

ТЕОРЕТИЧНІ АСПЕКТИ ПРОБЛЕМИ ВИКОРИСТАННЯ ІНФОРМАЦІЇ ПРО АНОМАЛЬНО ВИСОКІ ПЛАСТОВІ ТИСКИ ПРИ ПОШУКАХ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ

О.О. Орлов¹, Б.Л. Крупський², В.В. Гладун³, В.М. Бенько⁴

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42027
e-mail: public@nuing.edu.ua

^{2,3}НАК “Нафтогаз Україна”, 01001, м. Київ, вул. Б.Хмельницького, 6, тел. (044) 5863537,
e-mail: ngu@naftogaz.com.ua

⁴ДК “Укргазвидобування”, 01053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28, тел. (044) 2723174,
e-mail: ugvmail@gasdob.com.ua

Розглядаються особливості використання інформації про аномально високі пластові тиски (АВПТ) у різних регіонах України і країн СНД.

Пропонується алгоритм використання даних про процеси і параметри складкоутворень під час розрахунків АВПТ на пошукових площах

Рассматриваются особенности использования информации об аномально высоких пластовых давлениях (АВПД) в различных регионах Украины и стран СНГ.

Предлагается алгоритм использования данных о процессах и параметрах складкообразования при расчетах АВПД на поисковых площадях.

The features of information about high-abnormal formation pressure (HAFP) in different regions of Ukraine and in the countries of Commonwealth of Independent States are being considered in the article.

The algorithm of data use concerning the processes and the folding parameters by the calculation of HAFP on exploration areas has been suggested.

Використання інформації про аномально високі (або надгідростатичні) пластові тиски в якості пошукового критерію покладів нафти і газу являється недостатньо вивченою проблемою і викликає надзвичайно різне відношення дослідників. Результати багаторічних досліджень дають змогу стверджувати, що природа аномально високих пластових тисків (АВПТ) досить багатогранна, і тому не можна говорити про універсальні методики чи рекомендації, які були б ефективні для будь-якого району. На наш погляд, використання інформації про АВПТ при пошуках скупчень вуглеводнів (ВВ) необхідно розділяти на два основних напрямки: 1) використання інформації про АВПТ, як прямого показника перспектив нафтогазоносності в тих областях, де встановлено генетичний зв'язок процесів формування скупчень ВВ і формування АВПТ; 2) використання інформації про АВПТ, як непрямого показника сприятливих умов для утворення нафти і газу, формування і збереження покладів ВВ. Тут, в свою чергу, слід розрізняти: а) використання даних про АВПТ, як показника закритості природних резервуарів і б) використання інформації про збільшення коефіцієнтів аномальності пластових тисків (K_a) в окремих горизонтах у напрямку до склепінь структур, кульмінаційних ділянок структурних носіїв, інших піднять в окремо взятих літолого-стратиграфічних горизонтах, які і є найбільш сприятливими для акумуляції скупчень ВВ. Розглянемо перший із вказаних напрямків на прикладі конкретних районів.

В число областей, де можна в загальному випадку вважати АВПТ позитивним показником нафтогазоносності, відносяться перш за все області проявлення тектонічних складкоутворюючих рухів на сучасному етапі. В таких областях виникають ускладнення складчості, деформація і стиснення природних резервуарів, а також формуються тектонічні розриви, по яких можливі перетоки флюїдів з нижче- у вищезалегаючі відклади. Вказані процеси викликають переформування і формування нових покладів ВВ, що характеризуються, як правило, наявністю АВПТ [1]. Нами проводилася обробка на ЕОМ залежності коефіцієнтів аномальності пластових тисків від коефіцієнтів інтенсивності складкоутворення (i) для цілого ряду нафтогазопромислових районів в передгірських прогинах Альпійської складчастої системи і в авлакогенах [4]. Результати досліджень свідчать, що в більшості випадків в закритих природних резервуарах складчастих областей величини коефіцієнтів аномальності пластових тисків тим більші, чим вище значення коефіцієнтів інтенсивності складчості (коефіцієнт інтенсивності структури - це відношення амплітуди складкоутворення до її площі в середині останньої замкнутої ізогіпси). Для прикладу приведемо дані по геосинклінальному схилу Передкарпатського прогину, тобто Внутрішньої зони цього прогину. Тут розвинута повна складчастість, що характеризується високою інтенсивністю. Більшість скупчень ВВ у вказаній зоні характеризуються АВПТ. Це родовище

Старо-Самбірське, Бориславське, Іванківське, Оров-Уличнянське, Струтинське, Північно-Долинське, Космачцьке, Росільнянське, Гвіздецьке, Пнівське та інші. Отримана на ЕОМ формула залежності коефіцієнтів аномальності (K_a) від параметра i має наступний вигляд: $K_a = 1,1486 - 2,92773 \times 10^{-5} i^2$; кореляційне відношення складає 0,9. Використовуючи дану формулу, пластові тиски на заданих глибинах можна розрахувати з рівняння, що отримане від приведенної вище формули:

$$P = 0,01 H \gamma (1,1486 + 2,9277 \times 10^{-5} i^2) \text{ в МПа,}$$

де: i – коефіцієнт інтенсивності структури;

H – глибина;

1,1486 та $2,9277 \times 10^{-5} i^2$ – постійні коефіцієнти; 0,01 введено для розрахунку P в системі "СИ";

γ – густина пластової води.

Відносна похибка визначення пластових тисків із запропонованої формули знаходиться в допустимих межах (від 0,5 до 10%). Середнє значення відносної похибки розрахунків при перевірці формули на 18 покладах ВВ склало $\pm 4,6\%$. Виявлена залежність коефіцієнтів аномальних пластових тисків від інтенсивності складчастості дає можливість зробити висновок про те, що тут АВПТ є, в основному, наслідком інтенсивного стиснення природних резервуарів при складкоутворенні. В цей же час високі пластові тиски в природних резервуарах Передкарпатського прогину виникли, на нашу думку, одночасно з формуванням і переформуванням покладів ВВ в процесі росту складок. При проведенні якісного аналізу розподілу складчастості і скупчень ВВ в складчастій зоні Карпат, наприклад, І.В. Висоцький прийшов до висновку, що тут процес формування нафтогазоносних покладів слід пов'язувати з пізньопліоценовим часом, коли почалось формування структурних форм, до яких приурочені родовища [1, с. 300]. Цей висновок І.В. Висоцького зараз знаходить підтвердження у виявлених нами кількісних зв'язках коефіцієнтів аномальності пластових тисків з коефіцієнтами інтенсивності складок, тобто дає підстави нам говорити про одночасність і генетичний зв'язок росту структур, утворення покладів ВВ і формування АВПТ в природних резервуарах, що приурочені до складчастих структур. Таким чином, в геосинклінальній зоні Передкарпатського прогину інформація про АВПТ в загальному випадку може розглядатися, як позитивний показник при пошуках покладів нафти і газу. Аналогічні кількісні зв'язки між аномальністю пластових тисків і інтенсивністю продуктивних складчастих структур простежуються також, наприклад, в Терсько-Сунженській зоні дислокацій та в інших тектонічно активних районах світу [4].

Розглянемо коротко 2-й напрямок – використання інформації про АВПТ, як непрямого показника для оцінки перспектив нафтогазоносності. При цьому слід зупинитися на використанні даних про АВПТ, як ознаки закритості природних резервуарів. АВПТ можна, напевно, розглядати як негативну ознаку при оцінці

умов збереження покладів ВВ тільки в тих районах, де відсутні покришки або де зім'яті в складки колектори внаслідок ерозії їх склепіння виходять на поверхню. Негативну роль АВПТ може зіграти і за наявності тектонічних розривів, що досягають денної поверхні. В таких умовах може пройти руйнація покладів ВВ, але за наявності таких умов АВПТ в колекторі, в принципі, перестає існувати. В районах, що характеризуються заляганням порід-колекторів на великих глибинах під покришками, в блоках, ізольованих тектонічними розривами, АВПТ слід розглядати, як непряму позитивну ознаку при пошуках покладів нафти і газу тому, що збереження високих значень АВПТ може в даному випадку свідчити про герметичність природного резервуару і про умову поганого водообміну в ньому. В якості прикладу розглянемо площу Лопушна в Покутсько-Буковинських Карпатах, де зараз під насупом флішових відкладів Карпат і під соленими моласами Самбірської зони розкриті автохтонні утворення бадена і верхньої крейди. Із свердловини №3 з глибини нижче 4197 м було отримано вільний фонтан нафти з дебітом до 500 т/добу. Зрозуміло, нафта була легкою з густиною $0,856 \text{ г/см}^3$. Розкритий нафтовий поклад на площі Лопушна має АВПТ, в той час, як в цих відкладах, не перекритих насупом Карпат в північно-західній частині Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, локалізуються газові поклади з аномально низькими пластовими тисками. Можна з певністю сказати, що в формуванні Лопушнянського нафтового покладу значну роль відіграла захороненість природного резервуару; саме тому в покладі сформувалося АВПТ. Відкриття Лопушнянського нафтового родовища можна, мабуть, прирівняти до відкриття в західних областях України нового, дуже важливого пошукового напрямку для нафти і газу. За даними польових геофізичних досліджень, платформові автохтонні відклади під Карпатами простягаються також і на захід від Лопушни і виходять далеко за межі Покутсько-Буковинських складок. Основною задачею зараз є постановка надглибокого буріння. Під насупом Карпат можуть опинитися нафтогазоносні автохтонні відклади в платформовій фації не тільки мезозою, але і палеозою.

В якості іншого прикладу, що вказує на те, що АВПТ є ознакою закритості природного резервуару, можна привести дані про розподіл пластових тисків в Дніпрово-Донецькій западині (ДДЗ), де в південно-східній частині тільки на Єфремівському родовищі пластовий тиск в хомогенній товщі нижньої пермі знаходяться у відповідності з нижче- і вищезалягаючими продуктивними горизонтами в теригенних відкладах нижньої пермі і верхнього карбону. На площах Західно-Медведській, Меліхонській, Кегічевській пластовий тиск в скупченнях газу в кавернозних і тріщинуватих вапняках і алевролітах, ізольованих в хомогенній покришці, значно вище пластових тисків в продуктивних горизонтах, які залягають нижче по розрізу. Більш високі значення пластових тисків в про-

дуктивних колекторах, ізольованих в хомогенній товщі нами пояснюється, по-перше, їх закритістю і, по-друге, їх тектонічним стисненням внаслідок формування соляних куполів.

Особливий підхід до оцінки АВПТ, як показника закритості природних резервуарів необхідно робити в районах з розвитком грязевого вулканізму. Наприклад, у відкладах Індольського прогину Керченського півострова в аналогічних за будовою районах із збільшенням глибини різко зростає аномальність пластових тисків, незважаючи на явну, в деяких випадках, розгерметизованість природних резервуарів, про що свідчать факти витиснення з них флюїдів, які, прихопивши обломочний матеріал, утворюють грязеву брекчію. Високі значення АВПТ в даному випадку ми пов'язуємо з інтенсивним підтоком флюїдів з нижчезалягаючих утворень, а також, не виключено, з більш високою швидкістю стиснення природних резервуарів в процесі неотектонічних рухів порівняно із темпом виходу з них флюїдів.

Великий інтерес при пошуках ВВ на великих глибинах (нижче утворень солей девону в ДДЗ) являють собою водоносні горизонти, що знаходяться в екстремальних термобаричних умовах [2, 3]. В умовах АВПТ і високих температур розчинність газу у воді значно збільшується. Так, запаси метану в напірних водах на великих глибинах тільки в штатах Техас і Луїзіана обчислюються в 85 трлн.м³. У зв'язку з вищенаведеним, водоносні горизонти, що характеризуються АВПТ і високими значеннями температур на глибинах більше 7 тис.м в ДДЗ, Внутрішній зоні Передкарпатського прогину, передгірських прогинах Великого Кавказу, Західно-Туркменської западини та в інших регіонах, у мірі розвитку техніки надглибинного буріння свердловин в широкому масштабі, повинні стати об'єктами детального дослідження з метою видобутку газу шляхом його сепарування із води на поверхню. Локалізуються згадані зони АВПТ на великих глибинах в горизонтах, що володіють високою тріщинуватістю, які зберігаються в них в результаті протидії геостатичному тиску аномально високих тисків в тріщинних колекторах.

Закономірне збільшення коефіцієнтів аномальності пластових тисків в флюїдоносних природних резервуарах від крил до склепінь складок чітко спостерігається у всіх нафтогазоносних зонах Карпатського регіону, а також в ДДЗ, в Індольському прогині, а також в інших областях, де проводилися дослідження [4]. Цю закономірність слід використовувати в якості додаткового критерію при пошуках покладів нафти і газу для корегування плану послідовності введення свердловин в буріння з метою прискорення розкриття кульмінаційних ділянок тектонічних структур та інших піднять, що є найбільш сприятливі для формування покладів нафти і газу.

1 Высоцкий И.В. Формирование нефтяных месторождений в складчатых областях. / И.В. Высоцкий. – М.: Недра, 1971. – 390 с.

2 Иванчук П.П. Разведка природного газа в зонах АВПД в Голф-Косте. / П.П. Иванчук, Е.А. Соловьев. – М.: Нефтегазовая геология и геофизика. Экспресс-Инф. – 1980. – № 16. – С. 8-13.

3 Иванчук П.П. Возможный источник энергии зон АВПД разведочных площадей Голф-Коста. / П.П. Иванчук, Е.А. Соловьев. – М.: Нефтегазовая геология и геофизика. Экспресс-Инф. – 1980. – № 24. – С. 1-14.

4 Орлов А.А. Закономерность генетической связи аномальных пластовых давлений со складчатыми процессами в осадочном чехле земной коры / А.А. Орлов, Д.Д. Федоришин, С.А. Лизун. – Ивано-Франковск: ИФНТУНГ, Факел. – 155 с.

*Стаття поступила в редакційну колегію
8.02.09*

*Рекомендована до друку професором
Мойсишиним В.М.*