

Дослідження та методи аналізу

УДК 553.981

ОСОБЛИВОСТІ ВИЯВЛЕННЯ ГАЗОНОСНИХ ОБ'ЄКТІВ НА МАЛИХ ГЛИБИНАХ ЗА ДАНИМИ ПРОМИСЛОВОЇ ГЕОФІЗИКИ

О.М. Карпенко, О.М. Онищук

ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42098,
e-mail: pngg@nung.edu.ua, alexbrig@inbox.ru

Приведены причины, которые приводят к снижению возможностей методов промышленной геофизики при поисках и разведке газовых месторождений на малых глубинах. Отмечено, что в случае наличия слабоминерализованных пластовых вод по данным электрических методов становится затруднительным выявление газоносных объектов. Рассмотрены возможности использования статистических характеристик результатов нейтронного зондирования или совместного использования радиоактивных и ультразвукового акустического методов исследований скважин с целью обнаружения газоносных пластов в условиях малых глубин, типичных для неогеновых отложений Внешней зоны Предкарпатского прогиба

The reasons which lead to decreasing of efficiency of well logging methods of gas exploration within upper layers are given in this article. It is mentioned that in cases when layers are saturated with fresh water it's getting more difficult to uncover gas-bearing bed using electric logging. The possibilities of use statistic characteristics of neutron logging or both radioactivity logging and ultrasonic radioactivity logging with the purpose of uncovering gas-bearing bed within upper layers of outer zone of Precarpathian flexure are considered.

Однією з особливостей геологічної інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин є те, що термобаричні умови залягання геологічних об'єктів є важливим фактором, який визначає не тільки введення поправок у відповідні петрофізичні коефіцієнти, але й вибір відповідних ефективних способів і методик інтерпретації. Як відомо, немає універсальних методик інтерпретації геофізичних даних. Будь-які методики, які оцінюються дуже високими показниками ефективності або претендують на високу на даний час ступінь досконалості їх розробки, обмежені певними геологічними і термобаричними умовами їх використання.

Під час проведення лабораторних аналізів кам'яного матеріалу (керна) з нафтогазових свердловин проводяться експериментальні дослідження, метою яких є з'ясування впливу РТ-умов на відповідні фізичні, петрофізичні чи геологічні характеристики гірських порід. Найбільш достовірні результати при таких дослідженнях можуть бути отримані шляхом порівняння або використання параметрів, отриманих в лабораторних і свердловинних умовах. Питанням адекватності умов подібних лаборатор-

них і натурних досліджень присвячено чимало наукових праць і досліджень. Найбільш суттєвими недоліками лабораторних експериментів з імітації та дослідження впливу пластових умов є: необоротні зміни фізичних характеристик зразків порід після виносу керна на денну поверхню і попередньої підготовки кам'яного матеріалу (екстрагування, зміна пластової рідини, висушування тощо); неповний винос керна - відсутність природного спектру мінливостей геологічних і фізичних характеристик гірських порід; повна відсутність рихлих, слабозцементованих зразків порід з невеликих глибин.

Можливості досліджень продуктивних відкладів геофізичними методами каротажу на невеликих глибинах значною мірою визначаються наявним петрофізичним забезпеченням інтерпретаційних технологій та обмеженнями прийомів та способів геологічної інтерпретації, які розроблені, для інших, більш значних глибин і тисків. Так, популярне рівняння "середнього часу" (Віллі-Грегори), яке широко застосовується для оцінки пористості гірських порід за даними акустичного каротажу, навіть із введенням поправок за недоуцільненість гірських

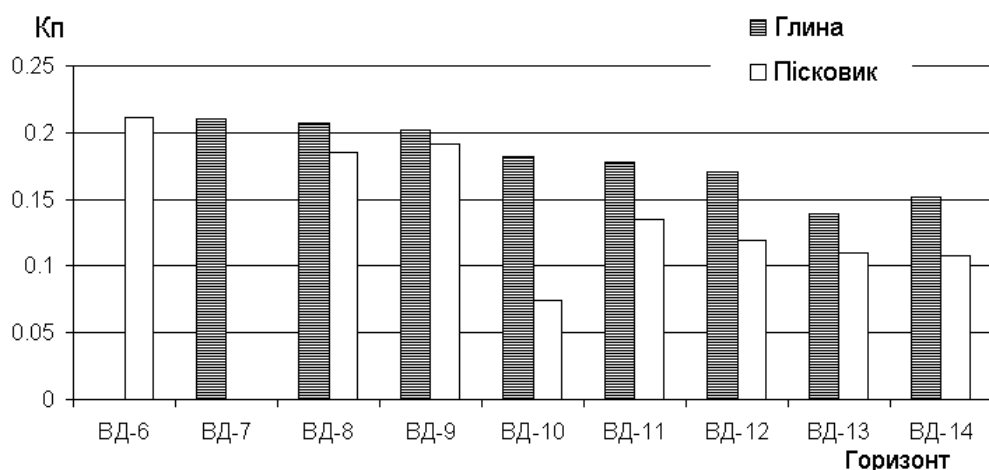


Рисунок 1 — Розподіл середніх значень відкритої пористості по горизонтах верхньодашавської підсвіти газових родовищ Зовнішньої зони Перед карпатського прогину (за даними аналізу керн) [1]

порід, має верхню межу свого використання глибинами 800-1200 м. Всі наведені вище специфічні умови інтерпретаційного забезпечення геофізичних досліджень свердловин створює значні труднощі під час розв'язання конкретних геологічних задач на малих глибинах. В той же час на глибинах, менших за 1000 м зосереджені значні запаси рідких і газоподібних вуглеводнів. Так, у регіонально газонасній неогеновій товщі Зовнішньої зони Передкарпатського прогину більшість газових родовищ має продуктивні поклади саме на таких малих глибинах (Рубанівське, Нікловицьке, Хідновицьке, Комарівське, Городоцьке, Більче-Волицьке, Кадобнянське, Богородчанське, Дебеславецьке та інші родовища). Слід відмітити (наведене є важливою геолого-геофізичною особливістю розрізів родовищ), що майже всі пастки вуглеводнів являють собою ритмічне чергування глинистих, алевритових і піщаних шарів гірських порід товщиною від десятків сантиметрів до декількох метрів.

Основні проблеми, які виникають під час проведення інтерпретації даних типового комплексу ГДС на малих глибинах, де поширені газонасичені горизонти, можна згрупувати відповідно до певних інтервалів теригенних розрізів дашавської і косівської світ.

На глибинах від 200 до приблизно 400 м теригенні гірські породи неогенового віку є досить рихлими. Значна частка порід переважно пелітової фракції представлена глинами. Коефіцієнти пористості глин, алевролітів і пісковиків мають значні діапазони значень, переважно в межах 12-28%, інколи – до 30-32% (рис.1), причому вони значною мірою перекриваються між собою. Це призводить до ускладнень під час виявлення порід-колекторів геофізичними методами і методиками, дані або результати яких контролюються пористістю гірських порід. На рис. 1 зображено результати узагальнень лабораторних аналізів обмеженої кількості взірців керн з різних газових родовищ, які свідчать, що теригенні породи верхньодашавської підсвіти з глибин 100-1000 м відрізня-

ються за смісними властивостями від традиційних - колекторів і глин. Відкрита пористість глинистих порід тут більша за пористість пісковиків, що створює додаткові проблеми під час виявлення прошарків і пластів колекторів в тонкошаруватій товщі за даними геофізичних методів.

Однією з причин пропусків інтервалів з підвищеною проникністю, потенційних резервуарів вуглеводнів є відсутність керн з таких горизонтів майже по всіх газових родовищах Зовнішньої зони. Основною причиною відсутності керн є недостатня щільність порід, яка перешкоджає утворенню колонки керн при бурінні в переважно глинистих товщах. Таким чином, за браком результатів лабораторних аналізів кам'яного матеріалу з верхньодашавських горизонтів практично немає достовірних петрофізичних залежностей типу "керн-керн" або "керн-геофізика" для проведення інтерпретації даних ГДС навіть за стандартними методиками.

Як було відмічено вище, оцінка пористості на малих глибинах з використанням стандартних методик за даними акустичного каротажу неможлива. За відсутності цього параметра неможливо розрахувати коефіцієнт підвищення опору (параметр насичення), і таким чином, неможливо кількісно оцінити коефіцієнт газонасичення порід за значенням питомого опору пласта.

Значення питомих опорів водонасичених і газонасичених пластів або анізотропних тонкошаруватих пачок гірських порід тут практично не розрізняються. Причина полягає у високих значеннях електричного опору пластових вод, які є наслідком поширення слабомінералізованих, майже прісних вод у зоні активного та затрудненого водообміну до глибин, типових для цього регіону, 250-350 м від денної поверхні. Таким чином, геофізичні методи електричного опору, які є єдиними комплексу ГДС, що дозволяють за стандартними методиками оцінити характер насичення порід, тут виявляються неефективними.

Для декілька більших глибин залягання газоносних неогенових відкладів (наприклад, у межах 400-1200 м) перераховані труднощі розділення пластів за характером насичення в основному залишаються. Внаслідок збільшення міцності порід з окремих інтервалів залягання піщано-алевритових порід відбираються зразки керну, відповідно, створюються сприятливі умови для побудови петрофізичних залежностей та створення інтерпретаційних моделей. Мінералізація пластових вод значно збільшується, також збільшується диференціація гірських порід за електричними характеристиками (питомим опором, коефіцієнтом збільшення опору). Для таких умов в ІФНТУНГ розроблено нові способи виявлення газоносних тонкошаруватих пластів і пачок навіть за наявності високого вмісту глинистих прошарків (до 60%) [2].

В умовах прісних пластових вод на невеликих глибинах існують передумови застосування неелектричних методів досліджень для розділення газоносних і водоносних порід – двозонного нейтрон-нейтронного каротажу ДННК і нейтронного гамма-каротажу НГК, що входять до типового (обов'язкового) комплексу геофізичних досліджень. Це, по-перше, різниця в густині води і природного газу. По-друге, значні відмінності в об'ємному вмісті водню у пластових рідинах і в газі. По-третє, достатньо різні значення швидкості та коефіцієнта затухання поздовжніх хвиль у воді та стиснутому (до пластових умов) газі.

Перераховані відмінності стають значно меншими при дослідженні не чистих води й газу, а порід, що їх вміщують. Крім того, значно впливає і те, що в зоні проникнення фільтрату промивальної рідини залишається 20-30% вуглеводнів. Нейтронні методи, що досліджують гірські породи, мають різну глибинність і отримують інформацію з простору за різних величин залишкової газонасиченості. Таким чином, отримана інформація про відмінності перерахованих фізичних характеристик пластових флюїдів на різних відстанях від стінки свердловини в межах проникних пластів і горизонтів може бути використана для оцінки характеру насичення гірських порід.

Дані гамма-гамма густинного каротажу мало залежать від насиченості незмінної частини колектора за наявності зони проникнення. Його глибинність дослідження звичайно знаходиться в околі величини 10см. Тут вплив залишкового газу на покази ГГК-Г порівняно малий або незначний.

Значно більшу глибинність дослідження мають нейтронні методи. В НГК радіус дослідження (отримання 90% сигналу) змінюється від 30 до 70 см відповідно у воді і щільному пласті. Менші значення – у нейтронних методів, особливо у малого зонда метода ДННК. Імпульсні нейтронні методи отримують основну інформацію з присвердловинного простору, обмеженого поверхнею циліндра радіусом від 40 до 80 см. В реальних умовах для колекторів радіус дослідження не перевищує 50 см [1, 2]. При сучасних технологіях буріння з викорис-

танням промивної рідини на водяній основі в зоні дослідження нейтронними методами в теригенних колекторах величина залишкової нафто- або газонасиченості звичайно складає 20-30% (до 40-70% – за даними авторів [3]). За попередніми розрахунками часу життя теплових нейтронів відмінності між водо- і газонасиченими пластами у зоні проникнення в умовах малих глибин за даними великих зондів НННК або НГК досягають максимальних значень – до 15-25%. Значно менші відмінності у показах малого зонді ДННК.

Наявність практично нейтронного зондування різноглибинними зондами ДННК і НГК дозволяє використовувати за аналогією спосіб параметра релаксації, що був розроблений для виявлення газонасичених пластів у тонкошаруватих розрізах за даними БКЗ [1]. Суть цього способу полягає у збільшенні різниці між дисперсією показів зонда нейтронного каротажу із збільшенням розміру останнього напроти водонасиченої і газонасиченої тонкошаруватої пічки піщано-глинистих пластів, особливо за наявності прісних фільтратів промивної рідини і пластової води. Цей підхід є особливо привабливим для умов малих глибин, де поширені слабо мінералізовані пластові води, а використання методів питомого електричного опору внаслідок наведених вище причин не є ефективним.

Виходячи з фізичних основ акустичного каротажу, слід очікувати також ефективного спільного використання методів НГК і АК (за величиною інтервального часу або коефіцієнта затухання) або АК і ГГК-Г для розв'язання задачі виявлення газонасичених пластів. Передумови тут полягають у різнонаправленому впливі залишкового газонасичення у зоні проникнення на покази акустичного каротажу і розраховане значення вмісту водню за даними НГК (або ДННК) за однакових інших ємнісних характеристиках.

Таким чином, існують передумови значного покращення ефективності застосування типового комплексу методів ГДС в умовах малих глибин розповсюдження піщано-глинистих відкладів неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Це – обов'язкове застосування під час досліджень методів ГГК-Г і ДННК, а також нових способів виявлення газонасичених пластів за даними електричних, нейтронних і акустичних методів, заснованих на існуванні суттєвих відмінностей між фізичними параметрами пластової води і природного газу, а також – на відмінностях між дисперсіями показів різноглибинних зондів електричного і нейтронного видів каротажу у водонасичених і газонасичених тонкошаруватих пачках теригенних гірських порід.

Література

1 Карпенко О.М., Локтев А.В. Підвищення інформативності геофізичних досліджень свердловин при вивченні глинисто-піщаних розрізів тонкошаруватої будови // Наук. вісник ІФНТУНГ. – 2001. – № 1. – С. 20-24.

2 Карпенко А.Н., Булмасов А.В. Особенности выделения газонасыщенных интервалов по данным ГИС в тонкослоистых отложениях Внешней зоны Предкарпатского прогиба // НТВ "Каротажник". – 2005. – Вып. 3-4 (130-131). – С. 152-159.

3 Азаматов В.И., Крысин Н.И., Спасибко В.Д. и др. Оценка качества первичного вскрытия продуктивных пластов по промысловым и геофизическим данным // Обзорн. информ. Сер.: Геология нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – 46 с.

УДК 622.24.026

ХАРАКТЕР ЗМІНИ СКЛАДОВИХ ЕНЕРГІЇ ДЕФОРМАЦІЇ ГІРСЬКИХ ПОРІД ЗАЛЕЖНО ВІД ВИДУ ЇХ НАПРУЖЕНОГО СТАНУ

¹Е.М.Барановський, ²В.М.Мойсишин

¹ Комплексна лабораторія технології буріння та кріплення свердловин ПВ УкрДГРІ; 79018, м. Львів, вул. Тургенєва, 33, к. 45; тел. (032) 2373126; e-mail: pvukrdgri@mail.lviv.ua

² ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (03422) 42123; e-mail: math@nuing.edu.ua

Рассмотрено влияние вида напряженного состояния горных пород на характер изменения составляющих потенциальной энергии деформации. Изложены условия прочности забоя и стенок скважины при воздействии на них удельных потенциальных энергий изменения объема и формы

Influence of type of the tense being of mountain breeds on the character of change of constituents of potential energy of deformation is considered. The terms of durability of the well and walls of drilling hole at action on them of specific potential energies of change of volume and form are expounded

Огляд теоретичних та експериментальних наукових досягнень технології і засобів буріння глибоких свердловин показав, що всі вони отримані на засадах руйнування гірських порід, як інертного матеріалу. Проте останні дослідження свідчать, що при проведенні гірничих виробок робота, яка йде на деформування гірських порід, накопичується у вигляді потенціальної енергії деформації. Причому частина її витрачається на зміну об'єму, а частина – на зміну форми [1]. Таким чином, можна вважати, що повна питома потенціальна енергія деформації дорівнює:

$$u = u_{об} + u_{ф}, \quad (1)$$

де: $u_{об}$ – питома потенціальна енергія, яка накопичується за рахунок зміни об'єму; $u_{ф}$ – питома потенціальна енергія формозміни, яка накопичується за рахунок зміни форми.

У роботі [2] встановлено характер залежності саморуйнування породи на вибої та у стінці свердловини. Результати розрахунків стійкості породи до саморуйнування засвідчили, що найбільш прийнятними є дані, в яких використовуються питомі потенціальні енергії зміни об'єму і зміни форми.

Отримані результати досліджень на підставі використання складових енергій деформації гірських порід дали змогу встановити закономірності їх впливу на процеси, що супроводжують буріння свердловин (дискування керна, утворення еліпсоподібного стовбура свердловини, явище розсіювання енергії тощо). Все це

вказує на те, що розробка нових прогресивних технологій проведення бурових робіт неможлива без досліджень, пов'язаних із використанням енергії гірського масиву. Це вимагає більш глибокого вивчення механізму кінетики руйнування гірських порід при різних режимах навантаження, розширення знань про природу руйнування гірського масиву та удосконалення аналітичних методів опису і оцінки його зміни. В цьому плані важливого значення набуває визначення характеру зміни складових енергій деформації порід залежно від виду їх напруженого стану.

Відомо, що опірність гірських порід навантаженням значною мірою залежить від виду напруженого стану, в якому вони знаходяться. В умовах об'ємного нерівнокомпонентного стиснення $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$ значення міцності визначається рівнем мінімального головного напруження σ_3 . Результати експериментальних досліджень засвідчили несуттєвий вплив на міцність проміжної компоненти напружень σ_2 [3]. При $\sigma_3 = 0$ міцність порід має мінімальне значення і близька до рівня одноосового стиснення.

В умовах об'ємного стиснення міцнісні показники можуть багаторазово перевищувати значення міцності при одноосовому стисненні. Значення головних напружень присвердловинного простору визначаються із рівнянь С.Г.Лехницького [4]: