

ЗАЛЕЖНІСТЬ ФАЗОВОГО СТАНУ ВУГЛЕВОДНІВ ВІД ТЕРМОДИНАМІЧНИХ УМОВ

Завдяки вивченню впливу пластових тисків і температур на фазовий стан нафтових, газоконденсатних та газових родовищ з'ясовано закономірне розміщення їх як по площі, так і з глибиною. Це дозволяє вирішувати проблеми, пов'язані з формуванням вуглеводневих покладів, а також прогнозуванням їх на великих глибинах.

Ключові слова: родовища нафти, газоконденсату і газу; пластові тиски та температури; термодинамічні умови; розміщення вуглеводневих покладів в осадовому комплексі земної кори.

Розміщення покладів вуглеводнів у надрах нафтогазоносних провінцій обумовлено з одного боку, геологічними факторами, а з іншої – контролюється термодинамічними умовами. Для оцінки залежності фазового стану вуглеводнів від термодинамічних умов були оброблені та проаналізовані матеріали з 220 нафтових, нафтогазових, газоконденсатних і газових родовищ України та зарубіжних країн. Фактичний матеріал відбирали по свердловинах – першовідкривачів або пробурених на початковому етапі розроблення родовища, оскільки вони найбільш достовірно відображали термодинамічні умови покладів.

На графіку, побудованому за результатами вимірювань пластових температур (T) і тисків (P) можна простежити наступну залежність фазового стану вуглеводнів від термодинамічних умов.

Майже у всіх нафтогазоносних провінціях спостерігається закономірне розміщення нафтових і газових родовищ по площі, залежно від термодинамічних умов. Так, переважна більшість газових покладів Передкарпатського прогину пов'язана з Зовнішньою зоною, яка характеризується підвищеним тепловим полем і відносно невисокими значеннями пластових тисків, а нафтові – із Внутрішньою, де тепловий режим значно нижчий при більш високих пластових тисках. Різниця в температурних значеннях між цими зонами на глибині 1000 м досягає 20° С. Така сама залежність простежується в Дніпровсько-Донецькій западині, на Північному Кавказі та інших нафтогазоносних регіонах.

З глибиною весь комплекс осадових порід умовно можна розділити на дві термодинамічні зони. У верхній зоні, де тиск змінюється від 0 до 17,0 МПа, а температура – від 0 до +75 °С, крім термодинамічних умов на фазовий стан вуглеводнів значною мірою впливає ступінь закритості покладів, хімічний склад нафти, гідрогеологічні та окислювальні процеси. А тому, в цій зоні трапляються скупчення озокериту, асфальту, важкої нафти зі щільністю в пластових умовах до 0,900 г/см³, а також більш легких сполук вуглеводнів. Причому, газові поклади, розташовані над нафтовими родовищами мають вторинне походження. Вони сформувались, в основному, шляхом розгерметизації нижче-

нурених покладів нафти. Прикладом цього можуть служити Радченківське, Більське, Солохівське та інші родовища Дніпровсько-Донецької западини.

У нижній термодинамічній зоні, яка відповідає зоні катагенезу, на фазовий стан вуглеводнів, здебільшого, впливають пластові тиск і температура. При зростанні температур і тисків зміна нафти в цій зоні буде скерована у бік її метанізації. Збільшення температур при P -const призводить до зміни родовищ важких нафт покладами середніх і легких нафт, а далі газоконденсатними і газовими. Так, при $P=23,5$ МПа та зміні температури від +38 до +52 °С виділяються нафти зі щільністю $\rho=0,900-0,800$ г/см³ (нафтові родовища Шаншинське, Муханівське – Росія та інші); від +52 до +66 °С – нафти з $\rho=0,800-0,700$ г/см³ (нафтові родовища Долинське, Кизилкум – Туркменія та інші); від +66 до +80 °С – нафти з $\rho<0,700$ г/см³ (нафтові родовища Качанівське, Зах. Чепенел – Туркменія та інші); від +80 до +96 °С – газоконденсатні поклади (Октябрьське, №18 в США та інші) і більше +96 °С – газові з невеликим вмістом конденсату та чисто газові (Крилівське, Березівське – Пн. Кавказ, Лак – Франція, Чорноморське та інші).

При зростанні тиску і при T -const відбувається зміна газових покладів газоконденсатними з подальшим переходом в легкі і більш важкі нафти. Характерним прикладом можуть служити такі родовища як Канівське, Ленінградське – Пн. Кавказ, Котур-Тепе – Туркменія, Солохівське та інші.

З глибиною, із одночасним зростанням температури і тиску, вірогідність існування нафтових покладів знижується. Якщо при $P=17,0$ МПа нафтові родовища займають діапазон від +26 до +76 °С (50 °С), то при $P=425$ МПа цей діапазон зменшується до 20 °С (від +76 до +96 °С). Така закономірність свідчить про переважаючий вплив температурного режиму та фазовий стан вуглеводнів. Так, на родовищах Качанівське, Глинсько-Розбишівське та інші з глибиною спостерігається перехід від нафтових покладів до газоконденсатних і газових. Вірогідно, що на глибинах понад 6000 м, при подальшому зростанні температури і тиску, можливе формування лише газових покладів або газових з невеликим вмістом конденсату. У монографії Е. Б.

Чекалюка “Водо-нефтянные растворы” (1977), на основі теоретичних і експериментальних досліджень, наведені розрахунки про розчинність індивідуальних вуглеводнів та їх сумішей у чистій воді за тиску до 294 МПа і температури до 400 °С.

Вивчення залежності фазового стану вуглеводнів від термодинамічних умов дозволить вирішувати проблеми пов'язані як з формуванням та збереженням нафтогазових родовищ, так і з прогнозуванням їх на великих глибинах.

ЗАВИСИМОСТЬ ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ ОТ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ

М.И. Павлюк, Р.М. Федорцов, М. Тарик

Благодаря изучению влияния пластовых давлений и температур на фазовое состояние нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений установлено закономерное размещение их как по площади, так и с глубиной. Это позволяет решить задачи связанные с формированием углеводородных залежей, а также прогнозированием их на больших глубинах.

Ключевые слова: месторождения нефти, газоконденсата и газа; пластовые давления и температуры; термодинамические условия; размещение углеводородных залежей в осадочном чехле земной коры.

DEPENDENCE OF PHASE STATE OF HYDROCARBONS UPON THERMODYNAMIC CONDITIONS

M. Pavlyuk, I. Fedortsov, M. Tariq

Studies of the influence of reservoir pressures and temperatures upon the phase state of oil, gas-condensate and gas fields have made it possible to ascertain their natural location both throughout the area and with depth. This allows us to solve the tasks associated with the formation of hydrocarbon deposits as well as with their prediction at great depths.

Key words: fields of oil, gas-condensate and gas; reservoir pressures and temperatures; thermodynamic conditions; location of hydrocarbon deposits in a sedimentary complex of the earth's crust.

¹*Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, м. Львів, Україна*

²*Institute of Information Technology, Abbottabad, Pakistan*