

ЛЕКЦІЯ № 2

ЛОКАЛЬНІ ТЕМПЕРАТУРНІ АНОМАЛІЇ ТА ЇХ ТИПІЗАЦІЯ

Дослідження процесів формування локальних геотермічних аномалій на нафтогазоносних структурах показали, що виникнення таких аномалій пов'язано не тільки з характером структури, але рядом різноманітних факторів, які безпосередньо обумовлені скопищем вуглеводнів.

Зазначені в літературі причини, які формують локальні геотермічні аномалії на нафтогазоносних структурах, можливо об'єднати в дві групи:

- перша група пов'язана з додатковим надходженням тепла:

- а) процеси, що відбуваються в глибинних надрах Землі та формують тепловий потік;
- б) радіогенний розпад в осадовій товщі;
- в) фізико-хімічні та біохімічні процеси в осадовій товщі

- друга група – це фактори, що пов'язані з трансформацією температурного поля в осадовій товщі:

- а) тектонічні особливості структур;
- б) літологічний склад порід та їх насиченість;
- в) гідрогазодинамічні процеси.

Внутрішні постачальники тепла обумовлюють існування глибинного теплового потоку, який направлено до поверхні Землі. Тепловий потік, який вимірюють у поверхні, визначається сумою тепловиділень в земній корі та в більш глибоких областях Землі аж до глибини 1000 км.

Процеси перерозподілу тепла у нафтогазоносних структурах безпосередньо пов'язані з геологічною будовою. Частіше за все тектонічні фактори передачі тепла тісно поєднуються з літологічними та гідродинамічними, причому останні зобов'язані своїм виникненням саме тектоніці. У результаті тектонічної діяльності окремі блоки земної кори можуть підійматися та денудуватися, через що у поверхні землі будуть більш нагріті породи.

Ще одним механізмом перерозподілу тепла в осадовій товщі є кондуктивна теплопередача, яка обумовлена теплопровідністю гірських порід. В даний час є теоретичні рішення кондуктивного розподілу тепла для ряду простих форм залягання порід, причому автори вважають, що температурні аномалії над вищезазначеними структурами залежать від їх теплопровідних властивостей, форми та положення. Однак такі форми структур не завжди відповідають найбільш розповсюдженим нафтогазоносним структурам.

Проведені за допомогою моделювання вимірювання вказують на значний вплив розташування слоїв на величину температурної аномалії над антиклінальними підняттями. У випадку, коли сіль підстиляється пісчаником (нафтогазоносна структура), величина температурної аномалії більше ніж при зворотньому розташуванні слоїв, на 5-30% в залежності від величини кута нахилу крил складки. З ростом кута ця різниця збільшується. В цілому з збільшенням кута температурна аномалія монотонно збільшується. В умовах, коли два чи декілька високотеплопровідних слоїв розділені низькотеплопровідними, температурна аномалія над верхнім з цих слоїв буде меншою. Зближення високотеплопровідних слоїв збільшує температурну аномалію.

Інтенсивні вертикальні (субвертикальні) перетоки води, що супроводжуються виникненням температурних аномалій, явище яке притаманне переважно зоні активного водообміну, де вуглеводні, як правило, не концентруються. Дослідження температурного режиму цієї зони виходять за рамки даної роботи.

Ще одна з можливих причин виникнення геотермічних аномалій може бути конвективний винос тепла, який обумовлено міграцією вуглеводнів з нижчерозташованих джерел нафтогазовиникнення. Ще в 1930 році Хаутоф та Мак-Катчин звернули увагу на велику контрастність пластових температур в найбільш продуктивних родовищах нафти та газу. На зв'язок геотермічного режиму нафтогазоносних провінцій з процесами міграції вуглеводнів вказано в роботах Є.Б. Чекалюка. Слід відмітити, що на ділянках висхідної

міграції нафти та газу позитивні температурні аномалії відмічаються як у випадку різко припіднятого, так і глибоко зануреного кристалічного фундаменту (рис.1).

Слід відмітити ряд умов, які визначають можливість існування значних по масштабам аномалій. Перше за все, фактор формування геотемпературної аномалії повинен бути сучасним або діючим постійно незалежно від часу існування родовища. Він повинен бути достатньо інтенсивний, щоб забезпечити високі темпи збільшення температур, які перевищують темпи їх зниження внаслідок процесів «розсмоктування». В кінці кінців він повинен бути достатньо могутнім, щоб забезпечити наглядові (нерідко значні) перепади температур. Всім цим умовам відповідають такі фактори існування геотемпературних аномалій, як структурно-літологічні властивості пастки, переважно ускладненої соленосними відкладами, та процеси, що супроводжуються формуванням вуглеводневих покладів.

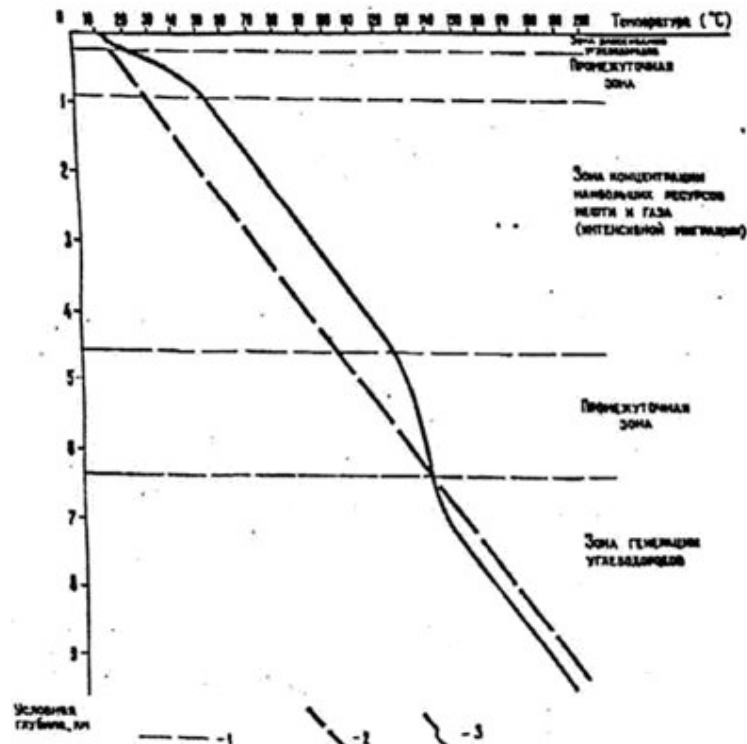


Рисунок 1 Схема вертикальної термодинамічної зональності в нафтогазоносній провінції
 1 – межі зон; 2 – умовна геотерма, що не порушена конвективними процесами; 3 - регіональна геотерма, яка сформована під впливом конвективних процесів

Незалежно від характеру руху висхідне переміщення вуглеводнів в пластовій системі призводить до підвищення температури в зоні міграції. Величина підвищення температури визначається в основному щільністю потоку газу і його теплоємністю. Мігруючий з низів осадової товщі високотемпературний метан на глибині 10-12 кілометрів має теплоємність зіставну з теплоємністю води в цих умовах. Крім того, в області великих тисків (глибина більше 4-5 кілометрів) метан має негативний ефект Джоуля-Томпсона і при дроселюванні нагрівається подібно рідині. При акумуляції в пастках значних мас метану, завдяки великій швидкості руху і відносно малим попутним тепловтратами, зберігається висока теплоємність. Це визначає можливість створення місцевих аномалій температур в покладах газу, не менше, а частіше більше ніж в покладах нафти. Тут грає роль також і значна різниця вихідних температур зазначених мігрантів.

Використовуючи розрахункові формули, наведені в роботі В. Лялько, М. Митника (1978), оцінимо можливу величину температурної аномалії, створюваної конвективним тепло-переносом речовини в осадових відкладах нафтогазоносних провінцій. При масовій швидкості висхідної міграції метану, рівної в середньому 1 кг/м^2 на рік, в інтервалі глибин від 5 до 2 кілометрів за мільйон років повинна виникнути температурна аномалія, що досягає

8-10 °С. Виходячи з того, що максимальна температурна аномалія на родовищах вуглеводнів становить близько 20 °С на рівні 2 кілометрів, необхідна і достатня стартова глибина міграційного процесу за такої ж його швидкості і часу протікання досягає 10 кілометрів.

Згідно Е.Б. Чекалюка, величина температурної аномалії, пов'язаної з сучасними перетоками, пропорційна швидкості і часу перетоку, добутки яких дають товщину нафтогазонасиченого шару. Якщо поклад складається з декількох продуктивних горизонтів, то добуток швидкості на час дорівнює сумарній товщині цих горизонтів. Отже, величина температурної аномалії, обумовленої перетіканням флюїдів при формуванні многопластового покладу, прямо пропорційна сумарній товщині продуктивних горизонтів. Таке положення відповідає фактичним даним. Так, гігантські родовища Західносибірської нафтогазонасної провінції мають порівняно невелику товщину продуктивних відкладів (50-200 м) і відповідно характеризуються незначними температурними аномаліями (до 5 °С), тоді як тисячометровий Шебелинський поклад (рис.2) та непромислові поклади Керченського півострова, пов'язані з брудовулканічною діяльністю, мають аномалії 18-20 °С.

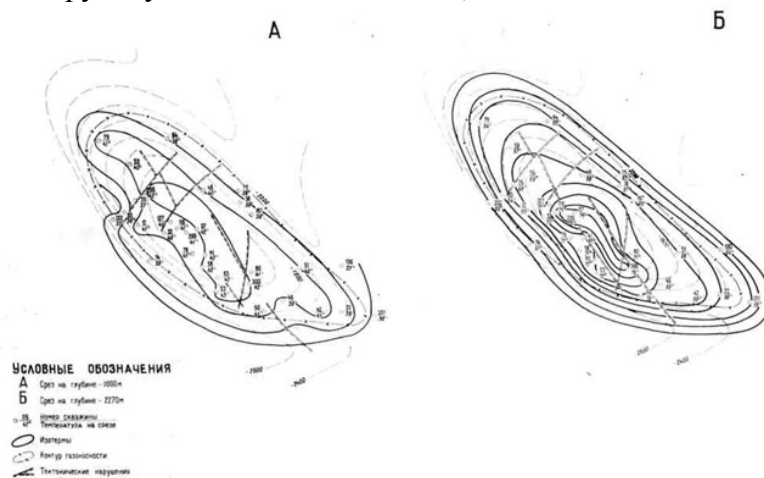


Рисунок 2 Шебелинське газоконденсатне родовище.

Схеми розподілу температур

Як відмічено вище, температурне поле в осадових покладах під впливом різноманітних геологічних структур можуть суттєво деформуватися. Серед таких елементів на температурне поле найбільш вплинути може:

- антиклінальні підняття, що складені породами з різною теплопровідністю, при цьому, які як вміщують, так не вміщують вуглеводневі накопичення;
- соляний шток практично будь-якої форми та глибини розташування;
- розлом чи зона підвищеної тріщинуватості, по яким здійснюється перетік флюїдів.

На кожному з перерахованих структурних елементів, як правило, діє сукупність факторів, які впливають на конфігурацію температурного поля, тому однозначно встановити характер залежності температурного поля немає можливості. В загальних рисах, як це було показано вище, практично всі антиклінальні структури проявляються на температурному фоні в вигляді позитивної, переважно куполоподібної аномалії. Абсолютні величини аномалій на антиклінальних структурах коливаються від 1-2 °С до 18-20 °С. При цьому максимум температурної аномалії в випадку заповнення структури вуглеводнями частіш за все знаходяться в зоні найбільшої густини запасів.

Для соляних штоків також характерно аномальне температурне поле. Коли шток практично виходить на поверхню землі, тоді для нього характерна негативна аномалія. В випадку, коли шток перекрито породами, які мають більш низьку теплопровідність над штоком утворюється зона підвищених температур, причому конфігурація температурного поля достатньо складна та буде визначатися товщиною соляного тіла.

Як зазначено вище, геотермічні аномалії на газових та нафтових родовищах також мають якісну неоднорідність. Температурні аномалії газових родовищ коливаються у широких межах. З аналізу причин їх формування було встановлено, що найголовнішими є

вплив структурно-літологічних властивостей та умов формування родовищ. Фактичні дані по замірам температур свідчать, що найбільш значні аномалії фіксуються як на невеликих за розміром структурах, так і на крупніших родовищах. З метою приведення до приблизно рівних умов порівняння нами зроблено аналіз зміни температур по різних родовищах в горизонтальній площині від склепіння структури до її крил у продуктивній частині відкладів. Виведений таким чином градієнт температур в напрямку горизонтальної протяжності структури дозволяє співставити аномалії з урахуванням розмірів складки. При такому порівнянні багато значних аномалій на великих по розмірах структурах дали малі величини горизонтального геотермічного градієнту. А в цілому по характеру температурного поля виявилися слідуєчі групи родовищ. З градієнтом більш 5°C на 1 кілометр визначилась група невеликих родовищ, які розташовані в передгірських районах. Особливо ефективно виглядають ті родовища, котрі пов'язані з сучасною грязьовулканічною діяльністю (наприклад Мошкарівське в Криму).

Друга група родовищ характеризується горизонтальним градієнтом температури від 2 до 5°C на 1 кілометр. До цієї групи відносяться більшість родовищ, які ускладнені соляними штоками та формування котрих пов'язано з відносно сучасним геологічним етапом. Це такі родовища як Хрестищенське, Меліховське та інші у Дніпровсько-Донецькій западині, Рудківське у Передкарпатті та ряд інших.

Третя група родовищ з градієнтом $0,5-2^{\circ}\text{C}$ на 1 кілометр характеризує більшість газових та нафтових родовищ, які розвивалися в достатньо спокійних геотектонічних умовах.

В особливу четверту групу можна виділити родовища з горизонтальним геотермоградієнтом менш $0,5^{\circ}\text{C}$ на 1 кілометр. Це переважно крупні родовища, розташовані в Північних районах Сибіру, які мають відносно невеликі температурні аномалії. Такі низькі значення температурних аномалій на цих родовищах пов'язані як з нівелюючим впливом мерзлоти, так і з невеликими товщинами нафтогазоносних пластів.

Підводячи підсумок розглядання локальних температурних аномалій на родовищах вуглеводнів необхідно відмітити наступне:

- якщо брати за увагу, що родовища вуглеводнів і насамперед газові скопища давніх епох не збереглися, то і аномалії пов'язані з ними у теперішній час не фіксуються. Виникнення аномалій, як і самих родовищ процес достатньо сучасний. З урахуванням слабкого впливу теплопровідності порід та форми структур головну роль набувають масштаби висхідної міграції вуглеводнів;

- в умовах переважного впливу на формування геотермічних аномалій процесів міграції вуглеводнів величина аномалії не залежить від площі родовища, а корелюється з товщиною нафтогазових покладів.