

Дослідження та методи аналізу

УДК 550.832

ОСНОВНІ ПРИНЦИПИ І СПОСІБ ВИДІЛЕННЯ ГАЗОНАСИЧЕНИХ ПОРІД В ТЕРИГЕННИХ ВІДКЛАДАХ

¹ Д.Д.Федоришин, ² О.В.Серженьга

¹ ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056,
e-mail: geophys@nung.edu.ua

² Геотехінформцентр, м. Москва, тел. 9264961384, e-mail: serz-okšana@yandex.ru

Стандартные методики выделения в продуктивном разрезе газонасыщенных пород и определение положения газонефтяного контакта (ГНК) основываются на проведении повторных замеров стационарными (СНК) или импульсными (ИННК) видами нейтронного каротажа. Эффективность выделения газонасыщенных пластов по данным повторного нейтронного каротажа (ПНК) в терригенных отложениях зависит от многих факторов и бывает очень низкой. Эффекты влияния газа на показания нейтронного метода во время расформирования зоны проникновения часто соизмеримы с погрешностями измерений. Для выявления данных эффектов необходимо использовать специальные приемы обработки данных ПНК. В статье рассматриваются принципы определения положения ГНК на нефтегазоконденсатных месторождениях, приуроченных к терригенным отложениям юрского горизонта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

The standard methods of selection in the productive section of gas-saturated breeds and determination of position location of gas-oil contact (GOC) are based on conducting of the repeated measurings the stationary (SNL) or impulsive (INNL) types of neutron logging. Efficiency of selection of gas-saturated layers from data of repeated neutron logging (RNL) in terrigenous deposits depends on many factors and is very low. Effects of influencing of gas on the testimonies of neutron method during disbandment of a zone of penetration often commensurable with the errors of measurings. For the exposure of these effects it is necessary to use the special receptions processing of data of RNL. In the article principles of determination of position of GOC on oil-gas-condensate fields, timed to the terrigenous deposits of jurassic horizon of the West-Siberian petroleum province.

Під час побудови флюїдні моделі «водоплавних» нафтогазоконденсатних покладів, які приурочені до теригенних відкладів юрського горизонту Західно-Сибірської нафтогазоносної провінції (ЗСНГП), виникають проблеми, пов'язані з визначенням положення як водонафтового (ВНК), так і газонафтового (ГНК) контактів. По площині більшості родовищ положення контактів змінюється в досить широких межах, і визначення їх неоднозначне. Це зумовлено геологічними і технічними чинниками, а саме:

Перший чинник: складна геологічна і тектонічна будова родовища, тобто літологічне виклинювання і заміщення пластів, наявність тектонічних розломів структуроформуючого типу, які призводять до блокової побудови родовища і зміщення тектонічних блоків між собою по глибині. В зв'язку з цим в кожному тек-

тонічному блоці спостерігається своє положення ГНК і ВНК.

Другий чинник: умови розкриття розрізу і формування зони проникнення. Фільтраційно-емнісні властивості порід в інтервалі глибин міжфлюїдні контакти значною мірою впливають на положення контактів, що підтверджується результатами дослідження ядра і гідродинамічного каротажа.

Третій чинник – технічний: похибки під час визначення абсолютних глибин за даними ГДС. Ця похибка складається з інструментальної похибки інклінометричного приладу, який вимірює напрямок стовбура свердловини, і похибки у визначенні глибини за кривими ГДС у зв'язку з розтягненням каротажного кабеля. Значний вплив цього фактора відзначається в похило-спрямованих свердловинах.

Визначення положення ВНК і виділення інтервалів продуктивних колекторів ґрунтується на результатах дослідження геологічних розрізів методами опору, проведеними у відкритому стовбурі свердловини. За даними цих методів визначають питомий електричний опір (ПЕО) пласта. Порівнюючи його з граничними значеннями продуктивності за опором ρ_n^{cp} визначають глибину, вище якої під час випробування пласта буде отримано промисловий приплив вуглеводнів. При цьому враховується залежність і зміна ρ_n^{cp} від фільтраційно-емісійних властивостей колекторів. Великий вплив на положення ВНК має чинників існування перехідної зони між нафтою і водою, а також її потужність і складність будови.

Визначення положення ГНК відноситься до завдань, що вирішуються за допомогою спеціального комплексу геофізичних досліджень, який проводять до і після обсадження свердловини колоною. Оцінка положення ГНК ґрунтується на тій обставині, що вміст водню у газі приблизно в 62/Р разів менший, ніж у нафті або воді (де Р – це тиск в МПа). Тому за тисків, які не перевищують 40 МПа, ГНК можна визначити за відносним зниженням пористості гірської породи. Однак все це пов'язано з певними труднощами. Під час буріння свердловини в результаті проникнення промивної рідини в породу відбувається формування зони проникнення (ЗП). Наявність ЗП впливає на покази геофізичних приладів, що вимірюють вміст водню, і призводить до спотворення отримуваної інформації. Тому заміри, проведені у відкритому стовбурі, є фоновими і слугують основою для наступних замірів. Після обсадження свердловини, в процесі розформування зони проникнення, проводять декілька замірів нейтронного каротажу – так звані повторні заміри. Цю методику дослідження називають ПНК – повторний нейтронний каротаж.

Нейтронний каротаж ґрунтується на дослідженні процесів взаємодії потоку нейтронів з атомними ядрами мінералів, які входять до складу гірських порід. Джерело цього потоку знаходиться в глибинному приладі, який опускається в свердловину. Нейтрони не мають електричного заряду, не іонізують середовище і не втрачають енергії під час руху внаслідок взаємодії з електричними зарядами електронів і ядер. Цим пояснюється висока проникна здатність нейтронів. Єдиним чинником, який впливає на рух нейтронів є їх зіткнення з ядрами атомів.

Нейтрони, які виникають в результаті ядерних перетворень, володіють значною енергією $((3-4) \cdot 1,6021 \cdot 10^{-13}$ Дж) і великою швидкістю $(3 \cdot 10^7$ м/с). Такі нейтрони називаються швидкими. В результаті розсіювання нейтронів в навколишньому середовищі відбувається уповільнення швидких нейтронів. В кінцевому етапі взаємодії енергія нейтронів в середньому стає рівною кінематичній енергії молекул, тобто близько $0,025 \cdot 1,6021 \cdot 10^{-19}$ Дж. Такі нейтрони називаються тепловими. Сповільнення нейтро-

нів відбувається тим інтенсивніше, чим легші ядра речовини, тобто середовища, де відбувається розсіювання нейтронів. Це можна пояснити ось чим: під час зіткнення нейтрон передає ядру тим більшу енергію, чим ближче маса ядра до маси нейтрона. Тому найбільшою здатністю сповільнювати нейтрони володіють ядра водню. Під час кожного зіткнення нейтронів з ядрами атомів водню кінетична енергія нейтронів ділиться наполовину. І тому після n зіткнень енергія нейтронів знижується до $0,5^n$ від його початкової енергії.

В породах, які вміщують водень, сповільнення нейтронів відбувається в результаті лише декількох десятків зіткнень з ядрами атомів. Середній пробіг між першими зіткненнями набагато більший середніх пробігів між наступними зіткненнями. В умовах пісковики з 100% водонасиченістю сповільнення відбувається в результаті приблизно тридцяти зіткнень. В цьому випадку середня довжина вільного пробігу до першого зіткнення дорівнює 7,5 см, а між останніми (за енергії нейтронів $1,6021 \cdot 10^{-19}$ Дж) – 3,2 см [1,2]. В газонасичених гірських породах довжина сповільнення нейтронів більша, ніж у водо- або нафтонасичених гірських породах, що викликано значно меншою кількістю атомів водню в одиниці об'єму.

Найпоширенішим методом нейтронного каротажу, який проводиться на родовищах ЗСНГП є метод нейтронного каротажу по теплових нейтронах (НКТ). Цей вид каротажу ґрунтується на вивченні густини теплових нейтронів вздовж стовбура свердловини. Для нього характерна мала глибинність дослідження, яка змінюється в межах 20-60 см, залежності від властивостей породи і зменшується у випадку зростання вмісту водню.

Вплив свердловини, заповненої буровим розчином, на покази нейтронного методу (НМ) обумовлений збільшенням вмісту водню в радіусі дії зонда НМ. Цей вплив тим більший, чим більший об'єм бурового розчину, який відділяє прилад від стінки свердловини. В результаті впливу свердловини відмічається зниження диференціації кривої НМ, записаної вздовж стовбура свердловини, а також згладжується відносна різниця в показаннях методу навпроти гірських порід різного типу.

Наявність глинистої кірки і нерівномірна зміна її потужності вздовж стовбура свердловини також є одним із основних чинників, який призводить до спотворення показів нейтронного методу. Особливо це проявляється в низькопористих породах, де потужність глинистої кірки зростає. Із збільшенням пористості породи вплив глинистої кірки зменшується, а також зменшується різниця в показниках нейтронного методу під час переміщення приладу від стінки свердловини до її осі.

Таким чином, основний вплив на результати заміру НМ має вміст водню в зоні дослідження методу, тобто вміст водню гірських порід, заповнення і діаметр свердловини, а також положення в ній приладу. Вміст водню в пустотному просторі гірських порід великою мірою

залежить від насиченості гірських порід. Вплив цього чинника на покази НМ обумовлено зміною водневого індексу (ВІ) пластового флюїду і щільності породи. Зменшення ВІ в газонасичених породах складає величину $\Delta w_2 = k_2 k_n (1 - w_2)$, де k_2 – коефіцієнт газонасиченості; k_n – коефіцієнт відкритої пористості; w_2 – ВІ газу. Зменшення ВІ в інтервалі газонасичених колекторів призводить до зменшення уявної пористості порівняно з дійсною пористістю.

Після обсадження стовбура свердловини сталююю колоною через певний проміжок часу починається процес розформування зони проникнення (ЗП). Розформування зони проникнення, як і формування ЗП, залежить від фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів і свердловинних умов розкриття розрізу. В процесі розформування ЗП відбуваються зміни ефекту впливу пластового газу на результати повторних замірів нейтронного методу (ПНК). Обсадження стовбура свердловини сталююю колоною призводить до значного пониження рівня кривої НМ. Тому дані ПНК є інформативними лише у разі строгого дотримання рекомендацій технології і методики проведення досліджень, які описані в спеціальних методичних рекомендаціях з розвитку і застосування даного методу [3,4].

Складний фазовий стан вуглеводнів на «водоплавних» нафтогазоконденсатних покладах, приурочених до юрського горизонту ЗСНГП, вимагає широкого застосування дослідження за методикою повторного нейтронного каротажу і детального вивчення можливостей, переваг і недоліків цієї методики в умовах геологічного розрізу теригенних відкладів. Пласти, насичені газоконденсатом або газом, за вмістом водню відрізняються від водонасичених і нафтонасичених. За однакових ємнісних параметрів газонасичені пласти за даними нейтронного методу характеризуються більш низьким вмістом водню і меншою щільністю. На цих характеристиках ґрунтується визначення положення ГНК.

Газонафтовий контакт є умовною структурною поверхнею, яка відокремлює нафту від газу, і знаходиться у зоні граничного насичення покладу, де коефіцієнт загальної водонасиченості дорівнює коефіцієнту залишкової водонасиченості ($K_g \cong K_{g.з.}$). Перехідна зона практично відсутня. У всіх випадках за ГНК приймається глибина, на якій зникає прояв впливу вільного газу на покази нейтронного методу. ГНК визначається як границя між інтервалом пласта-колектора, у якому впродовж часу відбувається ріст значення $\Delta J_{nn} (\Delta J_n)$, та інтервалом, для якого значення $\Delta J_{nn} (\Delta J_n)$ зберігається в часі незмінним. Тут ΔJ_n – покази НМ під час фоновому заміру у відкритому стовбурі свердловини, або одразу після обсадження стовбура свердло-

вини; ΔJ_{nn} – покази повторного заміру НМ в процесі розформування ЗП.

З метою визначення інтервалів залягання газонасичених порід-колекторів і дослідження динаміки розформування зони проникнення в цих інтервалах в окремих свердловинах Харампурського родовища було виконано дослідження методом НКТ за спеціальною програмою: перший замір – у відкритому стовбурі свердловини, другий замір – зразу після опускання колони, третій – через деякий час (2 місяці – 2,5 роки) після розкриття розрізу і спускання колони. За результатами цих досліджень отримано інформацію, яка наглядно відображає залежність розформування ЗП від фільтраційно-ємнісних властивостей гірських порід і від часу проведення каротажу (так званого часового чинника). Для того, щоб нейтралізувати вплив спотворюючих чинників застосовують методику нормування повторного заміру НМ до фоновому заміру. Опорні пласти для нормування кривих, НМ вибирають в інтервалах, де відсутні газопрояви. В основному це щільні пропластки, поза продуктивними інтервалами, не розмиті глини, каверни, водонасичені пласти.

Обробка результатів дослідження замірів ПНК потребує певного програмного забезпечення. Однією із таких програм є система обробки даних ГДС «Геопошук» (розробники – УкрДГРІ і інститут кібернетики НАНУ, м. Київ). Модуль «Планшет» цієї системи дає змогу не тільки математично спрогнозувати результати, але і візуально прослідкувати всі етапи обробки. Для нормування кривих використовується однотипний механізм відбиття опорних інтервалів на трек кривих і розміщення однієї або двох вертикальних границь. Під час нормування створюється формула, ефективність якої залежить від кількості опорних інтервалів, а також від індивідуального підходу до вибору цих інтервалів. Автоматичний режим дає змогу розраховувати криву ПНК щораз під час вибору нового або видалення невідповідного опорного інтервалу. При цьому криву ПНК можна підмінювати розрахованою (нормованою) кривою або просто додавати в базу даних як нову криву. Таким чином, на трек кривих можна завантажити для порівняння три криві: фоновий замір НМ, повторний замір НМ і нормовану криву ПНК. Перевищення нормованої кривої ПНК над фоновією кривою НМ дає можливість виділяти газонасичені інтервали.

На рисунку 1 зображено діаграми фоновому і повторного замірів нейтронного каротажу, проведених в свердловині №155 Харампурського родовища. Фоновий і повторний заміри нейтронного каротажу проведені нейтронним методом по теплових нейтронах у багатозондовому варіанті апаратурою РКС-3М. Результати обробки цих замірів дають можливість дослідити процес виявлення газонасичених порід у продуктивних інтервалах за повторним нейтронним каротажем залежно від часового чинника.



Рисунок 1 — Виділення газонасичених інтервалів за даними повторного нейтронного каротажу (ПНК) з різним часовим інтервалом дослідження

На першому треку діаграми зображено криві фонового заміру НМ, проведеного у відкритому стовбурі свердловини, і повторного заміру НМ, проведеного через 1,5 місяці після розкриття розрізу в обсаджений свердловині. Так як умови проведення каротажу були різні, до кривої повторного заміру НМ застосували методу нормування кривих. Співставлення фонові і нормовані кривих дало можливість виділити певні інтервали в розрізі свердловини. Незначні збільшення значення кривої ПНК відзначаються в пласті Ю₁² в інтервалі глибин 2765,8–2768,8 м. Колектора цього інтервалу характеризуються більш високими значеннями пористості і проникності у порівнянні з колекторами пластів Ю₁¹ і Ю₁², які знаходяться вище по розрізу. На другому треку представлена діаграма фоновий заміру, проведеного в відкритому стовбурі свердловини, і повторного заміру ПНК, проведеного через 2 роки 6 місяців після розкриття розрізу. На цих замірах чітко виділяється приріст значень нормованої кривої НМ в пласті Ю₁¹ (інтервал 2749,4–2758,0 м) і в пласті Ю₁² (інтервал 2764,6–2768,8 м).

В таблиці 1 представлено результати інтерпретації даних ГДС в свердловині №155 в інтервалі юрського горизонту. Розчленування геологічного розрізу свердловини і виділення колекторів проводилося за результатами інтерпретації даних методів ГДС, а саме: за граничним значенням відносної аномалії α_{nc}^{sp} методу

самочинних потенціалів, за граничним значенням коефіцієнта пористості K_n^{sp} , за граничним значенням подвійного різницевого параметра $\Delta I_{зк}^{sp}$ гамма-методу, за різницею в опорі за боковим та індукційним методу. Для досліджуваного розрізу метод ПС є одним із основних методів виділення колекторів, а його відносна величина α_{nc} характеризує ємнісні властивості колекторів і має однозначну залежність з коефіцієнтом пористості – при збільшенні α_{nc} (від 0,3 до 1,0 відн.од.) відмічається збільшення коефіцієнта пористості (від 12,6% до 16,8%). Виділення інтервалу продуктивних колекторів проводилося за даними стандартного комплексу БКЗ-БК-ІК з визначенням опорі пласта за резистивною методикою і підтверджено результатами визначення складу припливу із пласта після перфорації. Заміри ПНК представлено у відносних одиницях, тобто як відношення значення кривої ПНК до значення кривої фоновий виміру нейтронного методу.

Після перфорації із пласта Ю₁³ було отримано приплив нафти, а сумісне випробування пластів Ю₁³ і Ю₁⁴ дало приплив газоконденсату та нафти.

Щоб визначити залежність інтенсивності вторинного випромінювання від часу проведення досліджень нейтронного методу зроблено порівняння показів двох замірів ПНК. За даними методів ПНК і самочинних потенціалів

Таблиця 1 – Порівняння даних замірів ПНК і фільтраційно-емісійних параметрів колекторів в геологічному розрізі свердловини № 155

Свр.	Пласт	Покрівля колектора абс. гл., м	Підошва колектора абс. гл., м	АПС, відн.од.	Кп, %	ПНК, відн.од.	Літологія	Насичення
155	Ю1-1	2749.7	2750.4	0.48	14.7	1.01	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
155	Ю1-1	2751	2751.6	0.48	14.7	1.006	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
155	Ю1-1	2753.1	2754.4	0.44	14.8	1.02	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
155	Ю1-1	2755.7	2756.3	0.53	14.8	1.0	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
155	Ю1-1	2756.3	2757	0.34	13.5	1.0	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
155	Ю1-1	2764.5	2766	0.30	12.6	1.0	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
155	Ю1-2	2766	2767.9	0.84	16.1	1.05	Пісковик	Газоконденсат
155	Ю1-2	2767.9	2769	0.91	16.3	1.04	Пісковик	Газоконденсат
155	Ю1-2	2770.4	2772.2	0.70	15.9	1.01	Пісковик глин.	Газоконденсат
155	Ю1-2	2774.2	2776.1	0.66	15.6	1.0	Пісковик глин.	Газоконденсат
155	Ю1-1	2749.7	2750.4	0.48	14.7	1.069	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
155	Ю1-1	2751	2751.6	0.48	14.7	1.069	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
155	Ю1-1	2753.1	2754.4	0.44	14.8	1.083	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
155	Ю1-1	2755.7	2756.3	0.53	14.8	1.23	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
155	Ю1-1	2756.3	2757	0.34	13.5	1.08	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
155	Ю1-1	2764.5	2766	0.30	12.6	1.151	Пісковик с.гл.	Газоконденсат
155	Ю1-2	2766	2767.9	0.84	16.1	1.17	Пісковик	Газоконденсат
155	Ю1-2	2767.9	2769	0.91	16.3	1.17	Пісковик	Газоконденсат
155	Ю1-2	2770.4	2772.2	0.70	15.9	1.11	Пісковик глин.	Газоконденсат
155	Ю1-2	2774.2	2776.1	0.66	15.6	1.09	Пісковик глин.	Газоконденсат
155	Ю1-2	2778.7	2779.5	0.47	14.6	1	Пісковик с.гл.	Нафта
155	Ю1-3	2779.5	2780.9	0.96	16.5	1	Пісковик	Нафта
155	Ю1-3	2780.9	2782.6	0.99	16.6	1	Пісковик	Нафта
155	Ю1-3	2782.6	2783.8	0.81	16.1	1	Пісковик	Нафта
155	Ю1-3	2784.4	2785	0.69	15.9	1	Пісковик глин.	Нафта
155	Ю1-3	2785.6	2786.7	0.74	16.0	1	Пісковик глин.	Нафта
155	Ю1-4	2789	2789.6	0.58	15.5	1	Пісковик с.гл.	Нафта
155	Ю1-4	2790	2791	0.67	15.7	1	Пісковик глин.	Нафта
155	Ю1-4	2792.4	2793.9	0.74	16.0	1	Пісковик глин.	Нафта
155	Ю1-4	2793.9	2795	0.93	16.3	1	Пісковик	Нафта+Вода
155	Ю1-4	2796.1	2798.9	0.92	16.2	1	Пісковик	Вода

Примітка: дані, позначені курсивом, відносяться до заміру ПНК, проведеному в свердловині через півтора місяці

(ПС) побудовано залежності, які апроксимуються певними рівняннями регресії. Ці рівняння регресії зображено на рисунку 2а. Вони характеризують двомірну модель залежності значень замірів ПНК, проведених в геологічних умовах однієї свердловини, від часу проведення НМ, тобто від ступеня розформування ЗП.

На основі аналізу даних таблиці 1 було отримано такі результати. Під час першого заміру ПНК незначне зростання (до 1,05 відн.од.) значень повторної кривої НМ спостерігається тільки в колекторах з високими значеннями α_{nc} . Залежність між α_{nc} і значеннями ПНК цього заміру апроксимуються рівнянням $ПНК = 0,0535 * \alpha_{nc} + 0,9842$. Під час другого заміру ПНК значення повторної кривої НМ

збільшуються і залежність між α_{nc} і ПНК апроксимуються рівнянням $ПНК = 0,0935 * \alpha_{nc} + 1,0685$. Коефіцієнти лінії регресії, побудованої за даними другого заміру ПНК збільшилися. Уже за значення $\alpha_{nc} = 0,25$, що відповідає граничному значенню “колектор-неколектор” для газонасичених порід, значення нормованої кривої ПНК дорівнює 1,07 відн.од. Газонасичені інтервали в цьому випадку виділяються більш повно і однозначно. Грунтуючись на отриманих даних, було приведено оцінку ступеня впливу часового чинника на покази ПНК. Збільшення часу між розкриттям розрізу і проведенням дослідження дає можливість підвищити інформативність цього методу і точ-

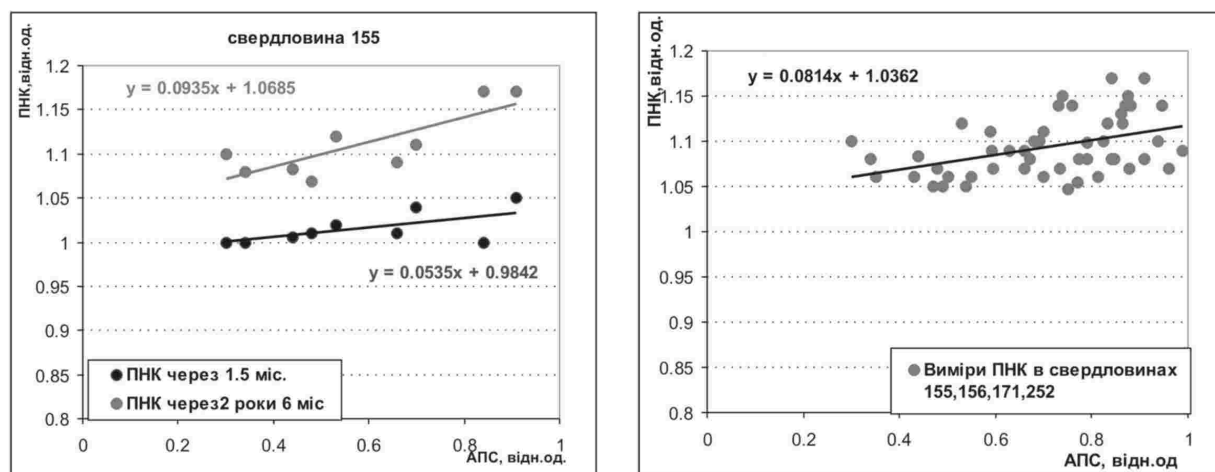


Рисунок 2 — Залежність показів ПНК від часового чинника (а) і від ФЄВ колекторів (б)

ність визначення границь газонасичених інтервалів. Це пояснюється тим, що в результаті розформування ЗП в інтервалі газонасичених колекторів зменшується кількість водню, а, значить, збільшується довжина сповільнення нейтронів і відповідно збільшується значення кривої НМ.

За результатами досліджень методом ПНК, проведених в декількох свердловинах Харампурського родовища, побудовано графік залежності значень кривої ПНК від ємнісних властивостей колекторів юрського горизонту (дивитися рисунок 2б). Дослідження ПНК в цих свердловинах проводилися в інтервалі часу від 10 місяців до 2,5 років після розкриття розрізу. Залежність між параметром α_{nc} і значеннями кривих ПНК апроксимується рівнянням $ПНК = 0,0814 * \alpha_{nc} + 1,0362$. Відмічається така тенденція: при збільшенні значення α_{nc} , (тобто з поліпшення ємнісних властивостей колекторів) відбувається збільшення значень показів кривих ПНК. Деяка розбіжність у значеннях викликана досить великою різницею в часі проведення замірів ПНК і впливом технічного чинника під час проведення каротажу. Рівняння регресії, яке є результатом проведеного співставлення даних, можна використовувати для обробки даних ПНК у випадку проведення дослідження в свердловині під час неповного розформування ЗП. Перетворення кривої ПНК за таким рівнянням дасть можливість більш ефективно виділяти інтервали газонасичених колекторів.

На основі на проведених досліджень сформульовано критерії для проведення інформативного дослідження повторного нейтронного каротажу в умовах теригенного розрізу, яке виражене у наступному.

1. Дослідження фонового і повторного заміру НМ, по можливості, повинні проводитися зондами схожої конфігурації. Для підвищення ефективності методу ПНК варто застосовувати нормування повторного заміру НМ до фонового заміру НМ.

2. Однозначність виділення газонасичених інтервалів залежить від ступеня розформування зони проникнення, тобто від часу між розкриттям розрізу і проведенням дослідження. Необхідно провести аналіз досліджень за методикою ПНК в однотипному геологічному розрізі і визначити залежність інтенсивності впливу газонасичених інтервалів на покази НМ. Це дасть можливість оцінити оптимальний час проведення повторних ПНК.

3. В газонасичених породах період розформування зони проникнення залежить від фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів. Чим більша проникність, тим менший період розформування зони проникнення. Для більш однозначного, виділення інтервалу газонасичених колекторів слід враховувати залежність показів ПНК від ФЄВ колекторів.

Висновки:

За результатами фактичних досліджень у свердловинах, пробурених на Харампурському родовищі ЗСНГП, було доведено, що визначення положення ГНК за методикою ПНК в умовах теригенних відкладів юрського горизонту неоднозначне. Основними чинниками, які призводять до помилок під час визначення положення контакту, є складна тектонічна будова родовища, низькі фільтраційно-ємнісні властивості колекторів, а також похибки під час визначення глибини за даними ГДС.

Ефективність виділення газонасичених інтервалів за методикою ПНК залежить від дотримання технології проведення досліджень і визначається такими чинниками: вибором оптимального часу проведення досліджень ПНК, що базується на статистичному аналізі раніше проведених замірів в однотипних геологічних умовах, і обробкою даних ПНК за методикою нормування повторного заміру НМ до фонового заміру НМ.

У зв'язку з тривалим часом розформування ЗП в колекторах юрського горизонту, результати виділення газонасичених інтервалів за методикою ПНК можна використовувати на етапі

підрахунку запасів, або під час оперативної інтерпретації для встановлення положення ГНК в сусідніх свердловинах.

Література

1 Физические основы импульсных нейтронных методов исследования скважин / Ю.С.Шимелевич, С.А.Кантор, А.С.Школьников и др. – М.: Недра, 1976. – 186 с.

2 Резванов Р.А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин. – М.: Недра, 1982. – 183 с.

3 Методические указания по проведению нейтронного и гамма-каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой СРК и обработке результатов измерений / Хаматдинов Р.Т., Еникеева Ф.Х., Велижанин В.А. и др. – Калинин: Изд. НПО «Союзпромгеофизика», 1989. – 81 с.

4 Методическое руководство по проведению и обработке данных повторного радиоактивного каротажа нефтяных и газовых скважин. – М.: Изд. ОНТИ, ВНИИЯГГ, 1982. – 123 с.

УДК 622.243.57

ВИЗНАЧЕННЯ ПОПЕРЕЧНОЇ РЕАКЦІЇ ВИБОЮ У ПРОЦЕСІ БУРІННЯ ПОХИЛО-СПРЯМОВАНИХ І ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН З ВІДБОРОМ КЕРНА

¹ Я.В.Кунцяк, ² О.М. Лев

¹ ЗАТ „НДІ КБ БІ”, м. Київ, тел. (044) 4442089, e-mail: ndikbbi@bk.ru

² ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 507626, e-mail: public@nung.edu.ua

Предложена математическая модель конструкции бурильной колонны для отбора керн в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. На основании этой модели разработана компьютерная программа и конструкция керноприёмного устройства. Промышленные испытания данного керноприёмного устройства проводились на скважинах АО "Татнефть" и ОАО "Укрнефть".

The mathematical model of construction of the drilling column for a selection of kern in the inclined-directed and horizontal boring wells is offered. Based on this model, the computer program and construction of the sampling device are elaborated. The industrial tests of this sampling device were conducted at Olli fields of JSC "Tatnafta" and OJSC "Ukrnfta".

Постановка проблеми. Світовий досвід розвитку нафтогазової промисловості достатньо наочно підтверджує ефективність використання похило-спрямованих та горизонтальних свердловин (ГС) для виснаження родовищ. Для вибору раціонального методу розробки покладу необхідно володіти достовірною інформацією про петрофізичні та емнісні властивості колектора. Як відомо, найбільш ефективним та достовірним джерелом такої інформації є керновий матеріал.

Під час відбору керна в ГС, особливо у випадку значної протяжності горизонтальних ділянок, виникає проблема стабілізації зенітного кута осі свердловини. Процес відриву керна передбачає наприкінці кожного рейсу буріння без навантаження (так звану „підрізки”). Залежно від фізичних властивостей гірської породи, що становить інтервал відбору керна, ця технологічна операція триває 20-30 хв. В похило-спрямованих та горизонтальних свердловинах під дією гравітації бурильна головка „лягає” на „нижню” стінку свердловини, що призводить до її посиленого фрезерування під час „підрізки”. Надалі це може спричинити поступове падіння зенітного кута свердловини. Коли інтервал від-

бору керна має протяжність понад 20 м і відбір проводиться великою кількістю рейсів, падіння зенітного кута свердловини може бути значним.

З метою запобігання фрезерування нижнього сектора стінки свердловини бурильною головкою в КНБК включають центруючі елементи, котрі встановлюють на корпусі керноприймального пристрою. В практиці буріння без відбору керна застосовують цілу низку стабілізуючих компоновок, що дає позитивні результати, але для буріння з відбором керна вони непридатні.

Оскільки корпус керноприймального пристрою обертається разом з бурильною головкою, встановлення центраторів на ньому призведе до виникнення небажаних поперечних зусиль (відхиляючих складових). З огляду на це, необхідно встановлювати на керноприймальний пристрій так званий „плаваючий” центратор, конструкція якого передбачає вільне обертання центруючого елемента на корпусі і розташувати його варто на такій відстані від долота, за якої поперечна реакція вибою дорівнювала б нулю.