти.

Крім того, нижче цієї температури парафін переходить в дрібнокристалічний стан, тобто випадає з розчину І, у випадку високого його вмісту в нафті, закупорює дрібні порові канали.

існують різні способи збільшення нафтовилучення із низькопроникних неоднорідних колекторів, в т.ч. за рахунок використання теплових методів як безпосередньою закачкою теплоносіїв в продуктивні пласти, так і за рахунок використання термопружної енергії, яка виникає в покладі при відновленні пластової температури за рахунок більшого теплового розчинення флюїду, ніж скелету породи. Деякі з них показали високу технологічну ефективність, але для широкого застосування в промисловій практиці вимагають подальшого вдосконалення.

Відомий спосіб розробки багатопластового покладу нафти, гранично насиченої парафіном [1], яким передбачається при нагнітанні холодної води проводить розробку високопродуктивних і низькопродуктивних зон одночасно самостійними сітками свердловин.

Основним недоліком даного способу є низька нафтовіддача пластів у зв'язку з випереджувальним охолодженням низькопроникних пластів закачаною холодною водою і створенням в них закупорених зон неньютонівської нафти.

Відомий спосіб розробки нафтових родовищ [2], яким передбачається підтримання пластового тиску на рівні гірничого на вибої експлуатаційних свердловин.

Основним недоліком даного способу є низька нафтовіддача пластів, бо створення тиску на рівні гірничого на вибої видобувних свердловин приводить до проривів порід-покришок між експлуатаційними об'єктами і до виникнення перетоків флюїдів між ними.

Відомий спосіб розробки нафтових покладів складених неоднорідними теригенними колекторами, із підтриманням пластового тиску закачкою води пониженої температури, при якому пластовий тиск підтримується в межах на 15-20% вищим від початкової його величини.

Основним недоліком даного способу є низька нафтовіддача пластів, бо підтримання пластового тиску на вказаній величині при охолодженні пластів в процесі закачки агентів витіснення пониженої температури приводить до створення додаткових тріщин в пластах навіть при меншому поточному пластовому тиску, по яких неконтрольовано розповсюджується закачана вода. Це в кінцевому результаті приводить до передчасного обводнення видобувних свердловин, різкого зниження видобутку нафти і виникнення перетоків між експлуатаційними об'єктами.

Найбільш близьким по технічній суті до запропонованого способу є спосіб розробки нафтових покладів з використанням заводнення [3], яким передбачається ведення періодичної закачки холодної води до моменту охолодження пласта не нижче температури початку випадання в осад асфальто-смоло-парафінових речовин. Після цього закачка припиняється, а поточний відбір пластових флюїдів в цей період визначається, виходячи із умов збереження заданої величини пластового тиску.

Основним недоліком цього способу є низька нафтовіддача пластів об'єкту розробки, бо припинення закачки води при температурі випадання в осад асфальто-смоло-парафінових речовин приводить до відновлення температури в охолоджених пластах і до створення зон аномально високих пластових тисків за рахунок термопружного ефекту. В результаті створюються додаткові зони фільтрації не тільки в пластах-колекторах, але й в глинистих породах-покришках, по яких відбуваються перетоки флюїдів між експлуатаційними об'єктами і створюються зони вторинного нафтонасичення.

В основу винаходу поставлено завдання створити такий спосіб розробки багатопластового нафтового покладу, в якому нова сукупність дій дозволила б збільшити нафтовіддачу пластів за рахунок більш раціонального використання термопружної енергії, яка виникає в покладі при відновленні пластової температури до її початкової величини, і встановлення оптимальної величини пластового тиску, котрий виключає можливість виникнення перетоків флюїдів між різними об'єктами розробки.

Суть винаходу полягає в тому, що відповідно до способу розробки багатопластового нафтового покладу, відбір рідини із видобувних свердловин після припинення закачки води в нагнітальні свердловини здійснюється при величині пластового тиску, який при поточній пластовій температурі не перевищує величини порогового (граничного) тиску переборення капілярних сил в породах-покришках. При цьому величина порогового тиску контролюється темпом відновлення пластової температури в високопроникних обводнених пластах-колекторах.

Під пороговим тиском мається на увазі така величина поточного пластового тиску в покладі, при якому вуглеводневі флюїди і вода почнуть фільтруватися по найбільш порових каналах через водонасичені породи-покришки [5], тобто відбудеться прорив покришки флюїдами. В цьому випадку об'єми перетоків будуть пропорціональними проникності покришки над покладами нафти і газу.

Можливість виникнення таких тисків підтверджена практикою розробки нафтових родовищ із застосуванням заводнення. Нагнітання холодної води в свердловини температурою 4-7°C зимою і 20-25°C літом на протязі тривалого часу приводить до охолодження певної частини розрізу. Однак, якщо в привибійній

зоні свердловини температура закачаної води залишається мінімальною, то по мірі руху води до вибоїв видобувних свердловин її температура поступово збільшується за рахунок поглинання тепла навколишніх пластів. При цьому закачана вода не нагрівається до величини пластової температури і зона охолодження може досягати величини 500 м при максимальному пониженні пластової температури і відповідно на 27,5°C. [6].

Термобаричні дослідження, які проведені на нафтових родовищах Прикарпаття, показали, що суттєвого відновлення пластової температури можна досягнути припиненням закачки холодної води [7]. Найбільший темп її відновлення спостерігається в пластах, охолоджених в результаті конвекції, причому в початковий період він може досягати 8-10°C в рік. Завдяки цьому пластовий тиск в покладі збільшується на 2,5-3,5 МПа, що дає можливість стабілізувати його величину при збереженні відборів по видобувних свердловинах,

Інтенсивний ріст пластового тиску по нагнітальних свердловинах проходить через 8-12 місяців після припинення закачки води. До цього можливе навіть його зниження, Викликано це тим, що за вказаний період темп відновлення пластової температури не забезпечує необхідного темпу росту пластового тиску, коли підтримуються незмінними відбори рідини.

Аналіз розробки також показав, що відновлення температури приводить до підвищеного тиску не тільки в окремих свердловинах, але й в цілому по покладу, Якщо врахувати, що поточна температура більшості поглинаючих пластів складає 10-35°C, то зміна тиску за рахунок її відновлення до початкової величини (75-80 С) забезпечує створення значного термопружного запасу в покладі.

Високі темпи відновлення пластової температури через певний проміжок часу після припинення закачки води приводять до росту пластового тиску, максимальна величина якого може перевищувати на 37% і більше умовний гідростатичний тиск. На окремих ділянках покладу створюються зони з аномально високими пластовими тисками.

Створення високих і аномально високих пластових тисків приводить до прориву флюїдами непроникних глинистих порід покришок по найбільших порових каналах і встановленню гідродинамічного зв'язку між окремими об'єктами розробки.

Експериментальним вивченням фільтраційних властивостей глинистих порід-покришок встановлено, що для прориву нафти через найбільші їх порові канали в діапазоні глибин від 500-1000 м до 4000-4500 м потрібний надлишковий тиск відповідно від 5 до 11 МПа [8].

Для кількісного визначення величини прогріву охолоджених заводненням надр до досягнення термопружною енергією нафти згаданих надлишкових тисків прориву використані результати тих же авторів по експериментальному дослідженню термального коефіцієнту тиску пластових нафт родовищ України. Цей коефіцієнт визначає відносну зміну тиску однорідної системи в сталому об'ємі (в закритому резервуарі) при зміні температури на один градус. Величина термального коефіцієнту тиску в процентах визначається з графіку його залежності від глибини. Знаючи пластовий тиск на даній глибині, знаходиться відносна його зміна при нагріванні надр на один градус. Величина надлишкового тиску прориву порід-покришок в інтервалі глибин 1000-4500 м визначається шляхом Інтерполяції між наведеними вище цифрами 5111 МПа. Одержана величина тиску прориву на даній глибині ділиться на відносну зміну пластового тиску при нагріванні надр на один градус (термопружний ефект). Так визначається величина прогріву охолоджених заводненням надр до досягнення термопружною енергією нафти надлишкового тиску прориву порід-покришок на даній глибині.

Згідно цим даним, як показують розрахунки, тиск прориву глинистих порід-покришок на малій глибині (1000 м), при первинному гідростатичному тиску в ізольованих природних резервуарах, буде досягнутий вже при підвищенні температури нафтоносного пласта всього на 6°C (табл. 1). Із збільшенням глибини величина підвищення температури нафти для досягнення нею тиску прориву поступово зростатиме (бо термальний коефіцієнт тиску пластової нафти зменшується завдяки зростанню її газонасиченості) і на глибині 4500 м сягатиме вже порядку 41 °C (табл. 1).

В обводнених нафтоносних пластах справа обстоїть дещо інакше, бо величина термопружного ефекту води відрізняється від термопружного ефекту нафти. Швидкість збільшення тиску флюїдів внаслідок сумарної дії акватермального і літостатичного ефектів в процесі захоронення осадків при геотермічному градієнті 25°C/км в межах повністю замкнутої системи, як свідчать лабораторні дослідження, становить біля 0,0416 МПа/м [9]. Віднімаючи від цієї величини швидкість зростання тиску флюїдів, що обумовлюється збільшенням тиску вищележачих порід (0,0231 МПа/м), одержуємо чистий акватермальний ефект - 0,0185 МПа/м або 0,74 МПа/°C (при геотермічному ступені 40 м/°C). З глибиною цей ефект змінюється мало внаслідок низької розчинності природного газу в пластових водах [10], тому величину його для розрахунків залишаємо сталою. Тоді величина прогріву частково обводнених нафтоносних пластів до досягнення термопружною енергією пластових флюїдів (нафти і води) надлишкових тисків прориву глинистих порід-покришок в Ізольованих резервуарах буде змінюватись від 6°C на глибині 1 км до 21°C на глибині 4,5 км (табл. 2).

Із зменшенням ступеня Ізольованості природних резервуарів дія термопружного ефекту флюїдів буде зменшуватись. В зонах розвитку зверхгідростатичного пластового тиску термопружний ефект буде більший.

Отже, оскільки в процесі заводнення покладів температура пластів може понижуватись, як показує практика, на 45-65°C в привибійній зоні нагнітальних свердловин і на 10-30°C привибійній зоні видобувних свердловин, то стає очевидним, що термопружного ефекту флюїдів при відновленні температури Ізольованих пластів зовсім достатньо для широкого розповсюдження проривів флюїдами порід-покришок і міжпластових їх перепадів в великому діапазоні глибин.

Крім того, багаторічна тривала закачка холодної води в значних об'ємах приводить не тільки до охолодження поглинаючих пластів, але й сусідніх глинистих порід. Величина зони охолодження може збільшуватись в 2,5 рази порівняно із зоною поглинаючих пластів [11].

Значне зниження температури порід порівняно з початковою її величиною викликає стиснення скелету породи і виникнення в ній зон горизонтальних температурних напружень [12]. Значне зменшення величини температурних напружень в охолодженій зоні приводить до гідророзриву пластів при тисках, значно менших, ніж при відсутності термопружного ефекту. Цими ж дослідниками встановлено, що зменшення пластової

температури на 3-6°C забезпечує зменшення тиску тріщиноутворення на 0,7-1,4 МПа [13] в порівнянні з тиском тріщиноутворення в неохолодженій зоні пласта.

Таким чином, все вищенаведене вказує на можливість виникнення міжпластових перетоків в процесі розробки нафтових покладів за рахунок порушення цілісності глинистих порід-покришок, викликаного ростом пластового тиску при відновленні пластової температури в обводнених високопроникних пластах-колекторах початкової величини. Враховуючи ще й те, що породи-покришки над нафтовими покладами ще в значній мірі піддавались тектонічним порухам, то стає очевидним, що навіть при нижчих пластових тисках можуть існувати перетоки між об'єктами розробки.

Виходячи із всього вищенаведеного, можна зробити висновок, що запропонований нами спосіб розробки багатопластового нафтового покладу характеризується суттєвими відмінностями (порівняно з відомими способами), основними з яких є:

1. Розробка нафтових покладів з використанням енергії закачаної в них води повинна проводитись при величині пластового тиску, який при поточній пластовій температурі не перевищує величини порогового тиску переборення капілярних сил в породах-покришках.

2. Величина порогового тиску переборення капілярних сил в породах-покришках контролюється темпом відновлення пластової температури в високопроникних обводнених пластах-колекторах.

Проведення вказаних операцій створює сприятливі умови для підвищення нафтовіддачі пластів-колекторів об'єкту розробки і виключає можливість виникнення міжпластових перетоків нафти в вищележачі пласти при порушенні цілісності глинистих порід-покришок. Одночасно з цим створений в покладі термопружний ефект більш раціонально використовується для вилучення запасів нафти із розроблюваних пластів на протязі тривалого часу.

Технологія способу.

Багатопластове нафтове родовище пов'язане з брахіантиклінальною складкою, в якій формувалось чотири нафтових поклади з різними гідродинамічними системами. Кожний із покладів представлений кількома неоднорідними по проникності пластами-колекторами.

Розбурений кожний поклад сіткою видобувних і нагнітальних свердловин, в котрих розкрито всі продуктивні пласти незалежно від їх колекторських властивостей. Кількість видобувних і нагнітальних свердловин в рядах, відстань між рядами і свердловинами визначається проектним документом.

Відбір нафти здійснюється із видобувних свердловин, а закачка агентів витіснення (води) з температурою, нижчою від пластової, - через нагнітальні свердловини.

Свердловини пробурені рядами на відстані, яка забезпечує обґрунтовану (проектну) для умов покладу щільність сітки видобувних свердловин. Всього пробурено п'ять рядів видобувних свердловин, один із котрих є склепінним (стягувальним) рядом. Для нагнітання води пробурено два приконтурних ряди по 9 свердловин у кожному.

Рівні видобутку нафти і об'єми закачки води в свердловини обґрунтовані проектом розробки. Розробку покладу здійснюють при постійній компенсації відбору рідини в пластових умовах закачкою води.

Компенсація відбору флюїдів в пластових умовах здійснюється при постійному періодичному нагнітанні холодної води. Однак, як тільки температура в покладі знизиться до температури кристалізації асфальто-смоло-парафінових речовин, закачку холодної води припиняють, а поточні відбори пластових флюїдів в цей час визначають при збереженні пластового тиску такої величини, яка не перевищує величини порогового тиску переборення капілярних сил в породах-покришках при поточній температурі покладу.

В процесі розбуркування та розробки покладу будуються карти розповсюдження порід-покришок по кожному експлуатаційному об'єкту і визначаються зони їх літологічного заміщення, тектонічного порушення та допустимі величини тисків утворення вторинних тріщин.

В період розробки ведеться постійний контроль за виробленням продуктивних пластів із застосуванням дебітометрії, витратометрії, термометрії, Імпульсного нейтрон-нейтронного методу та інших промислово-геофізичних досліджень. Особлива увага звертається на проведення промислових досліджень - заміри вибієвних і пластових тисків, температури пластів, дебітів нафти, слідкується за обводненням продукції, зміною величини приймальності нагнітальних свердловин та фізико-хімічними властивостями пластових флюїдів. Одержані при цьому дані служать основою для вироблення рекомендацій по регулюванню процесу розробки з метою досягнення максимальної нафтовіддачі пластів-колекторів.

В зв'язку з тим, що проектом розробки передбачається підтримувати величину пластового тиску закачкою води на постійному рівні, один раз в півріччя проводяться заміри величини пластового тиску і температури по визначеному фонду експлуатаційних свердловин. По одержаних результатах будуються карти Ізобар та Ізотерм, на основі яких визначаються зони підвищених пластових тисків і зони підвищених температур. На їх основі встановлюють необхідні об'єми закачки води для стабілізації пластового тиску в зонах понижених пластових тисків і понижених пластових температур. Регулювання об'ємів закачки води здійснюється як збільшенням тиску нагнітання, повним припиненням закачки води в нагнітальні свердловини, так і припиненням експлуатації високообводнених видобувних свердловин.

Згідно розробленої технології розробки багатопластового нафтового покладу величина пластового тиску в покладі при поточній пластовій температурі не повинна перевищувати величини порогового тиску переборення капілярних сил в породах-покришках. Для виконання даної умови встановлюються залежності зміни поточного пластового тиску від температури по відомих методиках і визначаються зони найбільш можливого прориву пластів-покришок при підвищенні пластового тиску вище допустимого рівня. У випадку, коли темпи відновлення пластової температури можуть привести до різкого збільшення пластового тиску вище допустимої величини, припиняють закачку води в нагнітальні свердловини, а високовидобувні свердловини переводять на форсований відбір. У випадку необхідності збільшення величини пластового тиску на окремих ділянках покладу наращують темпи закачки води з одночасним припиненням експлуатації високообводнених видобувних свердловин. Процес регулювання пластового тиску може проводитись постійно в залежності від темпу відновлення пластової температури в охолоджених пластах, але в усіх випадках

величина поточного пластового тиску не повинна перевищувати величини порогового тиску переборення капілярних сил в породах-по-кришках.

Відбір нафти із решти видобувних свердловин і закачка агентів витіснення в нагнітальні свердловини на дільниці покладу з пластовим тиском, нижчим від порогового тиску, проводиться постійно або циклічно в залежності від його термобаричних умов. Не виключається обмеження закачки води в поклад в об'ємах, які викликають таке ж підвищення пластового тиску, як і за рахунок проявлення в ньому термопружного ефекту, викликаного відновленням пластової температури в зупинених нагнітальних і високообводнених видобувних свердловинах.

Період зупинки нагнітальних і високообводнених видобувних свердловин на обводненій дільниці покладу залежить від багатьох геолого-фізичних факторів, але в усіх випадках величина заданого пластового тиску при поточній температурі не повинна перевищувати величини порогового тиску переборення капілярних сил в породах-покришках. У випадку збільшення пластового тиску вище допустимої величини повинні прийматися міри до його зниження як за рахунок припинення закачки води на сусідніх дільницях покладу, так і за рахунок переведення видобувних свердловин на форсований відбір рідини.

Виконання робіт по запропонованій технології дозволяє збільшити нафтовіддачу пластів за рахунок збільшення охоплення розрізу заводненням і проявлення термопружних процесів в зупинених нагнітальних і високообводнених видобувних свердловинах.

Приклад реалізації способу. Багатопластовий нафтовий поклад розбурено сіткою видобувних і нагнітальних свердловин. Відстань між рядами свердловин 450 м, а між свердловинами в рядах 400 м. Поклад характеризується такими параметрами: пористість - 14%; проникність - 0,03 мкм²; ефективна товщина - 30 м; загальна товщина 80 м; нафтонасиченість - 76%; густина нафти в поверхневих умовах - 840 кг/м³; в'язкість нафти в поверхневих умовах - 1,5 МПа · с; вміст асфальто-смоло-парафінових речовин - 18%. Початковий пластовий тиск складає 25 МПа, а газовміст - 200 м³/т. Середня глибина покладу 2300 м. Початкова пластова температура 70°C, а температура насичення нафти парафіном - 45°C. Перепади тиску між вибоями видобувних і нагнітальних свердловин 15 МПа. Товщина глинистих порід-покришок в середньому по покладу складає 25-30 м. Поклад розбитий тектонічними порушеннями у вигляді скидо-зсувів амплітудою 20-50 м на ряд окремих дільниць, між якими існує повний гідродинамічний взаємозв'язок.

Розробка покладу проводиться з підтриманням пластового тиску з нагнітанням агентів витіснення з температурою, нижчою від пластової (7-25°C). Приймальність свердловин 250-300 м³/д при тиску нагнітання 16 МПа на гирлі свердловини. Постійна закачка води в нагнітальні свердловини привела до нерівномірного вироблення запасів нафти по площі покладу. Відомими способами встановлено, що окремі дільниці покладу повністю вироблені, а інші - вміщують значні запаси нафти і газу. Існуюча система розробки із застосуванням відомих методів збереження постійного пластового тиску при періодичному процесі заводнення не дозволяє збільшити нафтовіддачу пластів, а навпаки, створює умови для міжпластових перетоків і утворення зон вторинного нафтонасичення в сусідніх об'єктах розробки.

Для підвищення нафтовіддачі пластів за рахунок більш раціонального використання термогідродинамічних процесів, які виникають в покладі після припинення нагнітання агентів витіснення пониженої температури і припинення експлуатації високообводнених видобувних свердловин (до 90%) при стабільному пластовому тиску, який не перевищує величини порогового тиску переборення капілярних сил в породах-покришках, запропонованим способом передбачається виконати наступну послідовність робіт:

1. Визначають зони покладу, які промиті закачаною водою по високопроникних колекторах, а в низькопроникних колекторах створились зони малорухомої неїютонівської нафти існуючими методами. На основі цих даних вибирають для можливої зупинки першочергові нагнітальні та високообводнені видобувні свердловини.

2. Припиняють закачку агентів витіснення в нагнітальні свердловини і відбір рідини із високообводнених видобувних свердловин на період інтенсивного відновлення в них температури і росту пластового тиску. Щомісячно визначають темп відновлення пластової температури в свердловинах термометрією і встановлюють можливий період інтенсивного її росту. Заміри пластового тиску по зупинених свердловинах також проводяться щомісячно. Експлуатація свердловин із низьким обводненням проводиться згідно встановлених режимів.

3. По встановленій для покладу залежності відновлення пластової температури в часі розраховують період можливого інтенсивного відновлення пластової температури і росту пластового тиску до максимальної величини в промитому пласті-колекторі. По такій же методиці розраховують величину порогового тиску переборення капілярних сил в породах-покришках.

4. На основі даних п. 3 визначають допустиму величину пластового тиску в промитих пластах-колекторах. Вона не повинна перевищувати величини порогового тиску переборення капілярних сил в породах-покришках при поточній їх температурі. Для умов конкретного покладу вона повинна зменшуватись на 0,3 МПа при охолодженні порід-покришок на 1°C.

5. Проводять розробку покладу в створеному режимі до відновлення пластової температури до початкової величини в породах-покришках і до досягнення в них початкової величини порогового тиску капілярних сил. З одночасним ростом порогового тиску збільшується поточний пластовий тиск в промитих пластах-колекторах.

6. При підвищенні пластового тиску в покладі вище допустимої величини приймаються заходи до його зниження відомими способами (форсований відбір рідини із видобувних свердловин, відновлення експлуатації високообводнених свердловин, припинення закачки води на сусідніх дільницях покладу та ін.).

Реалізація способу в промислових умовах дозволяє:

1. Підвищити нафтовіддачу пластів на основі більш раціонального використання створеного в промитих пластах-колекторах термопружного запасу і виключення можливості виникнення міжпластових перетоків між об'єктами розробки.

2. Більш надійно встановлювати гранично допустимі величини поточного пластового тиску в високопроникних промитих пластах і порогового тиску переборення капілярних сил в породах-покришках при

розробці покладів із використанням термопружних процесів, що дозволяє зберегти пластову енергію на протязі тривалого часу розробки покладу.

Впровадження способу можливе на багатопластових нафтових покладах, котрі розробляються з підтриманням пластового тиску нагнітанням агентів витіснення, температура яких значно нижча від початкової пластової температури.

Таблиця 1

Величина прогріву нафтоносних пластів до досягнення термопружною енергією пластових нафт надлишкових тисків прориву глинистих порід-покришок в ізольованих резервуарах (з використанням даних Пилипа Я.А. та Ін., 1979)

Глибина, км	Пластовий тиск, (гідростатичний), МПа	Термопружний ефект		Надлишковий тиск прориву, МПа	Величина прогріву надр до прориву покришок, °С
		% / °С	МПа / °С		
1,0	10,3	8,56	0,88	5,0	6
1,5	15,6	4,66	0,73	5,9	8
2,0	21,0	2,63	0,55	6,8	12
2,5	26,5	1,56	0,41	7,6	18
3,0	32,1	1,22	0,39	8,5	22
3,5	37,8	0,95	0,36	9,4	26
4,0	43,6	0,70	0,31	10,2	33
4,5	49,4	0,54	0,27	11,0	41

Таблиця 2

Величина прогріву частково обводнених нафтоносних пластів до досягнення термопружною енергією пластових флюїдів надлишкових тисків прориву глинистих порід-покришок в ізольованих резервуарах (з використанням даних Пилипа Я.А. та Ін., 1979; Магара К., 1982)

Глибина, км	Термопружний ефект, МПа / °С			Надлишковий тиск прориву, МПа	Величина прогріву надр до прориву покришок, °С
	в нафтонасич. част. пласта	в обводненій част. пласта	середній по пласту		
1,0	0,88	0,74	0,81	5,0	6
1,5	0,73	0,74	0,74	5,9	8
2,0	0,55	0,74	0,64	6,8	11
2,5	0,41	0,74	0,58	7,6	13
3,0	0,39	0,74	0,56	8,5	15
3,5	0,36	0,74	0,55	9,4	17
4,0	0,31	0,74	0,53	10,2	19
4,5	0,27	0,74	0,51	11,0	21