

ВЛИВ ГАЗОНАСИЧЕННЯ ТЕРИГЕННИХ ГІРСЬКИХ ПОРІД НА РЕЗУЛЬТАТИ АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ

О.М. Карпенко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056,
e-mail: alexbrig@inbox.ru

Приведены результаты изучения влияния остаточного газонасыщения в газовых залежах месторождений Внешней зоны Предкарпатского прогиба на показания акустического каротажа. Установлены статистические зависимости между глубиной залегания неогеновых отложений, глинистостью, характером насыщения горных пород, и величиной интервального времени. Предложен способ учета газонасыщения горных пород при оценке пористости пород по данным акустического каротажа.

There are showing the results of studying of influence the residual gas saturation in gas deposits of External Zone of SubCarpatian Trough on the acoustic well-logging data. There were defined the statistical dependences between the depth of Neogene deposits, clayness, character of saturation of rocks, and the interval time of acoustic logging. The way of the account of gas saturation is offered for an estimation of porosity of the reservoirs by the acoustic well-logging data.

На даний час акустичний каротаж є основним методом визначення пористості гірських порід у розрізах нафтових і газових свердловин. Його широке застосування пояснюється простотою визначення коефіцієнта пористості K_p та відносно слабкою залежністю точності визначення цього коефіцієнта від мінерального складу скелетної складової твердої фази [1]. До недоліків методу відносять вплив структури колектора на точність визначення K_p ; вплив штучної тріщинуватості стінок свердловини та зміни пористості в присвердловинній зоні на покази АК; залежність точності оцінки K_p від наявності в колекторі защемлених газу і нафти; недостатню вивченість впливу текстури порід і тиску на залежність інтервального часу від пористості порід $\Delta T = f(K_p)$ [1]. Тому вивчення впливу кожного з наведених чинників на величину інтервального часу сприяє підвищенню точності визначення такого важливого в ході підрахунків запасів вуглеводнів параметра, яким є пористість гірських порід-колекторів.

Прийнято, що у високопористих ($K_p > 15\%$) газонасичених пісковиках інтервального час ΔT збільшений внаслідок впливу природного газу. Математична модель такого впливу залежить від глибини залягання порід, розмірів зони проникнення і промитої зони і може суттєво розрізнятися на різних родовищах. Для розрахунків дійсної пористості газонасичених пісковикув рекомендується помножити значення K_p , що одержане з використанням відомого рівняння середнього часу, на коефіцієнт 0,8-0,9 [2]. Більш точне значення коефіцієнта слід визначати експериментально. У роботі [2] зазначено, що в низькопористих ($K_p < 15\%$) пластах пісковикув і карбонатних породах поправку за газонасичення не вводять.

За даними [1] дійсна величина коефіцієнта пористості складає від 0,65 до 0,75 від розрахованої за результатами АК для газонасичених колекторів.

У роботах [3, 4] вказується на суттєвий вміст залишкового газонасичення зони проникнення: від звичайних величин у 20-30 % до 40-70%. Безумовно, за таких високих значень залишкового газонасичення вплив останнього на інтервальний час повинен бути досить значним. Підтвердженням цього можна вважати встановлений Д.Д. Федоришиним факт суттєвого впливу газонасичення колекторів міоценового віку на виміряну величину інтервального часу в свердловинах Славецької та Стіжковської площі [5*], розташованих у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину. За статистичними залежностями $\Delta T = f(K_{p_{\text{БМК}}})$ ($K_{p_{\text{БМК}}}$ – пористість порід-колекторів, розрахована за даними БМК) для водонасичених і газонасичених колекторів, вплив залишкового газонасичення присвердловинної зони на покази АК проявляється у збільшенні інтервального часу приблизно на 110 мкс/м. Наведена закономірність зберігається на всьому діапазоні зміни пористості. Цікавим є наступний факт, що аналогічного впливу характеру насичення колекторів не виявлено в процесі дослідження сарматських відкладів Летнянського газового родовища [5*], що, як вважає автор, зумовлено особливостями структури порового простору порід-колекторів.

Розбіжності в оцінці різними авторами вмісту залишкового газонасичення у зоні проникнення та його впливу на розраховані значення пористості за даними АК полягають у наявності значного числа впливових чинників, які досить проблематично врахувати під час інтерпретації даних АК у процесі дослідження газонасичених покладів. Окрім чинників геологічної природи слід вказати на технологічні чинники, що суттєво впливають на формування зони проникнення і відповідно на величину залишкового газу у присвердловинній зоні. Це, в першу чергу, коливання тиску та зрив глинистої кірки у свердловині під час спуско-піднімальних операцій; зупинки циркуляції; водо-

віддача промивної рідини; перепад тиску між свердловиною та пластом і т.д.

Нижче будуть розглянуті шляхи побудови статистичної моделі, що описує вплив характеру газонасичення на величину інтервального часу залежно від глибини та колекторських властивостей гірських порід. Типовими і досить актуальними з позицій практичного застосування вказаної моделі, є теригенні відклади переважно тонкошаруватої будови неогенового віку Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (сарматський, баденський і карпатський яруси). У цих відкладах зосереджено чимало газових родовищ і покладів. Поверх газоносності – від сотень метрів до трьох і більше кілометрів. Глинистість продуктивних відкладів – від одиниць (рідко) до 50-70% (частіше). Наявність газонасичених пластів з такою високою глинистістю пояснюється їх переважно тонкошаруватою будовою, тобто, чергуванням глинистих і піщаних різновидів порід. На багатьох родовищах встановлена закономірність погіршення ємнісних властивостей піщаних прошарків зі збільшенням загальної глинистості розрізу і зменшенням товщин пісковиків і алевролітів [6]. Таким чином, з урахуванням наведеного вище, є передумови вважати, що вплив газонасичення порід розрізу на величину інтервального часу під час АК може бути описаний як функція глибини і глинистості для конкретного регіону.

У табл. 1 наведені результати ретельного відбору даних з продуктивних газонасичених, водонасичених пластів і з інтервалів розрізів свердловин, звідки не було одержано суттєвого припливу пластових флюїдів у процесі випробувань ("сухі" пласти).

З табл.1 невідомо, чи є несуттєве розходження між середніми значеннями ΔT у пластах з різним характером насичення наслідком відсутності впливу характеру насичення (залишкового газу в зоні дослідження методом АК), або – це є результат сумарної дії різних параметрів, у тому числі – глибини, глинистості та газонасичення. Така задача може бути успішно розв'язана шляхом використання двофакторного дисперсійного аналізу. Результат такого аналізу звичайно має якісний характер і не може бути безпосередньо використаний з метою введення кількісних поправок у розрахунки пористості порід за даними АК.

З метою одержання палеточної або математичної моделі врахування насичення пластів у ході оцінки пористості за величиною інтервального часу були виконані наступні дії.

За допомогою програми "Surfer" виконана інтерполяція даних шляхом побудови поверхні тренда способом поліноміальної регресії із застосуванням нелінійного рівняння найбільш простого типу $Z(x, y) = A + B \cdot x + C \cdot y + D \cdot x \cdot y$, яке описує досить згладжену поверхню, побудовані розподіли інтервального часу ΔT від величини загальної глинистості пластів $K_{гл}$ і глибини H . Значення коефіцієнта глинистості були розраховані за даними ГК з використан-

ням універсального рівняння Шлюмберже [2]. Слід зазначити, що дане рівняння (для порід третичного віку) досить добре адаптоване до умов заглинених розрізів косівської і дашавської світ газових родовищ Передкарпатського прогину. На рис. 1 зображено розподіли інтервального часу окремо для випадків газонасичених, водонасичених і "сухих" порід неогенового віку.

Рівняння регресії різницевого поля $\Delta(\Delta T) = \Delta T(\text{газонас.}) - \Delta T(\text{водонас.})$, де $\Delta(\Delta T)$ – перевищення показів АК напроти газонасичених порід $\Delta T(\text{газонас.})$ над показами АК напроти водонасичених порід $\Delta T(\text{водонас.})$ з аналогічними колекторськими властивостями в однакових глибинних умовах:

$$\Delta(\Delta T) = 8.9 - 22 \cdot K_{гл} + 0.003944 \cdot H. \quad (1)$$

У рівнянні (1) величина $\Delta(\Delta T)$ – в мкс/м; $K_{гл}$ – коефіцієнт загальної глинистості в частках одиниці; H , м – глибина залягання відкладів. Слід зазначити, що вплив залишкового газонасичення доцільно враховувати лише за додатних значень $\Delta(\Delta T)$. Гранична лінія, що відокремлює зону збільшення показів акустичного каротажу напроти газонасичених порід порівняно з показами напроти водонасичених, описується таким рівнянням:

$$H = -2256.6 + 5578.1 \cdot K_{гл}. \quad (2)$$

Для переважної більшості різновидів порід-колекторів і тонкошаруватих пластів із підвищеною глинистістю, що зустрічаються у наведених у табл. 1 газових родовищах і багатьох інших перевищення в показах ΔT до 8 мкс/м за середніх значень інтервального часу 320 мкс/м є несуттєвими і знаходяться практично в межах похибки методу АК (див. рис. 1). З даного випливає, що в процесі дослідження порід з підвищеною глинистістю у відкладах неогенового віку газових родовищ Передкарпаття здебільшого можна не враховувати вплив характеру насичення порід у ході оцінки пористості за даними АК. У процесі дослідження малоглинистих порід-колекторів поправка за вплив залишкового газу стає вже суттєвою. Пояснення цьому явищу може бути таке. Як відомо, формування зони проникнення (ЗП) фільтрату промивної рідини в пласті-колекторі визначається низкою чинників. Як правило, на практиці більшість з таких чинників неможливо врахувати, тому для наближених оцінок розмірів зон проникнення використовують статистичні узагальнення на основі апріорної інформації, зібраної в конкретних геолого-технологічних умовах буріння свердловин на території досліджень. Серед основних причин, що призводять до формування ЗП, відзначимо: фільтраційно-ємнісні властивості (ФЄВ) гірських порід; капілярні сили, що призводять до утворення додаткових фільтраційних рухів у заглинених породах; властивості промивної рідини та динаміка їх зміни під час буріння; фізико-хімічні процеси, що відбуваються в присвердловинній

зоні пласта внаслідок взаємодії фільтрату, хім-реагентів з пластовими флюїдами; набухання

Таблиця 1 — Вихідні дані по газоносних, водоносних і "сухих" пластах газових родовищ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину для дослідження впливу характеру насичення на величину ΔT

Родовище (площа)	Стратиграфія	Характер насичення	Глибина покрівлі, м	Глибина підосви, м	Q , м ³ /добу	Кгл	ΔT , мкс/м
Орховицьке	Гельвет	Вода	1963	1980	2.4	0.40	290
Верещицьке	гор. ВД-13-14	Вода	530	557	0.95	0.40	379
Верещицьке	гор. ВД-13	Вода	596	615	9.0	0.61	390
Верещицьке	гор. НД-5	Вода	866	874	5.1	0.28	355
Богородчанське	Косівська світа	Вода	1568	1578		0.40	282
Богородчанське	Косівська світа	Вода	1602	1604		0.24	279
Комарівська	гор. НД-10	Вода	707	711	1.95	0.35	285
Комарівська	гор. НД-8	Вода	600	609	1.67	0.27	294
Рубанівське	гор. НД-6	Вода	765	775	25	0.19	356
Гуцулівське	Косівська світа	Вода	487	499	2.2	0.29	345
Гуцулівське	Косівська світа	Вода	483	486	2.2	0.11	358
Любешівське	гор. НД-9	Вода	840	843	за ГДС	0.12	320
Любешівське	гор. НД-8	Вода	673	677	за ГДС	0.08	330
Богородчанське	Косівська світа	Вода	1836	1838	за ГДС	0.11	295
Верещицьке	гор. НД-6	Вода	812	816	за ГДС	0.17	309
Верещицьке	гор. НД-6	Вода	848	850	за ГДС	0.36	315
Середнє значення параметра:			952.8			0.27	323.9
Гайське	гор. НД-17	Газ	1657	1680	62 тис.	0.24	306
Гайське	гор. НД-17	Газ	1635	1647	1500 тис.	0.22	298
Гайське	гор. НД-18	Газ	1812	1818	2.2 тис.	0.47	288
Хідновицьке	гор. ВД-14	Газ	808	813	11.6 тис.	0.42	357
Хідновицьке	гор. ВД-14	Газ	833	838	11.6 тис.	0.49	359
Хідновицьке	гор. ВД-14	Газ	845	887	11.6 тис.	0.46	345
Орховицьке	гор. НД-15	Газ	1830	1836	13.2 тис.	0.40	301
Богородчанське	Косівська світа	Газ	1500	1506	36 тис.	0.55	282
Комарівська	гор. НД-8	Газ	630	635	19.5 тис.	0.16	322
Гуцулівське	Косівська світа	Газ	851	876	30 тис.	0.42	326
Гуцулівське	Косівська світа	Газ	702	711	111 тис.	0.40	364
Гуцулівське	Косівська світа	Газ	720	749	111 тис.	0.60	325
Любешівське	гор. НД-5	Газ	696	698	10 тис.	0.33	284
Любешівське	гор. НД-3	Газ	545	548	за ГДС	0.09	320
Любешівське	гор. НД-8	Газ	709	711	за ГДС	0.07	328
Любешівське	гор. НД-9	Газ	770	773	115 тис.	0.11	380
Середнє значення параметра:			1039.7			0.34	325.9
Гайське	Гельвет	"Сухо"	1766	1769		0.28	266
Гайське	Гельвет	"Сухо"	1855	1857		0.14	243
Тейсарівська	гор. НД-8	"Сухо"	628	650		0.43	335
Тейсарівська	гор. НД-9	"Сухо"	683	703		0.25	311
Орховицьке	Гельвет	"Сухо"	1776	1789		0.49	293
Орховицьке	Гельвет	"Сухо"	1901	1906		0.14	290
Верещицьке	гор. ВД-13	"Сухо"	459	500		0.42	380
Верещицьке	гор. ВД-11	"Сухо"	459	500		0.50	464
Середнє значення параметра:			1200.1			0.33	322.8

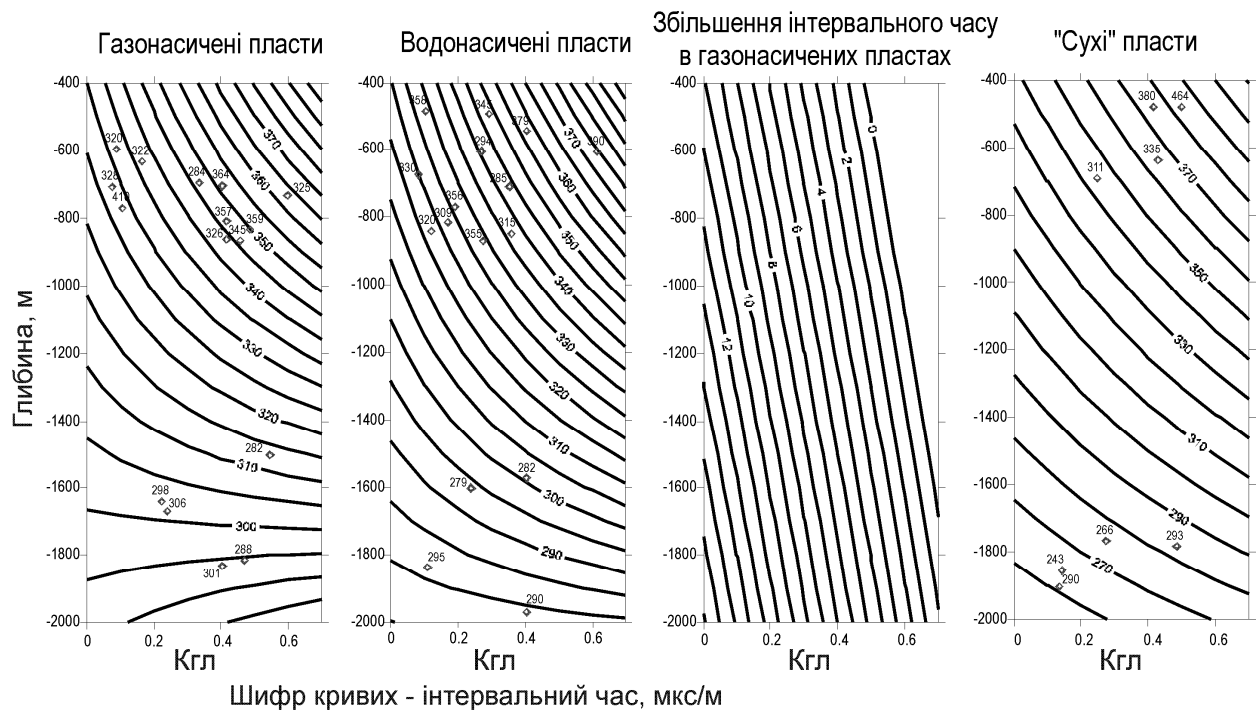


Рисунок 1 — Результати інтерполяції даних інтервального часу залежно від глинистості і глибини залягання відкладів для порід з різним характером насичення та побудована палетка врахування збільшення показів ΔT у газонасичених породах відносно водонасичених

глинистих мінералів у породах; явище свабування у випадку знакозмінного руху бурового інструменту; процеси кольматації в стінках свердловини т. ін.

Зі спеціальної літератури відомо, що в породах-колекторах з невисокими фільтраційно-емнісними властивостями та підвищеною глинистістю часто утворюються зони проникнення більш глибокі, ніж у колекторах з кращими ФЄВ. Це пов'язано з впливом додаткових капілярних сил, що сприяють руху фільтрату промивної рідини в напрямку від стовбура свердловини в пласт. Внаслідок таких рухів відбувається відтиснення природного газу від стінки свердловини, зменшення його кількості в зоні дослідження зонда акустичного каротажу. Крім того, обернена залежність між $\Delta(\Delta T)$ і Кгл є наслідком зменшення вмісту проникних прошарків колекторів, корисного об'єму пор і відповідно газонасиченості в теригенних тонкошаруватих товщах з підвищеною глинистістю. Загалом величину $\Delta(\Delta T)$ можна вважати еквівалентом сумарного газонасичення породи-колектора в присвердловинній зоні пласта. Зменшення величини $\Delta(\Delta T)$ зі зменшенням глибини за стабільної глинистості свідчить про збільшення загального залишкового водонасичення порід-колекторів на малих глибинах, як наслідок – зменшення газонасичення; утворення більш глибоких зон проникнення під впливом чинника часу, – внаслідок більш тривалої дії промивної рідини під репресією на пласт після його розкриття.

Таким чином, пропонується узагальнена математична статистична модель, яка визначає величину збільшення показів інтервального часу під час проведення звичайного ультразвукового акустичного каротажу за рахунок наявності залишкового газу в присвердловинній зоні з урахуванням глибини залягання газового покладу та величини загальної глинистості пласта. Наведені результати досліджень уже готові до широкого практичного застосування в ході оцінки коефіцієнта пористості піщано-глинистих порід газових родовищ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Безумовно, оцінки збільшення величини інтервального часу є усередненими і дають лише наближені значення $\Delta(\Delta T)$. Модель не може врахувати всі особливості технологічного процесу розкриття конкретного пласта, які, як правило, не можливо оцінити на практиці, і, таким чином, підвищити точність визначення пористості. Тому зображені графіки на рис. 1 і відповідне їм рівняння (1) на даний час є найбільш оптимальними з точки зору їх практичного використання і дають можливість через параметр перевищення показників $\Delta(\Delta T)$ врахувати середньостатистичні умови процесу проводки свердловини, геологічні особливості пластів і глибину залягання газових покладів у ході оперативної оцінки колекторських властивостей газонасичених пластів за даними АК у неогенових відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

Література

1. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтенасыщения горных пород. – М.: Недра, 1975. – 344 с.

2. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов / Под ред. Б.Ю.Вендельштейна, В.Ф.Козяра, Г.Г.Яценко. – Калинин: НПО «Союзпромгеофизика», 1990. – 261с.

3. Карпенко О.М. Розділення продуктивних пластів за характером насичення в багатопластових покладах за даними ГДС // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1995. – Вип.32. – С. 33-38.

4. Азаматов В.И., Крысин Н.И., Спасибко В.Д. и др. Оценка качества первичного вскры-

поля (ЕМП) відомі тільки в порівняно простих геоелектричних умовах однорідного, горизонтально-шаруватого півпростору або з чужорідтя продуктивних пластів по промисловим і геофизическим даним // Обзорн. информ. Сер.: Геология нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989.

5. Федоришин Д.Д. Теоретико-экспериментальні основи петрофізичної та геофізичної діагностики тонкопрошаркових порід-колекторів нафти і газу (на прикладі Карпатської нафтогазоносною провінції) // Дис. на здобуття наук. ступ. докт. геол. наук. – Львів: ІГГК, 1999. – 288 с.

6. Леськів І.В., Щерба В.М. Геолого-геофізичні дослідження при розшуках газу в Передкарпатському прогині. – К.: Наукова думка, 1979. – 84 с.

УДК 517.958:550.837

МОДЕЛЮВАННЯ ВЗАЄМНОГО ВПЛИВУ НАФТОГАЗОНОСНИХ ПОКЛАДІВ НА РОЗПОДІЛ ЕЛЕКТРОМАГНІТНОГО ПОЛЯ

¹Л.М.Журавчак, ²Н.В.Шуміліна

¹Карпатське відділення Інституту геофізики ім. С. І. Субботіна НАН України, 79060, Львів, вул. Наукова 3б, e-mail: carp@cb-igph.lviv.ua

²Інститут прикладних проблем механіки і математики ім. Я. С. Підстригача НАН України, 79060, Львів, вул. Наукова 3б, e-mail: dept19@iapmm.lviv.ua

В статье рассматривается квазистационарная математическая модель процесса становления электромагнитного поля (ЭМП) в проводящем магнитном полупространстве, содержащем два включения произвольной формы с постоянными электропроводностью и магнитной проницаемостью. Используя специальное фундаментальное решение нестационарного уравнения теплопроводности, метод приграничных элементов и пошаговую временную схему единственного начального условия построены интегральные представления для нахождения компонент векторов напряженности электрической и магнитной составляющих поля в произвольной пространственно-временной точке. С помощью метода приграничных элементов исследовано взаимное влияние нефте- и газоносных залежей на распределение ЭМП на дневной поверхности и показаны пути распознавания их электромагнитных и геометрических характеристик.

The quasi-stationary model of electromagnetic field spreading in a conductive magnetic half-space with two inclusions of arbitrary shape and constant conductivity and magnetic permeability is considered. Using the special fundamental solution of non-stationary equation of heat conductivity, near-boundary element technique and the time marching scheme of unique initial condition, we construct the integral representations to find the electromagnetic field strength vector components in an arbitrary space-time point. With the help of near-boundary element technique mutual influence of oil and gas deposits on distribution of electromagnetic field on Earth's surface is investigated and recognition ways of their electromagnetic and geometrical characteristics are shown.

Вступ. Математичне моделювання у пошуковій геофізиці є актуальним і корисним на будь-якій стадії електромагнітних (ЕМ) досліджень, починаючи від проектування і вибору раціональних систем спостережень і закінчуючи якісною й кількісною інтерпретацією одержаних матеріалів. Однак використання математичного апарата, на жаль, у більшості випадків обмежене різним ступенем ідеалізації реальної геоелектричної ситуації, оскільки аналітичні розв'язки задач розподілу електромагнітного

ними включеннями канонічної чи близької до неї форми [1,2]. У зв'язку з цим для математичного моделювання ЕМП у складних геоелектричних розрізах, які зустрічаються у процесі розв'язування різних геологічних задач, в останні роки на базі сучасних швидкодіючих комп'ютерів все ширше використовують числові методи. Однак найчастіше вживані для цієї мети в теперішній час методи скінченних різниць [3] та скінченних елементів мають певні недоліки, пов'язані з неточностями опису мо-