

РОЗВІДУВАЛЬНА ТА ПРОМИСЛОВА ГЕОФІЗИКА

УДК 550.832

КОНТРОЛЬ ЗА ЗМІНОЮ ПОЛОЖЕННЯ ВНК І ГВК З МЕТОЮ ЗАПОБІГАННЯ ОБВОДНЕННЮ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ У ПРОЦЕСІ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ

Д.Д.Федоришин, М.М.Витвицька

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

Описані стандартні методики визначення положення газорідних контактів у теригенних відкладах на нафтогазоконденсатних родовищах Дніпро-Донецької западини. Проведений аналіз ефективності застосування методів імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу (ІННК) та нейтронного гамма-каротажу (НГК) при контролі за зміною положення ГВК з метою запобігання обводнення продуктивних пластів.

Ключові слова: водонафтогазовий контакт, імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж, породи-колектори, відклади, водневміст, перехідна зона.

Описаны стандартные методики определения положения газожидкостных контактов в терригенных отложениях на нефтегазоконденсатных месторождениях Днепровско-Донецкой впадины. Проведен анализ эффективности использования методов импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) и нейтронного гамма-каротажа (НГК) при контроле за изменением положения ГЖК для предотвращения обводнения продуктивных пластов.

Ключевые слова: водонефтегазовый контакт, импульсный нейтрон-нейтронный каротаж, породы-коллекторы, отложения, водородосодержание, переходная зона.

In article are described the standard techniques of gas-oil-water contacts of accumulations in ferruginous sediments of oil-gas-condensate fields of the Dnipro-Donetsk depression. The analysis of the effectiveness of the methods of pulsed neutron-neutron logging (INNМ) and neutron-gamma log (NGM) under control for changing the situation GWC to prevent the irrigation of layer.

Key words: gas-oil-water contacts, pulsed neutron-neutron logging, breeds-collectors, sediments, content of hydrogen, transitional zone.

Зниження видобутку вуглеводнів із продуктивних свердловин нафтогазових родовищ значною мірою обумовлене недостатньою інформативністю результатів комплексних досліджень під час контролю за розробкою. Зокрема це стосується моніторингу положення водонафтових та газоводяних контактів (ВНК, ГВК) в динаміці відбору нафти або газу із свердловини. Визначення та встановлення поточного положення ВНК та ГВК дає змогу достовірно оцінити коефіцієнт нафтогазовилучення та залишкового нафтогазонасичення. Типові геофізичні методики, які використовують при вирішенні цієї задачі потребують вдосконалення, що є неможливим за відсутності нових методологічних прийомів інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин (ГДС) та впровадження нових ядерно-фізичних методів у комплекс геолого-геофізичних досліджень.

Аналіз даних геолого-геофізичних досліджень, результати яких використовуються для виділення ВНК і ГВК засвідчив, що єдиної точки зору про саме поняття ВНК і ГВК не існує.

Із літературних джерел [1, 3, 4] видно, що поняття ВНК не має однозначного трактування що, як наслідок, призводить до розриву між фізичним значенням ВНК і практичною реалізацією визначення його положення в свердловині та аналізу його за площею покладу [1]. За одним із визначень “ВНК – це гранична поверхня в перехідній зоні нафтового покладу, нижче якої фазова проникність для нафти рівна нулю, тобто вище якої із пласта отримують промисловий притік нафти з водою”. Прийнято вважати, що перехідна зона відсутня в гідрофільному колекторі з дуже високою проникністю або в частково гідрофобному колекторі з будь-якою проникністю [2]. Наявність перехідної зони можлива тільки в гідрофільних колекторах. У

цьому випадку товщина її тим більша, чим нижча проникність колектора. Таке трактування базується на припущенні про утворення перехідної зони під дією капілярних сил. Однак, тільки дією капілярних сил неможливо пояснити випадки, коли товщина перехідної зони досягає 20–30 м. Деякі дослідники вважають, що такі зони виникли в результаті гравітаційного перерозподілу нафти і води під час формування нафтового покладу [3].

При перетині колектора свердловиною у водонафтовій частині покладу характерна наявність зони максимального нафтонасичення (максимальне значення – $\rho_{п}$, $k_{н}$ і мінімальне – $k_{в}$), перехідної (значення $\rho_{п}$, $k_{н}$ і $k_{в}$ змінюються вздовж розрізу від значень, характерних для нафтоносною частини колектора, до значень, характерних для водоносною колектора) і водоносною частини колектора, для якої $\rho_{п} = \rho_{вп}$, $k_{н} = 0$, $k_{в} = 1$. Границями перехідної зони є підшва зони максимально нафтонасиченого колектора і покрівля водоносною частини колектора – дзеркало води. На рис. 1 наведено приклад встановлення ГВК в теригенному колекторі методами ПО і СП, проведених у свердловині Богатойська 403. В даному інтервалі ГВК спостерігається на глибині 2486 м, інтервал 2483 – 2486 м є перехідною зоною.

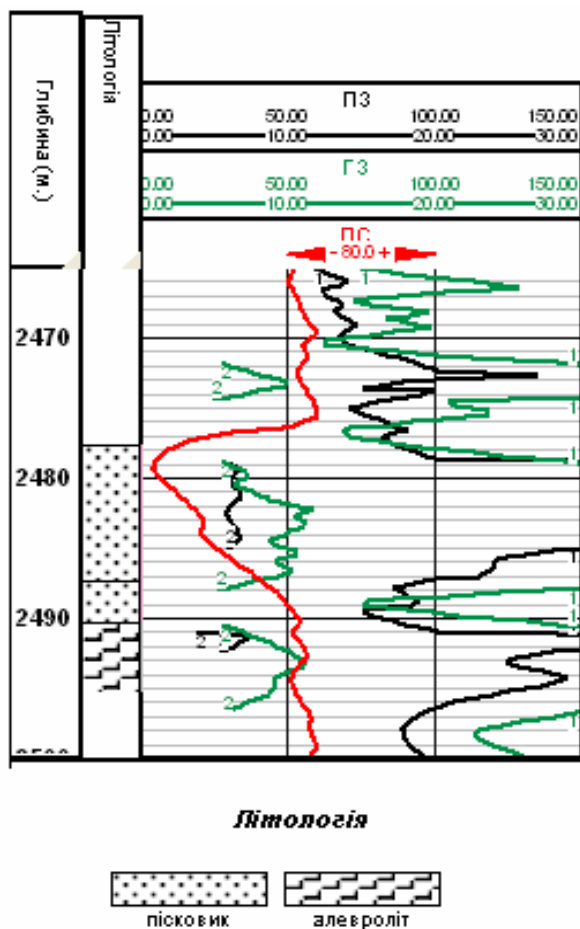


Рисунок 1 – Встановлення ГВК у теригенному колекторі за методами ПО та СП за наявності перехідної зони (свердловина Богатойська - 403)

Границю, розміщену в перехідній зоні, вище якої під час випробування отримують промисловий притік газу, приймають за ГВК. Положення ГВК за діаграмами методу опорю визначають так: встановлюють границю перехідної зони, визначають значення $\rho_{п\max}$ в зоні максимального газонасичення і $\rho_{вп}$ – у водоносному колекторі. Виходячи з отриманих значень $\rho_{п\max}$ і $\rho_{вп}$ та з урахуванням лінійного закону зміни питомого опорю перехідної зони ($\rho_{зп}$) складають графік залежності $\rho_{зп}$ від глибини Н: $\rho_{зп} = f(H)$ [2]. На основі аналізу результатів випробування або кривих фазової проникності встановлюють критичне значення $\rho_{п,кр}$ і $\rho_{г,кр}$ для даного типу колектора, що відповідають нижній границі пласта, який дає при випробуванні чистий газ або газ з водою. Газоводяний контакт проводять на глибині, якій на графіку відповідає величина $\rho_{зп} = \rho_{п,кр}$. Як зазначалося вище, товщина перехідної зони змінюється від 2–3 мм для чистих кварцевих теригенних колекторів з високою проникністю і до 20–30 м для глинистих і поліміктових колекторів, відповідно, відстань між дзеркалом води і ВНК коливається від часток до 5 м і більше. Водонафтовий контакт визначають за даними методу опорів так само, як і газоводяний.

Кількість нових свердловин, що буряться на родовищах впродовж року, в яких можна слідкувати за ВНК та ГВК електричними методами, порівняно невелика, а після їх кріплення сталевими колонами подальші спостереження за переміщенням контактів електричними методами стають неможливими. Хоча ці спостереження можливі у разі кріплення свердловин колонами, які не проводять електричний струм, однак такі обсадні колони в теперішній час масово не використовуються. Тому положення ГНК електричними методами визначити не вдається. Основними методами контролю за переміщенням ГВК і ВНК в обсаджених інтервалах є нейтронні методи.

Визначення водонафтового контакту в більшості модифікацій нейтронних методів базується на аномальних нейтронних властивостях хлору, який міститься в пластових водах. Різниця в показах нейтронних методів навпроти нафтоносною і водоносною пластів зменшується зі зменшенням хлорвмісту, тобто зі зменшенням пористості пласта або мінералізації пластової води.

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 [5]. Маса нейтрона близька до маси протона ($1,66 \cdot 10^{-24}$ г).

Розрізняють швидкі нейтрони з енергією 1-15 MeV, проміжні – 1 MeV – 10 eV, надтеплові – 10–0,1 eV і теплові нейтрони з середньою енергією 0,025 eV. Єдиний чинник, що впливає на рух нейтронів – їх зіткнення з ядрами атомів, яке проявляється у вигляді розсіювання нейтронів і захоплення їх ядрами атомів. У результаті розсіювання відбувається зменшення енергії нейтронів і зміна напрямку їх руху. Розрізняють непружне і пружне розсіювання нейтронів. У випадку непружного розсіювання нейтрон втрачає більшу частину енергії, тобто швидкість руху нейтрона значно зменшується.

За енергій нейтронів від декількох MeV до 0,1 eV переважає пружне розсіювання, яке виконує основну роль у процесі сповільнення нейтронів. Пружне розсіювання викликає перерозподіл кінетичної енергії між нейтроном і ядром, відхилення руху нейтрона від початкового напрямку і зниження його енергії. Величина втрати енергії при пружному розсіюванні визначається масою ядра: чим менша маса ядра, тим більша втрата енергії. Найбільша втрата енергії відбувається при зіткненні нейтрона з ядром атома водню, маса якого майже рівна масі нейтрона. Втрата енергії нейтрона в такому випадку може бути повною. Середня втрата енергії становить половину початкової енергії. Відповідно, після n зіткнень енергія нейтронів знижується до $0,5^n$ від його початкової енергії.

У результаті розсіювання швидких нейтронів, які випромінюються джерелом, відбувається їх сповільнення і перетворення в надтеплові і теплові, тобто в кінцевому результаті енергія нейтронів стає рівною кінетичній енергії атомів і молекул. Такі нейтрони беруть участь у тепловому русі атомів і молекул, стикаються з ними, не втрачаючи і не набираючи енергії. Такий процес називається дифузиею.

У гірській породі сповільнююча здатність нейтронів визначається вмістом водню в одиниці об'єму (водневмістом). Наявність в породі навіть малої кількості води або нафти, які вміщують багато водню, призводить до того, що сповільнення нейтронів відбувається, в основному, на ядрах водню.

Метод нейтронного гамма-каротажу (НГК) базується на вимірюванні характеристик гамма-випромінювань, які виникають в процесі захоплення нейтронів в гірських породах при їх опроміненні зовнішнім джерелом струму. Породи з високим водневмістом на діаграмах НГК відмічаються низькими показами. В малопористих породах з низьким водневмістом густина нейтронів біля детектора збільшується, що викликає збільшення інтенсивності радіаційного захоплення, а відповідно, показів НГК. На результати НГК значно впливають елементи, які володіють аномально високою здатністю захоплення нейтронів. До таких елементів відносяться хлор, бор, літій та інші. Завдяки присутності хлору у високомінералізованій пластовій воді підвищується інтенсивність I_{ny} . В результаті покази НГК навпроти водоносної частини продуктивного пласта можуть бути завищени-

ми порівняно з показами навпроти нафтоносної його частини.

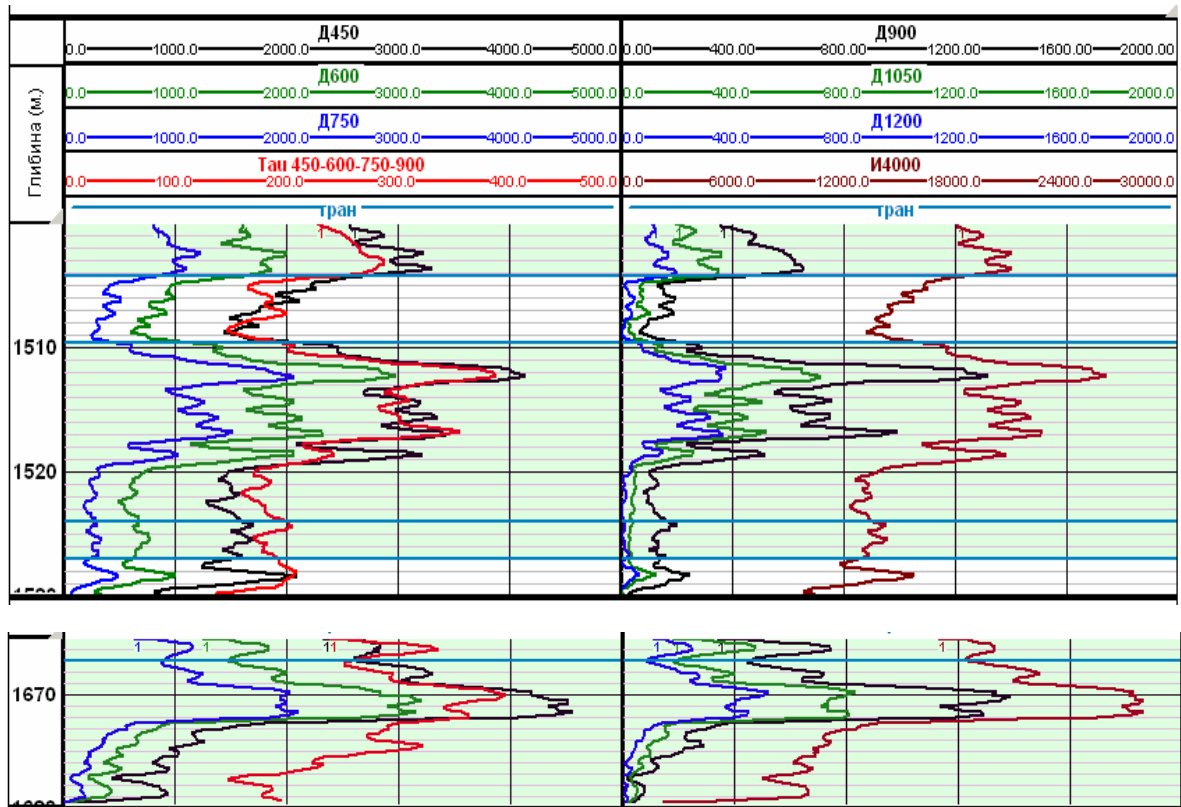
Достатньо точно визначити водонафтогазові контакти за даними ННМ-Т і НГМ можна тільки у високопористих колекторах ($k_{п} > 15-20\%$) за мінералізації води не менше 15–200 г/л. При цьому застосовувати тільки один НГМ (або один ННМ-Т) можна тільки в пластах, однорідних за пористістю і глинистістю. В цьому випадку на положення ВНК та ГВК, встановлене за рахунок різниці вмісту хлору, не впливає коливання показів нейтронних методів, обумовлене зміною водневмісту порід. Комплексне застосування результатів НГМ і ННМ-Т дозволяє виділити ВНК в більш неоднорідних пластах.

У свердловинах, які буряться на високомінералізованих промивних рідинах, пласти з нафтою або прісною водою іноді можуть бути розділені за швидкістю розформування зони проникнення фільтрату бурового розчину, якщо буріння проводити на солоному розчині. В пластах, обводнених прісною водою, фільтрат солоного розчину, який контактує з прісною пластовою водою, опріснюється швидше, порівняно з нафтоносними пластами, в яких солоната вода в зоні проникнення зберігається набагато довше. Тому, проводячи вимірювання ІННМ або ІНГМ через час, достатній для опріснення зони проникнення в обводнених пластах, можна виділяти нафтоносні частини пласта за зворотнім ефектом, тобто за більш низьким значенням середнього часу життя теплових нейтронів порівняно з обводненими пластами.

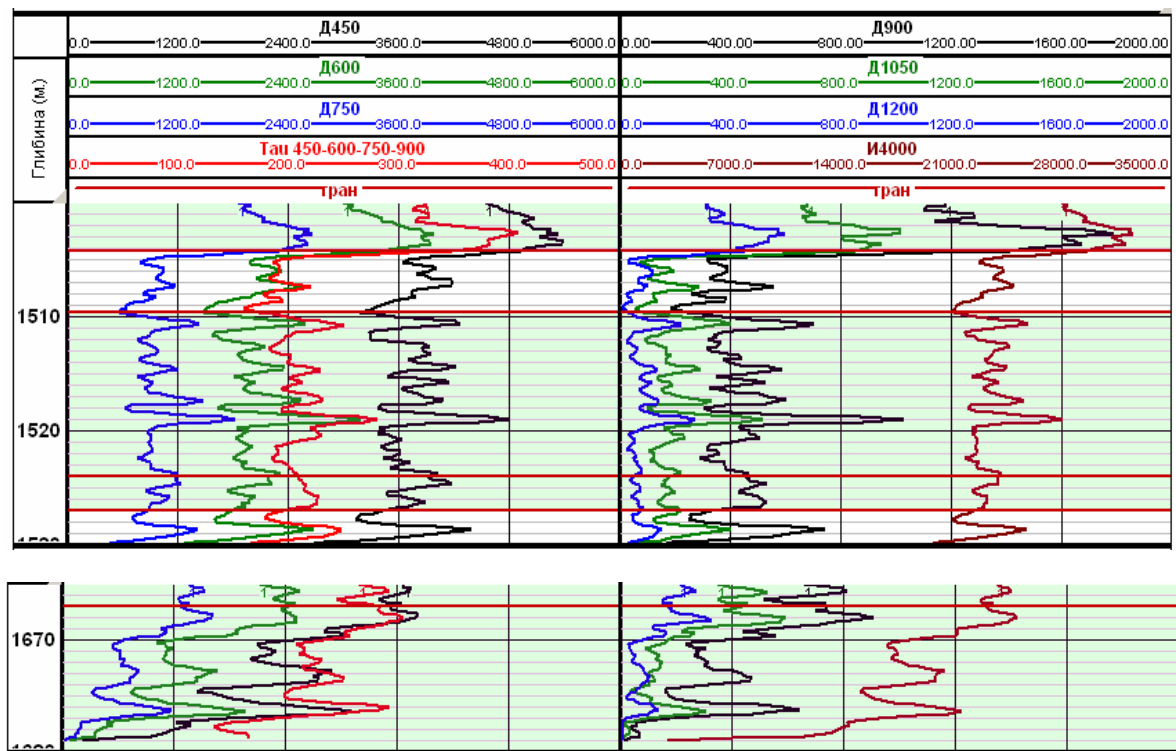
Імпульсні нейтронні методи володіють більшою чутливістю до вмісту хлору в породах і дають змогу визначити ВНК та ГВК за мінералізації пластових вод більше 40-50 г/л, а в сприятливих умовах – навіть за мінералізації 20–30 г/л.

На рисунках 2, 3 наведено приклад визначення ГНК та інтервалу обводнення пластів методами ІННК (рис. 2) та НГК (рис. 3), зареєстрованих у різний час (2007 р. та 2009 р.). Виміри проводились у свердловині Ульянівська 56. Дані інтервали належать до стратиграфічного горизонту C_2^B , породи представлені пісковиками. В інтервалі 1509-1524 м спостерігається відносне зниження значення інтенсивності I_{ny} в часі – від 1,4–1,2 у.о до 1,0–0,9 у.о. За даними ІННК у даному інтервалі відбулося зниження часу життя теплових нейтронів до 220–250 мкс, відносно виміру 2007 р де $\tau = 350-370$ мкс, що вказує на поступове обводнення даного пласта та переміщення контакту газ – вода в горизонті C_2^B на глибину 1509 м, який на час досліджень 2007р знаходився на глибині 1519м.

Суттєве зниження τ (від 370мкс в 2007 р. до 300 мкс в 2009 р.) та I_{ny} (від 2,4 у.о в 2007 р. до 1,0 у.о в 2009 р.) в часі відбулося в інтервалі 1670–1678 м (даний інтервал представлений пісковиками), цей факт свідчить про поступове витіснення газу водою і на час досліджень 2009 р. він вже був обводнений. ГВК знаходиться на рівні 1670 м.

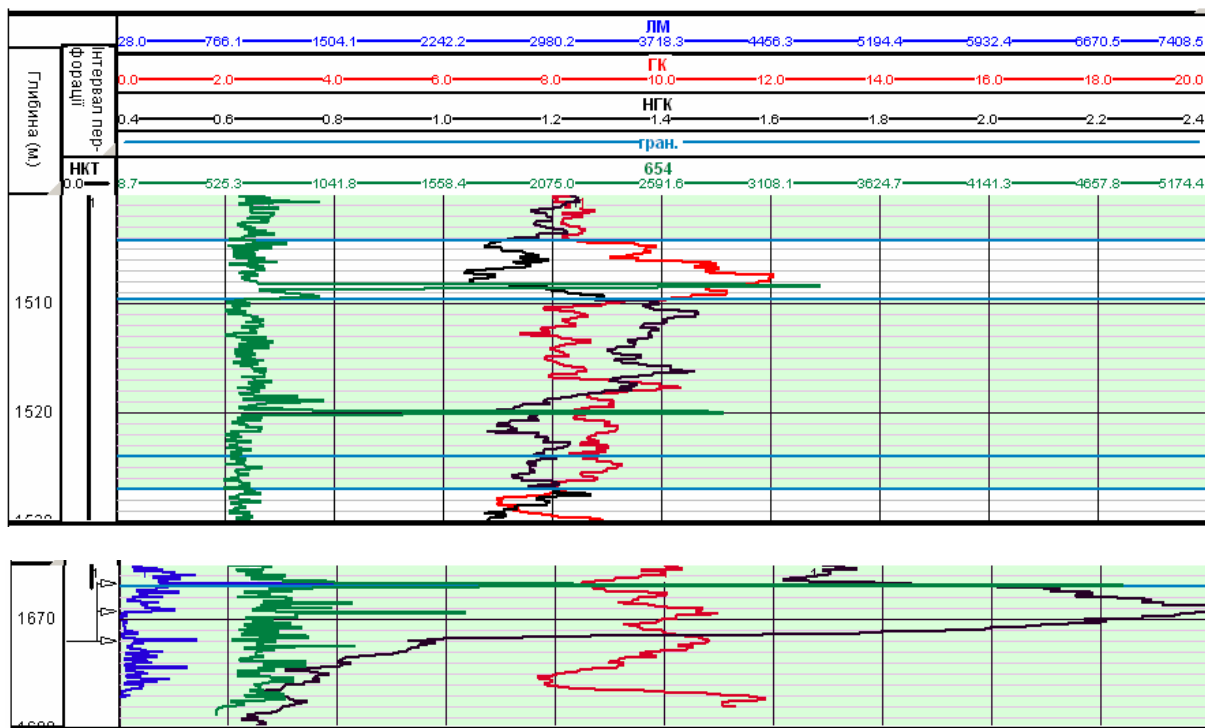


а

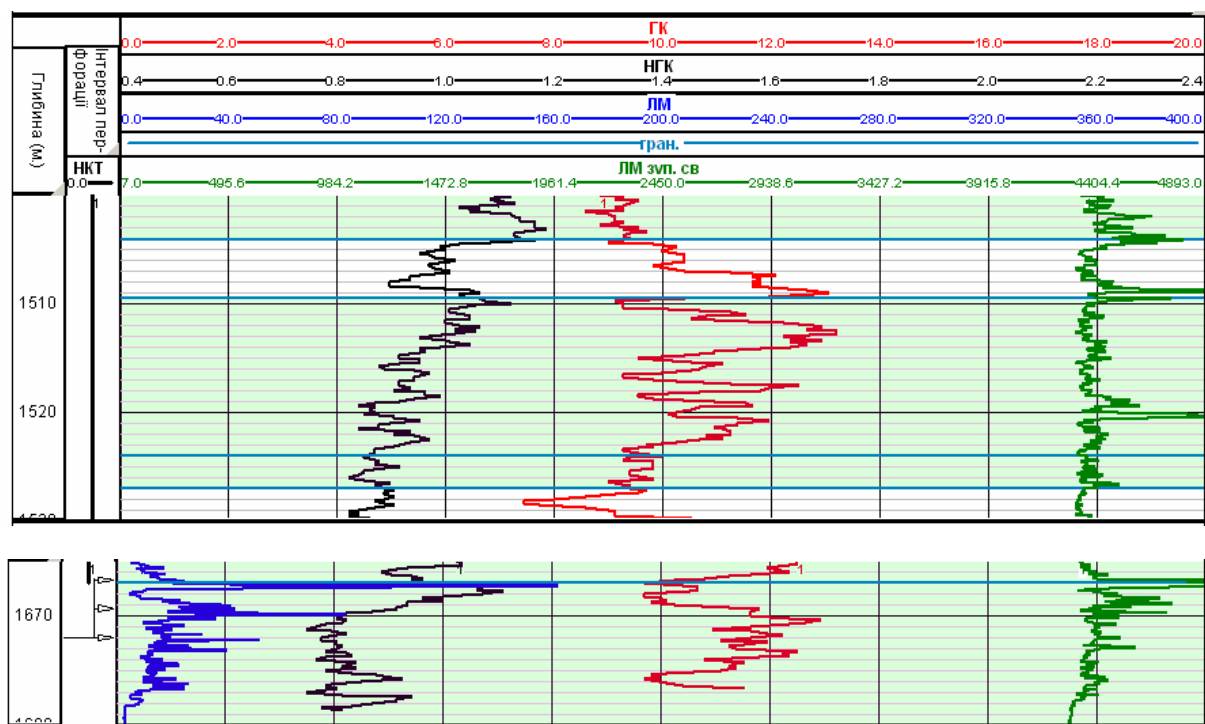


б

Рисунок 2 – Встановлення ГВК та визначення обводненості пластів за даними ІННК, проведені у 2007 р. (а) та у 2009 р. (б) (свердловина Ульяновська – 56)



а



б

Рисунок 3 – Встановлення ГВК та визначення обводненості пластів за даними НПК, проведеними у 2007 р. (а) та у 2009 р. (б) (свердловина Ульяновська – 56)

Як видно з наведених прикладів, використання методів ІННК та НПК для контролю дає змогу в динаміці визначити ВНК та ГВК. Однак ефективність цієї методики залежить від мінералізації вод, в зв'язку з чим розробляються методики із використанням даних методів, на результати яких мінералізація не впливає. До

них відноситься низькочастотний акустичний каротаж, на покази якого впливають кріплення свердловини колонами, відношення товщини колони і цементного кільця. Цей вплив незначний для коливань з відносно великою довжиною хвилі та низькою частотою. Тому для визначення контактів в обсаджених свердловинах

застосовують апаратуру з джерелом, що випромінює коливання з більш низькою частотою (порядку одиниць кілогерц), ніж при звичайному акустичному методі. Швидкість поширення хвиль для нафто-, газо- і водонасичених пластів розрізняється лише у випадку рихлих відкладів ущільнених пісковиків, що залягають на невеликій глибині (менше 1 – 2 км). Значно інформативнішими є коефіцієнти затухання хвиль, особливо це помітно для поздовжніх і поперечних хвиль. Для поздовжніх хвиль коефіцієнт затухання пружних коливань зростає (амплітуда хвиль зменшується).

Одним із способів виділення нафтоносних пластів, що перебувають в процесі розробки є різке зниження вибірного тиску з метою розгазування нафти в присвердловинній зоні пласта. При зниженні тиску нижче тиску насичення частина розчиненого газу виділяється з нафти у вигляді бульбашок. Вміст водню в одиниці об'єму породи знижується, пласт стає нафтогазовим, що на кривих нейтронних методів відмічається більш високими показами порівняно з нафтоносними і водонасиченими пластами. Надійність виділення зростає, якщо порівнювати дві діаграми, зареєстровані до і після розгазування нафти в присвердловинній частині пласта. Навпроти цих пластів покази при повторному замірі збільшуються.

Таким чином, у сприятливих умовах (відносно чисті колектори, добрий технічний стан свердловини і т. п.) за нейтронними методами можливо не тільки визначати водонафтогазові контакти, але й виділяти обводнені пласти та кількісно оцінювати коефіцієнти газонасичення k_g і нафтонасичення k_n продуктивних порід-колекторів у ході уточнення поточних запасів, а також оцінки коефіцієнтів вилучення нафти і газу із покладу.

Невеликі зниження k_n і k_g дають можливість передбачити обводнення пласта в даній свердловині і застосувати необхідні заходи щодо регулювання відбору або проведення ремонтно-ізоляційних робіт у свердловині.

1 Дьяконова Т.Ф. Проблемы обоснования водоненфтяного контакта по материалам геофизических исследований скважин при построении детальных геологических моделей [Текст] / Т.Ф. Дьяконова, С.И. Билибин, А.М. Дубина [та ін.] // Каротажник. – 2004. – № 3-4. – С. 83-97.

2 Золоева Г.М. Интерпретация данных ГИС [Текст] / Г.М. Золоева., Н.Е. Лазуткина: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – М.: Нефть и газ, 2002. – 187 с.

3 Орлинский Б.М. Контроль за обводнением продуктивных пластов методами промысловой геофизики [Текст] / Б.М. Орлинский, В.М. Арбузов. – М.: Недра, 1971. – 152 с.

4 Промысловая геофизика [Текст] / [В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов, А.Н. Африкян]; под ред. В.М. Добрынина, Н.Е. Лазуткиной: учеб. для вузов: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – М.: Нефть и газ, 2004. – 382 с.

5 Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин [Текст]: учеб. пособие для вузов. С.С. Итенберг – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. – 375 с.

*Стаття поступила в редакційну колегію
15.01.10*

*Рекомендована до друку професором
Е.Д.Кузьменком*