

## АДИТИВНИЙ І МУЛЬТИПЛІКАТИВНИЙ СПОСОБИ ВРАХУВАННЯ ГЛИНИСТОСТІ ПОРІД ПРИ ВИЗНАЧЕННІ ЇХ ПОРИСТОСТІ ЗА ДОПОМОГОЮ НЕЙТРОННОГО І АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ

*Розглянуто традиційний (адитивний) і запропонований (мультиплікативний) способи визначення пористості порід в необсаджених і обсаджених свердловинах на основі нейтронного і акустичного каротажу з урахуванням глинистості за допомогою гамма-каротажу.*

*Traditional (additive) and proposed (multiplicative) methods of determination of formation porosity in open and cased borehole on the basis of neutron and acoustic logging with account shallness with the help gamma-ray logging is considered.*

**Вступ.** При розв'язанні задач промислової і рудної геофізики, гідрогеології і інженерної геології, екології, моніторингу небезпечних геологічних процесів, меліорації та ін. необхідно мати дані про пористість і флюїдонасиченість порід (як в необсаджених, так і в обсаджених свердловинах) є методи нейтрон-нейтронного (НК) і акустичного (АК) каротажу. При цьому НК застосовують в усіх типах свердловин – від глибоких нафтогазових до приповерхневих (інженерно-геологічних, екологічних, моніторингових і ін.), тоді як АК на даному етапі розвитку геофізичних свердловин досліджень використовують переважно для отримання параметрів порід в розрізі нафтогазових свердловин.

На показання НК і АК істотний вплив чинить глинистість порід, оскільки глинисті частинки присутні в більшості практично важливих випадків досліджуваних порід. Кількісну оцінку величини коефіцієнта глинистості здебільшого можна отримати за допомогою інтегрального гамма-каротажу (ГК), а у випадку присутності, крім  $^{235}\text{U}$  гамма-випромінювачів  $^{238}\text{U}$  і  $^{232}\text{Th}$  рядів – на основі спектрометричного методу СГК. При цьому гамма-методи також працюють як в необсаджених, так і в обсаджених свердловинах. Для необсаджених свердловин при визначенні глинистості широко використовують також метод самочинної поліризації (ПС).

**Адитивний спосіб врахування глинистості.** Традиційним підходом для врахування глинистості при визначенні пористості на основі НК і АК є адитивний спосіб, в якому поправка за глинистість та інші поправочні фактори підсумовуються (зі знаком “-” або “+”) до відповідної “нейтронної” чи “акустичної” пористості [1, 2, 3].

Визначення загальної пористості  $k_n^{\text{PK}}$  за допомогою радіоактивного каротажу (РК) адитивним способом здійснюється на основі формули

$$k_n^{\text{PK}} = k_n^{\text{HK}} - \alpha_n k_m \quad (1)$$

де  $k_n^{\text{HK}}$  – пористість за НК (“нейтронна” пористість);  $k_m$  – коефіцієнт глинистості;  $\alpha_n$  (в долях 1) – водневий індекс глинистих мінералів, наприклад, для глинистих мінералів, що зустрічаються в розрізі нафтогазових свердловин,  $0,18 \leq \alpha_n \leq 0,42$  [1].

Нейтронна пористість визначається за відношенням показань двох зондів приладу НК способом компенсаційного нейтронного каротажу:  $k_n^{\text{HK}} = \varphi(A_{\text{HK}})$ , де  $A_{\text{HK}}$  – вимірюваний параметр (відношення показань меншого зонда до більшого приладу НК). Параметр  $k_m$  обчислюється, як правило, за допомогою подвійного різницевого параметра  $\Delta$ , методу гамма-каротажу (ГК) із встановленою залежністю  $k_m = f(\Delta)$  [1].

При визначенні пористості за формулою (1) вимірюваними параметрами геофізичних методів НК і ГК є  $A_{\text{HK}}$  та  $\Delta$ ; параметр  $\alpha_n$  отримують зазвичай лабораторним шляхом за керновим матеріалом. Це зменшує оперативність і збільшує вартість визначення пористості адитивним способом; до того ж склад глинистих мінералів може істотно і неконтрольовано змінюватись вздовж розрізу, що погіршує точність визначення коефіцієнта пористості.

Адитивну формулу для визначення пористості на основі АК з врахуванням глинистості можна представити у вигляді:

$$k_n^{\text{AK}} = k_n^{\text{AK}} - \beta k_m \quad (2)$$

$$k_n^{\text{AK}} = A\Delta - B, \quad A = (\Delta_{\text{фл}} - \Delta_{\text{ск}})^{-1}, \quad B = A\Delta_{\text{фл}}, \quad \beta = A\Delta_{\text{ск}} - B.$$

Тут  $k_n^{\text{AK}}$  – пористість глинистих порід, визначена на основі комплексу АК+ПС або АК+ГК;  $k_n^{\text{AK}}$  – пористість за АК, що визначається за допомогою вимірювання інтервального часу  $\Delta t$  на основі градусувальної залежності АК, отриманої для прийнятих стандартних умов при відсутності глинистого матеріалу в породи;  $k_m$  – коефіцієнт глинистості, що визначається за допомогою вимірюваного параметра  $\alpha_{\text{ПС}}$  методу ПС або параметру  $\Delta t$ ;  $\Delta t$  – інтервальный час поширення поздовжньої хвилі в пласті (вимірюваний параметр АК);  $\Delta_{\text{фл}}$ ,  $\Delta_{\text{ск}}$ ,  $\Delta_{\text{фл}}$  – інтервальный час в поровому флюїді, мінеральному скелеті та глинах, відповідно. Останні параметри є розрахунковими (на основі апріорної інформації) чи отриманими експериментально.

Таким чином, при використанні адитивного способу для визначення пористості на основі АК, крім вимірюваних параметрів, необхідно мати визначені окремо параметри  $\Delta_{\text{фл}}$ ,  $\Delta_{\text{ск}}$ ,  $\Delta_{\text{фл}}$ , які при відсутній чи неповній інформації часто розглядаються як підгончені [4].

**Мультиплікативний спосіб врахування глинистості.** Яскравим прикладом цього підходу є спосіб визначення пористості глинистих колекторів, запропонований фірмою Шлюмбергер [5] для комплексу АК+ПС, який можна подати у наступному вигляді:

$$k_n^{\text{AK}} = S_{\text{ПС}} k_n^{\text{AK}}, \quad S_{\text{ПС}} = (2 - \alpha_{\text{ПС}})^{-1} \quad (3)$$

де  $S_{\text{ПС}}$  – поправочний коефіцієнт фірми Шлюмберже за глинистість на основі ПС.

Формула (3) отримана для ущільнених глинистих пісковиків з мікзерною пористістю [5], проте її застосовують і для інших глинистих колекторів [4].

Перевагою способу (3) є: 1) зручна форма у вигляді двох множників, один з яких залежить від параметру АК ( $\Delta I$ ), другий – від параметру ПС ( $\alpha_{\text{ПС}}$ ); 2) використання параметрів, вимірюваних тільки у свердловині (без залучення розрахункових і (чи) експериментальних даних).

Недоліки визначення пористості глинистих колекторів комплексом методів АК+ПС способом фірми Шлюмберже пов'язані з компонентом ПС вказаного комплексу і полягають в наступному: а) у ряді важливих для практики випадків метод ПС малоінформативний (наприклад, якщо мінералізація промивальної рідини близька до мінералізації флюїду в присвердловинній зоні); параметр  $\alpha_{\text{ПС}}$  залежить не тільки від глинистість, а й від шуканої пористості б) в обсадженій свердловині проведення електричного каротажу за методом ПС неможливе.

**Мультиплікативний спосіб на основі комплексу АК+ГК.** Вказані недоліки способу фірми Шлюмберже можна усунути шляхом використання комплексу АК+ГК. Відповідний вираз можна отримати у мультиплікативній формі, аналогічній (3):

$$k_{\text{П}} = S_{\text{ГК}} k_{\text{П}}^{\text{АК}}, \quad S_{\text{ГК}} = \left( 1 + \frac{\varphi(\Delta I_r)}{\varphi(\Delta I_r) + k_{\text{П}}^{\text{АК}}} \right)^{-1} \quad (4)$$

де  $S_{\text{ГК}}$  – поправочний коефіцієнт за глинистість на основі ГК,  $\varphi(\Delta I_r)$  – відома апроксимація (напр., [1]) залежності коефіцієнта глинистість  $k_{\text{П}}$  від параметру  $\Delta I_r \in (0, 1)$ .

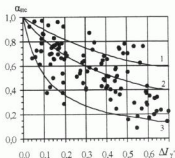


Рис. 1. Зіставлення параметрів  $\alpha_{\text{ПС}}$  і  $\Delta I_r$  для пластів різної глинистість і пористості. Шифр кривих – пористість: 1 – висока; 2 – середня; 3 – низька

На рис. 1 зіставлені попластові значення параметрів  $\alpha_{\text{ПС}}$  і  $\Delta I_r$  (точки) для гірських порід різної глинистість і пористості. Результати отримано на основі вимірювань методами ПС і ГК в чотирьох необсаджених газових свердловинах на родовищах ДДЗ. Виділені пласти включають пісковики-колектори, алевроліти та ущільнені вапняки в загальних інтервалах пористості  $\sim(1 - 30 \%)$  та глинистість  $\sim(5 - 30 \%)$ . Суцільні лінії – розрахунок для високої, середньої і низької пористості (криві 1, 2 і 3, відповідно).

Із рис. 1 слідує, що, внаслідок впливу пористості на  $\alpha_{\text{ПС}}$ , не існує єдиного кореляційного зв'язку між параметрами глинистість  $\alpha_{\text{ПС}}$  і  $\Delta I_r$ . Тому при переході від поправки за глинистість  $S_{\text{ПС}}$  до поправки за глинистість  $S_{\text{ГК}}$  в останній появляється у явному вигляді коефіцієнт пористості  $k_{\text{П}}$ . З достатньою для практики точністю, в якості конкретного значення  $k_{\text{П}}$  при обчисленні поправочного коефіцієнта за глинистість  $S_{\text{ГК}}$  можна брати наближене значення  $k_{\text{П}}^{\text{АК}}$ .

Практична рівноцінність комплексів АК+ГК і АК+ПС в необсаджених свердловинах (НС) при визначенні пористості пластів з урахуванням їх глинистість підтверджує рис. 2а, на якому зображено кросплог  $k_{\text{П}}^{\text{АК+ГК}} \leftrightarrow k_{\text{П}}^{\text{АК+ПС}}$ , отриманий для тих же пластів, що і на рис. 1.

Отже, методи кількісної оцінки глинистість ПС і ГК, що мають різну фізичну основу, у необсаджених свердловині "підстраховують" один одного і сприяють більшій надійності та інформативності каротажу.

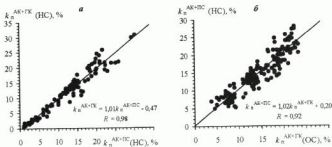


Рис. 2. Кросплоти визначення пористості за комплексами АК+ПК в необсадженої (НС) свердловині і АК+ГК в необсадженої (а) і обсадженої (ОС) свердловинах

Запропонований спосіб визначення пористості глинистих пластів-колекторів дозволяє в необсаджених свердловинах замість комплексу АК+ПК (або поряд з ним) застосовувати комплекс АК+ГК на основі виразів (4). Ці ж вирази можна використати і при визначенні пористості глинистих пластів в обсаджених свердловинах (ОС), оскільки обидва методи АК і ГК працюють і у випадку наявності сталеної колони та цементного кільця.

На рис. 2б зображено кросплот для порівняння визначень пористості глинистих пластів-колекторів в одній і тій же свердловині відомим способом АК+ПК до обсадки (НС) і запропонованим способом АК+ГК після обсадки (ОС). Як видно із рис. 2б, обидва способи дають значення пористості, що відносно тісно корелюють між собою; це свідчить про можливість використання комплексу АК+ГК способом (4) для визначення пористості глинистих пластів в умовах обсаджених свердловин.

Таким чином, у випадку, коли результати ПК виявились неякісними чи непридатними для інтерпретації або коли внаслідок необхідності термінової обсадки свердловини електричний каротаж не було проведено, запропонований мультиплікативний спосіб використання комплексу АК+ГК дозволяє зробити кількісну оцінку пористості колекторів з урахуванням їх глинистості як в необсаджених, так і в обсаджених свердловинах тільки геофізичними методами.

Мультиплікативний спосіб на основі РК (НК+ГК). Визначення загальної пористості глинистих порід можна здійснити виключно за допомогою комплексу НК+ГК (без використання значень водневого індексу глинистих мінералів  $\omega_m$ ), застосовуючи мультиплікативну форму двох множників, одним із яких є пористість за НК ( $k_n^{HK}$ ), а другим – поправка за глинистість на основі ГК:

$$k_n^{PK} = C_{ГК} k_n^{HK}, \quad C_{ГК} = \left( 1 + \lambda \frac{k_{ГК}^{ГК}}{k_n^{HK}} \right)^{-1}, \quad (5)$$

де  $C_{ГК}$  – поправочний множник за глинистість;  $\lambda$  – чисельний фактор.

Застосування мультиплікативного способу (5) замість адитивного способу (1) означає, що комплекс НК+ГК стає замкненим, тобто таким, що не потребує додаткових вимірювань.

Приклади реалізації розглянутого способу приведено на рис. 3 (а і б), побудованими за даними каротажних вимірювань в газових свердловинах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ).

За результатами каротажу в необсадженої свердловині на рис. 3а для ущільнених порід і глинистих порід-колекторів, в т. ч. газонасичених, побудовано наступний кросплот: по осі абсцис – попластові значення пористості, визначеної адитивним способом (1) при відомому значенні  $\omega_m$  ( $\approx 0,36$ , каолініт); по осі ординат – попластові значення пористості, визначеної мультиплікативним способом (5) (без використання параметра  $\omega_m$ ) при  $\lambda = 0,5$ .

Із поданого кросплоту (рис. 3а) слідує, що "точний" (адитивний) і наближений (мультиплікативний) способи тісно корелюють між собою, а максимальна різниця у визначенні пористості  $k_n$  двома способами складає  $\approx 2\%$ , що допустимо при кількісній оцінці пористості.

Рис. 3б ілюструє аналогічний кросплот, побудований для обсадженої газової свердловини. Отриманий результат має достатню точність ( $\pm 2\%$ ) при визначенні пористості через сталену колону і цементне кільце.

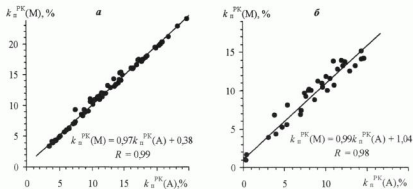


Рис. 3. Кросплоти визначення пористості за комплексом НК+ГК, визначеної адитивним (А) і мультиплікативним (М) способами в необсаджених (а) і обсаджених (б) свердловинах

Приведені приклади ілюструють можливість використання запропонованого мультиплікативного способу визначення загальної пористості глинистих порських порід в необсаджених і обсаджених свердловинах замкненим комплексом НК+ГК замість відомого адитивного способу, для якого потрібно знати, крім вимірюваних параметрів РК, склад і співвідношення глинистих мінералів вздовж досліджуваного розрізу.

#### Визначення характеру насичення колекторів з використанням пористості за РК і АК\*.

Як приклад приведемо використання комплексу АК\* (АК+ПС) і РК (НК+ГК) (мультиплікативний спосіб) для дослідження розрізу однієї з газових свердловин північного околу Донбасу.

Характер насичення колекторів в необсаджених свердловинах зазвичай визначають за допомогою електричного каротажу (ЕК) [2]. Однак в ряді випадків, наприклад при дослідженні карбонатних і низькоомних колекторів, електричні методи мають недостатню ефективність.

Суть способу виділення газонасичених пластів за даними РК і АК\* полягає в наступному. Відомо [1, 2], що пористість газонасичених пластів, визначена з використанням НК, є істотно заниженою, тоді як пористість таких пластів за АК завищена. У відповідності з цим на кросплоті пористостей  $k_n^{PK} \Leftrightarrow k_n^{AK*}$  ( $X \Leftrightarrow Y$ ) газонасичені пласти повинні істотно зсуватися вліво по X і вгору по Y. В результаті маємо візуалізацію розділення газонасичених і водонасичених пластів.

На рис. 4 представлено кросплот  $k_n^{PK} \Leftrightarrow k_n^{AK*}$  для пластів із інтервалу 1604,0–2095,2 м. За даними ЕК виділено пласти: газонасичені (26, 30, 35, 38, 41, 42); газоносні (24, 40, 44); нафтогазоносні (43, 47); нафтоводоносні (31, 32); невизначені (27, 48). Пунктиром показана діагональна лінія, що відповідає «ідеальним» колекторам при «ідеальній» методиці визначення пористості за РК і АК.

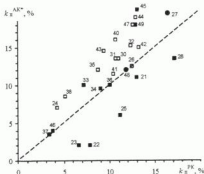


Рис. 4. Кросплот пористості за даними РК і АК\*. Пласти: ■ – водонасичені, водонасичені, щільні, ушліщені; □ – газоносні, газонасичені, нафтогазоносні, нафтоводоносні; ● – невизначені

Пласти-колектори мають значну зону проникнення фільтрату промивальної рідини, однак залишкова газонасиченість ( $0,1 < k_{r,s} < 0,3$ ) дозволяє виділяти такі колектори за даними НК як газоносні (при цьому АК практично нечутливий до наявності газу в зоні проникнення).

Із рис. 4 видно, що майже всі пласти, що містять вуглеводні, відходять вліво від діагональної лінії кросплоту. Винятком є газонасичені пласти 26 і 41. Оскільки за літологією ці пласти є алевролітами з досить високим коефіцієнтом

глинистості ( $k_m = 21,5\%$ ), то при наявності закритих водонасичених пор їхня пористість за РК збільшена і вони знаходяться правіше (ближче до діагональної лінії), що ми і спостерігаємо.

Характер насичення пластів 27 і 48 за результатами ЕК не визначений. Пласт 27 має підвищену активність за ГК, яка викликана присутністю органіки. Тому глинистість за ГК для цього пласта не визначалась. Пористість за АК складає 19,5%, нейтрона пористість  $k_n^{HK}$  (з урахуванням глинистості і бітумінозності) – 17% (загальна пористість є ще меншою). Як видно із рис. 4, пласт 27 за кросплатом  $k_n^{PK} \leftrightarrow k_n^{AK*}$  є вповнено газонасиченим. Пласт 48 (пісковик) лежить біля діагональної лінії і за цією ознакою є водонасиченим.

Відмітимо, що пласти-колектори 45 і 49 (пісковики) за даними  $k_n^{PK} \leftrightarrow k_n^{AK*}$  є газонасиченими, тоді як за ЕК вони доносні. Для усунення цього протиріччя потрібні додаткові дослідження.

**Висновок.** Розглянуті результати і приклади показують, що розвинений апарат визначення пористості на основі НК і АК з використанням запропонованого мультиплікативного способу врахуванням глинистості за ГК є досить ефективним. Це дозволяє підвищити інформативність і надійність каротажу, отримувати необхідні результати як в необсаджених, так і в обсаджених стальною колоною свердловинах. Зокрема, спільний аналіз каротажних даних на основі комплексу НК+АК дозволяє розглянути ускладнені випадки виділення газонасичених пластів, визначення характеру насичення яких за даними ЕК неоднозначне.

1. Определение емкостных свойств в литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа / И.В. Головачев, Ю.А. Гупин, Ф.Х. Билчиева и др. Калинин. 1984. 2. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник. Под ред. В.М. Добрынина – М., 1988. 3. Кулик В.В., Бондаренко М.С., Кашуба Г.О., Федоры Р.Ф. Спільне використання методів радіоактивного і акустичного каротажу для визначення пористості пластів в обсаджених свердловинах // Вісн. Київ. ун-ту, сер. "Геологія", 2007, Вип. 41-42. 4. Козар В.Ф., Белоконь Д.В., Козар Н.В., Смирнов Н.А. Акустические исследования в нефтегазовых скважинах – состояние и направления развития // НТБ "Каротажник". Тверь, 1999, Вип. 63. 5. Парсон С. Дж. Справочник по интерпретации данных каротажа. – М., 1966.

Надійшла до редколегії 25.02.08.

УДК 660.834

Д. Безродний, асист., О. Ляшенко, канд. фіз.-мат. наук, В. Велешук, асп., А. Онанко, канд. фіз.-мат. наук, Ю. Онанко, студ.

## АКУСТИЧНА ЕМІСІЯ В ПІСКОВИКУ ПРИ ТЕРМІЧНОМУ ВПЛИВІ

*Досліджено ефекти акустичної емісії, що виникають під впливом термо механічних напруг у крупнозернистому пісковіку. Виявлено імпульси пружних хвиль від мікротріщин-емітентів, які, вірогідно, зв'язані із існуванням пружної рівноваги в пісковіку.*

*Effects of acoustic emission under thermal-mechanical strains in gritstone are investigated. Elastic waves pulses are discovered from microcracks that of probably connected with elastic balance in gritstone.*

**Вступ.** Геологічна структура пісковіку, особливості термічного ініціюючого впливу визначають динаміку процесу локальної перебудови і тип акустичної емісії (АЕ). Під джерелом АЕ розуміють локальний об'єм прської породи, в якому відбувається необоротна динамічна локальна перебудова структури породи. Основними джерелами АЕ є залишкові механічні напруги на границях розділу, мікзерної процесу тертя, утворення тріщин, дайнікування кристалічної решітки, фазові перетворення. Для виникнення АЕ потрібна ініціююча АЕ зовнішня сила, що за рахунок фізичних механізмів, призводить до надлишків локальних деформацій прської породи [1].

Окремі моделі явища, що відповідають термічному впливу на прську породи, з відомою структурою, дозволяють отримувати додаткову унікальну інформацію [2], що не може бути отримана іншими методами, зокрема різноманітними акустичними та сейсмоакустичними (інваріантно-поляризаційним). Ці методи дають можливість визначати пружні сталі  $C_{ij}$  та пружну симетрію прських порід, оцінювати кількісно диференціальний і інтегральний коефіцієнт пружної анізотропії А та параметри анізотропії розповсюдження швидкостей пружних хвиль  $v_{11}$  і  $v_{12}$ , розрізняти вплив недосконалої будови та регулярної упорядкованості структурних елементів прської породи і їх неоднорідностей, але точної інформації про поточну зміну станів локальної підсистеми порушень структури прської породи не дають, на відміну від АЕ.

Робота присвячена вивченню термального впливу у крупнозернистому пісковіку і є продовженням [2]. Термічний вплив з розплавом поверхні був створений рубинним лазером.

**Зразки.** В тектурному малюнку досліджуваного крупнозернистого пісковіку № 27959 спостерігається перехід від брекчівання до часткової міліонізації та філонітизації. Розмір пор у крупнозернистому пісковіку був  $d = 50$  мкм [3].

**Експеримент.** Загальне підсилення реєструючої апаратури на основі спеціалізованого акустоемісійного приладу АФ-15 було 60-70 дБ. Поверхня крупнозернистого пісковіку була світло неоднорідна за коефіцієнтом поглинання для випромінювання лазера. Потужність імпульсу лазера  $I = 300$  МВт/см<sup>2</sup>. Тривалість дії імпульсу рубинового лазера  $t = 20$  нс з довжиною хвилі  $\lambda = 694$  нм. Площа лазерної плями була  $S_0 = 1 \times 1$  мм<sup>2</sup>.

Створений рубинним лазером короточасний термічний вплив на пісковик призвів до локального розплаву поверхні. Після припинення дії лазерного випромінювання застигання розплаву почалося саме з поверхні (найефективніший тепловідвід), а розширена (розплавлена) нижня частина кратеру створила додаткові стискаючі механічні напруги, що, «втягують» центральну частину поверхні кратеру в глибину пісковіку. При опроміненні протилежних сторін пісковіку амплітуда акустичного відгуку значно відрізнялася. Причини цього могли бути значна анізотропність крупнозернистого пісковіку вздовж осі лазерного променя.

**Обговорення.** На рис. 1а наведена фотографія акустичного відгуку при опроміненні рубинним лазером інтенсивністю  $I = 300$  МВт/см<sup>2</sup> крупнозернистого пісковіку № 27959, що супроводжувалося створенням неоднорідних термо механічних напруг з проплавом кратеру та викидом на поверхню зразка розплаву. Співставлення акустичного відгуку в крупнозернистому пісковіку, зображеному на рис. 1а, з часовим терміном дії імпульсу рубинового лазера інтенсивністю  $I = 300$  МВт/см<sup>2</sup>, зображеному на рис. 1б, та розмірами зразка вказують на формування 2-го та 3-го