

УДК 553.98.061.4

Д. Д. ФЕДОРИШИН, О. М. ТРУБЕНКО, І. О. ПЯТКОВСЬКА, С. Д. ФЕДОРИШИН

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, вул. Карпатська, 15, Івано-Франківськ, 76019, Україна, тел. +38 (034) 2727180, e-mail geotom@nung.edu.ua

## УДОСКОНАЛЕННЯ КОМПЛЕКСУ ВИВЧЕННЯ ДИНАМІКИ ЗМІНИ ВНК ТА ГВК ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ НЕЙТРОННИХ ТА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕТОДІВ

<https://doi.org/10.23939/jgd2019.01.090>

**Мета роботи** полягає в обґрунтуванні оптимального комплексу геолого-геофізичних досліджень фільтраційних та ємнісних характеристик гірських порід складно-побудованих геологічних розрізів з метою запобігання обводнення продуктивних пластів та моніторингу динаміки зміни водонафтових, газоводяних контактів. **Основні завдання** Комплекс досліджень для досягнення поставленої мети сформовано наступним чином: аналіз та узагальнення результатів геолого-геофізичних досліджень з вивчення геологічної будови розрізів нафтогазових та газових родовищ; побудови петрофізичних взаємозв'язків коефіцієнтів проникності з коефіцієнтом гранулярної та абсолютної пористості порід-колекторів сарматського ярусу газових та газоконденсатних родовищ; обґрунтування відображення високопроникних порід у результатах геофізичних комплексних досліджень; визначення поточних значень газоводяних контактів (ГВК) та встановлення коефіцієнтів нафтогазовилучення. **Об'єктом дослідження** є гірські породи баденського та сарматського ярусів газових і газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. **Предметом досліджень** є фільтраційні та ємнісні характеристики гірських порід, морфологія геофізичних кривих електричних, радіоактивних, термометричних та акустичних досліджень, місця поступлення води у продуктивний пласт, динаміка зміни ВНК і ГВК в процесі обводнення продуктивного пласта.

**Ключові слова:** затоплення продуктивних порід; водонафтовий контакт; газоводяний контакт; нейтронний метод.

### *Вступ*

Проблеми, які виникли у паливно-енергетичному комплексі України в значній мірі обумовлені зниженням видобутку газоконденсату та нафти за рахунок обводнення продуктивних пластів. Типові технологічні та методичні прийоми проведення геолого-геофізичних методів, як на етапі пошуків так і на стадії розробки покладу, в кожному окремому випадку, потребують удосконалення. Враховуючи те, що геологічна будова пошукових площ різних територій України характеризується притаманними тільки для них ознаками та особливостями формування покладів і перекриваючих їх порід-покришок, постає надзвичайно актуальна задача встановлення особливостей будови матриці порід-колекторів, що виповнюють геологічні розрізи, обґрунтування їх фільтраційних та ємнісних характеристик.

### **Мета роботи**

Мета роботи полягає в обґрунтуванні оптимального комплексу геолого-геофізичних досліджень фільтраційних та ємнісних характеристик гірських порід складно-

побудованих геологічних розрізів з метою запобігання обводнення продуктивних пластів та моніторингу динаміки зміни водонафтових, газоводяних контактів

### *Методика робіт*

Досвід та результати геолого-геофізичних робіт проведених на газових і газоконденсатних родовищах північно-західної частини Крукеницької западини показав, що визначення шляхів поступлення води в пласт, а також визначення положення і динаміки зміни ГВК є надзвичайно складною задачею. У більшості випадків така ситуація обумовлена значною заглиненою тріщинуватістю та кавернозністю порід, типу цементу їх матриці. Поруч з цим суттєво впливають на результати комплексних геофізичних досліджень особливості геологічної будови неогенових відкладів розвіданих газоконденсатних родовищ та пошукових площ. Окрім цього значно впливає також і наявність рифтової споруди, яка простягається вздовж Краковецького розлому від польсько-українського кордону, смугою від декількох кілометрів до десяти кілометрів [Крупський, 2001].

Утворення неогенової системи представлені алохтонними відкладами оттанського ярусу, самбірської підзони і автохтонними відкладами (карпатський, баденський і сарматський яруси) Косівсько-Угерської підзони [Федоришин та ін., 2002; Fedoryshyn et al., 2014].

Особливості такої будови геологічного розрізу газових і газоконденсатних родовищ північно-західної частини Крукеницької западини полягають в наявності в її межах алохтонних та автохтонних відкладів товщина яких змінюється в залежності від приналежності до Самбірської або Косівсько-Унерської підзони. Потужність змінюється від 600 до 1690 м.

Автохтонні відклади, які виповнюють неогенові відклади газових і газоконденсатних родовищах, залягають на розмитій поверхні порід мезозойської ери, що відображається на їх структурній будові, мінералогічному складі, типу цементу та фільтраційно-ємнісних характеристиках. В основному це відклади гелветського, баденського і сарматського ярусів з якими пов'язані поклади газу і конденсату в розрізі неогенової системи.

Необхідно відмітити, що відображення вищевказаних відкладів у геофізичних полях, також неоднозначне, що в значній мірі ускладнює інтерпретацію результатів свердловинних досліджень у процесі пошуків та вилученню вуглеводнів.

Виходячи із вище викладеного видно, що стандартні методологічні та технологічні методики, які використовуються в процесі проведення геофізичних досліджень свердловин (ГДС) не завжди дозволяють вирішити поставлені задачі по встановленню причин зниження видобутку вуглеводнів.

Зокрема недостатня ефективність результатів свердловинних геофізичних досліджень відмічається при оцінці характеру насичення порід колекторів складно-побудованих вище вказаних розрізів, моніторингу динаміки зміни водонафтових та газодияних контактів (ВНК та ГВК) у процесі розробки покладу. Особливо це характерно для так званих "водоплаваючих" нафтогазоводоплаваючих покладів.

Визначення положення ВНК та ГВК такого типу покладу ускладнюється і ще тим, що в цьому випадку вирішуються дві різні задачі, а саме:

- встановлення положення ВНК;
- встановлення положення ГВК.

На прикладі аналізу результатів геофізичних досліджень складно-побудованих геологічних розрізів нафтогазоконденсатних родовищ Західного Сибіру видно, що зміна складу флюїду

по висоті ідентична незалежно від того чи це пластовий поклад чи масивний [Серженьга, 2007]. У більшості випадків закон зміни водонасиченості по висоті у покладах єдиний (Рис. 1). Із рисунку видно, що розподіл водонасиченості по висоті покладу в основному визначається рівновагою капілярних і гравітаційних сил, що діють на пластові флюїди. Величину коефіцієнта водонасиченості породи визначеного на керновому матеріалі дозволило встановити чотири характерних зони у складнопобудованому покладі вуглеводнів:

- перша зона є гранично насиченою при умові ( $K_v = K_{v,зв}$ ), де  $K_v$  – коефіцієнт водонасичення;  $K_{v,зв}$  – коефіцієнт граничного значення зв'язаної води, вище якого з'являється вільна вода.

- друга зона недонасичена водою при умові, що  $K_{v,зв} < K_v < K_v^*$ , де  $K_v^*$  – граничне значення коефіцієнта водонасиченості, нижче якого буде отримана чиста нафта.

- третя зона перехідна, де  $K_v^* < K_v < K_v^{**}$ , де  $K_v^{**}$  – граничне значення коефіцієнт водонасиченості, вище якого буде отримана чиста вода.

- повністю водо насичена, де  $K_v=1$

Встановлення границь вище вказаних зон, здійснюється в процесі моніторингу динаміки зміни водо нафтових, водо газових та нафтогазових контактів з використанням результатів геофізичних досліджень у свердловинах.

Щодо поняття водонафтового контакту, то необхідно відмітити, що строгого однозначного його трактування у виробничій та науковій діяльності немає. Обумовлено це тим, що перехід від нафтонасиченої до водонасиченої ділянки колектора відбувається поступово, у зв'язку з цим контакт не є чітким. Таке явище можна пояснити впливом капілярних сил на розподіл води в пустотах нафто насиченого колектора.

Верхньою границею перехідної зони є області максимального водонасиченого колектора, а нижньою є покрівля водонасиченої ділянки породи-колектора.

ВНК проводять на глибині де опір породи ( $\rho_n$ ) рівняється деякому визначеному критичному значенню ( $\rho_n^{кр}$ ) [Савостьянов, 1984; Федоришин та ін., 2004]. У більшості випадків ВНК встановлюють за даними електрометрії.

Порівняння критичних значень величини питомого електричного опору (ПЕО) незмінної частини пласта та коефіцієнта його водонасиченості із вимірним електричним опором породи ( $\rho_n$ ) дозволяє попередньо оцінити характер



**Рис. 1.** Розподіл флюїдів і характер зміни водонасиченості колекторів по висоті нафтогазоконденсатного покладу Західного Сибіру [Серженяга, 2007].

насичення породи та охарактеризувати границю, вище якої при випробуванні буде отриманий промисловий приплив вуглеводнів. Для цього використовують два способи визначення ПЕО і коефіцієнта водонасиченості. Перший спосіб визначення  $\rho_{п}^{кр}$  і  $K_{в}^{кр}$  – ґрунтується на статистичному аналізі значень  $\rho_{п}$  і  $K_{в}$  визначених шляхом прямого випробування продуктивних і не продуктивних пластів. За результатами отриманих даних будують статистичні графіки їх розподілу, як для нафтогазонасичених порід-колекторів, які при випробуванні дали промисловий приплив нафти або газу, так і для порід-колекторів, які отримали чисту воду з ознаками нафти або газу (водонасичені породи-колектори). Шляхом суміщення кривих розподілу отриманих параметрів при дослідженні двох типів колекторів (продуктивні і не продуктивні), представлених в єдиному масштабі, одержують точку пересічення лінії регресії, якій відповідає певне значення  $\rho_{п}^{кр}$  або  $K_{в}^{кр}$ . Недоліком цього способу є те, що результати (основні параметри) випробування, отримують на завершальній стадії розвідки родовища. Другий спосіб визначення параметрів  $\rho_{п}^{кр}$  і  $K_{в}^{кр}$  є більш універсальним в основі, його лежать петрофізичні взаємозв'язки встановлені шляхом експериментального дослідження зразків керну в умовах наближених до пластових. У цьому способі передбачено використання даних про фазову проникність для нафти, газу і води ( $K_{пр.н.}$ ,

$K_{пр.г.}$ ,  $K_{пр.в.}$ ) з врахуванням коефіцієнтів нафтогазонасиченості та водонасиченості ( $K_{гн.}$ ,  $K_{в.}$ ). За результатами капілярметрії керну одержують значення критичної водонасиченості ( $K_{в}^*$ ) починаючи з якого буде отриманий приплив безводної нафти [Таужнянский и др., 2003; Федоришин, Витвицька, 2010]

Проведені експериментальні капілярметричні дослідження керну відібраного із відкладів юрської системи Харампурського нафтогазового родовища, дозволили побудувати петрофізичну залежність критичних значень водонасиченості  $K_{в}^*$  від коефіцієнта пористості породи. Як видно із рисунку 2 всі породи, які виповнюють верхньо-, середньо- та нижньоюрську епоху характеризуються однаковими та близькими по величині структурними та літологічними характеристиками. Використовуючи побудовану залежність для порід різної пористості визначають граничне значення їхньої продуктивності. З врахуванням цього значення обчислюють величину об'ємної вологості:

$$\omega_{в} = K_{п.} \cdot K_{в}^* \quad (1)$$

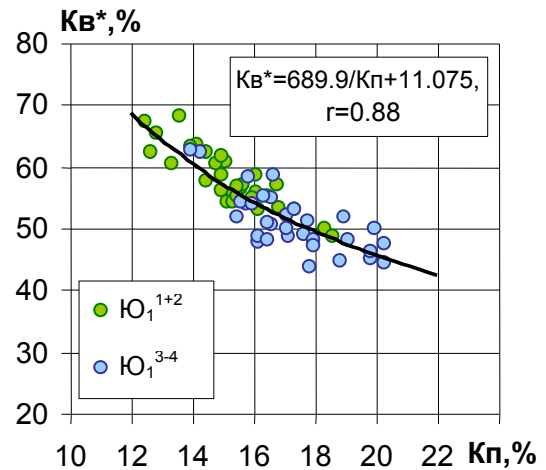
де  $K_{п.}$  – коефіцієнт відкритої пористості;  $K_{в}^*$  – граничне значення коефіцієнта водонасиченості.

### Результати

Побудувавши залежність  $\omega_b = f(\rho_p)$  здійснюють перехід до критичних значень питомого електричного опору пласта (ПЕО). Враховуючи те, що геологічна будова геологічних розрізів газових та газоконденсатних родовищ складна то в кожному окремому випадку  $\rho_p^{кр}$  буде відрізнятися від інших значень, а величина його буде визначатись фізичними і фільтраційно-ємнісними параметрами порід-колекторів. Таким чином отримані критичні значення  $\rho_p^{кр}$  і  $K_b^{кр}$  уточнюються на етапі розбурювання (довивчення) родовища і дозволяють з високою ступеню достовірності визначити положення ГВК та ВНК.

Однак необхідно відмітити, що використання тільки вище наведених параметрів для визначення положення ГНК не достатньо, враховуючи складну геологічну будову розрізу та технологічні умови розкриття продуктивних пластів. У більшості випадків для визначення границь залягання продуктивних пластів використовують нейтронні методи, зокрема повторний нейтронний каротаж (ПНК). Повторні дослідження нейтронного каротажу проводять у обсаджених свердловинах де відбуваються процеси розформування зони проникнення, а як наслідок зміни ефекту впливу газонасичення пласта на покази геофізичних методів. У більшості випадків ефекти впливу газу на покази нейтронних методів, під час розформування зони проникнення, прирівнюються до похибок апаратних вимірів.

Враховуючи те, що розформування зони проникнення продуктивних порід у теригенних відкладах, відбувається від двох, трьох місяців до кількох років у залежності від їх фільтраційно-ємнісних параметрів, зміна положення ВНК та ГВК відбувається в широких межах. Значний вплив на цей процес мають геологічні і технологічні фактори. До таких факторів відносять складна літолого-стратиграфічна та тектонічна будова геологічного розрізу відкладів, що його виповнюють, наявність тектонічних розломів, які обумовлюють різні зміни ГВК. Другий фактор характеризується зміною фільтраційно-ємнісних параметрів продуктивних пластів. До цього фактору можна віднести також технічні похибки визначення глибини залягання порід за рахунок недостатньої інформативності свердловинних геофізичних приладів, а також видовження кабелю. Всі вище перераховані фактори призводять до помилок у процесі визначення абсолютної глибини залягання літолого-стратиграфічної одиниці пластів і як наслідок положення міжфлюїдних контактів (Рис. 2).



**Рис. 2.** Стандартна залежність критичних значень водонасиченості  $K_b^*$  від  $K_p$  для пластів юрського горизонту [Серженьга, 2007].

На прикладі кореляційної схеми юрських відкладів північно-східної частини Харампурського родовища видно, що розкриті свердловиною № 321 літолого-стратиграфічні відклади, суттєво розрізняються по глибині їх залягання, зокрема товщиною продуктивних порід, а також характером їхнього насичення (Рис. 3). Аналіз результатів геофізичних досліджень свердловин дозволяє зробити висновок, що свердловини 311R, 330R пробурені в одному тектонічному блоці, а свердловина 301R розкрила аналогічні відклади в іншому тектонічному блоці. На схемі кореляції чітко виділена різниця в глибинах залягання стратиграфічних пластів  $\text{Ю}_1\text{-1}$ ,  $\text{Ю}_1\text{-3}$ ,  $\text{Ю}_1\text{-4}$ . За абсолютними відмітками ця свердловина знаходиться нижче на 30 м від свердловин 311R та 330R. За результатами випробування із продуктивного пласта  $\text{Ю}_1\text{-1}$  в інтервалі 2902,0-2906,0 м отримано приплив конденсату дебітом 21,01 м<sup>3</sup>/добу, газу 327 тис.м<sup>3</sup>/добу. У той час проведені випробування цього пласта в свердловині 330R інтервал 2864,0-2867,0 дозволили отримати приплив конденсату 10,7 м<sup>3</sup>/добу і газу 14,8 тис.м<sup>3</sup>/добу [Серженьга, 2007, Красножон, Козаченко, 2007; Dunn, et al., 2002].

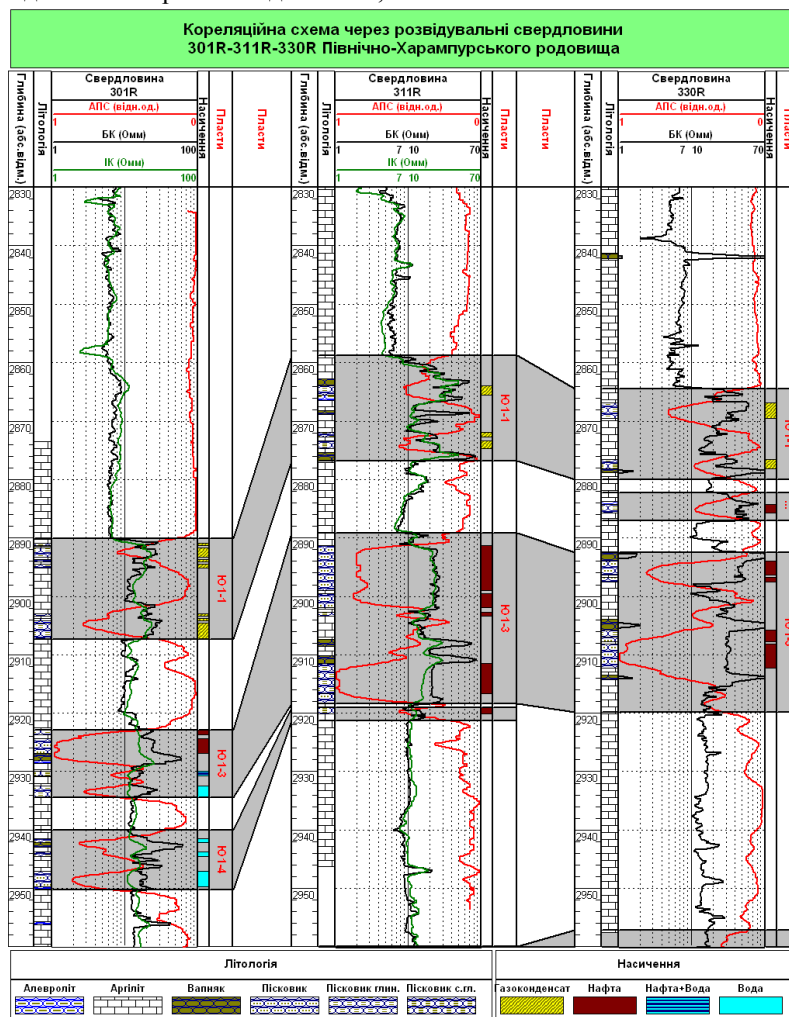
Визначення положення газоводяного контакту (ГВК) у вище вказаних відкладах юри є проблематичним за рахунок як тектонічних особливостей геологічної будови відкладів, так і низької ефективності геофізичних методів, результати яких по різному відображаються в окремих блоках стратиграфічних розрізів. У зв'язку з цим при встановленні ГВК та ГНК у межах

пошукових родовищ із складною геологічною будовою в більшості випадків опираються на результати випробування продуктивних пластів після повторного їх розкриття перфорацією. Враховуючи те, що ВНК і ГВК є граничними поверхнями у перехідній зоні нафтового, або газового покладу пропонується використовувати в процесі моніторингу динаміки зміни ГВК комплекс ядерно-фізичних методів, зокрема нейтронного гамма каротажу, повторного нейтронного каротажу, а також у процесі буріння проведення електричних методів позірного опору та самочинних потенціалів. Визначення границі водонафтового та газодляного контактів за результатами більшості нейтронних методів базується на аномальних нейтронних властивостях хлору, який вміщується у пластових водах. Такий ефект характерний для всіх теригенних відкладів, не залежно в якому тектонічному блоці, а також у межах родовища де вони знаходяться. Однак при цьому необхідно отримати еталонні покази нейтронних досліджень напроти водоносних,

газоносних та нафтоносних пластів. Також потрібно відзначити, що імпульсні нейтронні методи, зокрема імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК) характеризується значно більшою чутливістю до вмісту хлору в породах і дозволяє визначити положення ВНК та ГВК в розрізі де має місце мінералізація пластових вод 40-50 г/л, а в окремих випадках 20-30 г/л [Allen, et al., 1991; Coates, et al., 1999; Fedoryshyn, et al., 2014].

### Висновки

Таким чином за результатами нейтронних методів можна отримати найбільш достовірну діагностичну інформацію про характер насичення пласта, коефіцієнта газонафтонасичення, а також проводити моніторинг динаміки зміни положення ГВК і ВНК. За отриманими даними можна передбачити і запобігти ризику обводнення продуктивних порід-колекторів..



**Рис. 3.** Геолого-геофізичний розріз східної частини північного покладу Харампурського родовища [Серженя, 2007].

### Список літератури

- Красножон М. Д., Козаченко В. Д. Комплексна інтерпретація матеріалів ГСВ з використанням комп'ютерної техніки «Геопошук». Київ, УкрДГРІ
- Крупський Ю. З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України. Київ: УкрДГРІ. 2001. 144 с.
- Серженя О. В. Науково-методичні засади оцінки характеру насичення пластів і положення газонафтового контакту з використанням геоелектричної моделі присвердловинної зони (на прикладі нафтогазоконденсатних родовищ Західно-Сибірської нафтогазоносної провінції): дис... канд. геол. наук: 04.00.22; Івано-Франківський національний технічний ун-т нафти і газу. Івано-Франківськ, 2007.
- Савостьянов В. А. Исследования в открытом стволе нефтяных и газовых скважин. М.: Недра. 1984. 227 с.
- Таужнянский Г. В., Румак Н. П., Селиванова Е. Е. Расчетный способ определения критического удельного сопротивления для разделения коллекторов по характеру насыщенности. НТБ: Каротажник. Тверь: Изд. АИС. 2003. № 102. С. 121–125.
- Федоришин Д. Д., Федашин В. О. Федорів, В. В. Нові дані про радіоактивність сарматських відкладів газових родовищ Більче-Волицької зони. *Геологія і геохімія горючих копалин*. Львів, 2002. № 4. С. 71–76.
- Федоришин, Д. Д., Серженя О. В., Васирина Р. М. Нові можливості щодо визначення геоелектричної моделі пластів-колекторів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2004. № 3. С. 91–97.
- Федоришин, Д. Д., Витвицька М. М. Контроль за зміною положення ВНК і ГВК з метою запобігання обводненню продуктивних пластів у процесі розробки родовищ. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2010. № 1. С. 23-28.
- Allen, D., Auzeais, F., Dussan, E., Goode P, Ramakrishnan T. S, Schwartz L, Wilkinson, D, Fordham, E, Hammond, P, & Williams R. (1991). Invasion revisited. *Oilfield Review*, Summe, 10-23.
- Coates, G. R., Xiao, L., & Prammer, M. G. (1999). *NMR logging: principles and applications* (Vol. 234). Houston: Haliburton Energy Services.
- Dunn, K. J., Bergman, D. J., & LaTorraca, G. A. (Eds.). (2002). *Nuclear magnetic resonance: Petrophysical and logging applications* (Vol. 32). Elsevier.
- Fedoryshyn D. D., Trubenko O. M., Fedoryshyn S. D., Gromiak O. A., Piatkovska I. O. Method of determining the coefficient of residual water saturation in polymictic sandstones (an example of Dnieper-Donets basin fields). *Scientific bulletin of north university centre of Baia Mare*, 2014, vol.28, no.1, pp. 51-59

D. D. FEDORYSHYN, O. M. TRUBENKO, I. O. PIATKOVSKA, S. D. FEDORYSHYN

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, 15 Karpatska St., Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine, ph. +38(034)2727180, e-mail geotom@nung.edu.ua

#### IMPROVEMENT IN THE COMPLEX OF STUDYING THE DYNAMICS CHANGES IN WATER-OIL CONTACT (WOC) AND GAS-WATER CONTACT (GWC) USING RESULTS OF NEUTRON AND ELECTRIC METHODS

The purpose of this work is to substantiate the optimal complex geological and geophysical studies of filtration and capacitive characteristics of reservoir rocks with difficult geological cross-sections in order to prevent the flooding of productive layers and monitor the dynamics of change for water-oil and gas-water contacts. **Methodology.** The research methodology consists of the analysis and generalization from results of geological and geophysical studies of oil and gas geological deposits; construction petrophysical interconnections permeability coefficients with the coefficients of granular and absolute porosity at the gas and gas condensate deposits in Saratian tiers gas and gas-condensate deposits; substantiation of the reflection of high permeable rocks from the results of geophysical complex studies; determination of current values for gas-water contacts (GWC), and determination of oil-and-gas extraction coefficients. **Results.** By results of neutron methods it is possible to obtain the most reliable diagnostic information about the nature of reservoir saturation, gas saturation coefficients, and also to monitor the dynamics of changes in the position of the GWC and WOC. According to the obtained data, it is possible to predict and prevent the risk of flooding in productive rocks. **Scientific novelty.** For the first time, the relationship between the distribution of water saturation coefficient reservoir rocks and the equilibrium of capillary and gravitational forces in geological sections gas fields and hydrocarbons division into separate zones. In addition, the petrographic dependences of critical values of water saturation coefficient ( $K_s^*$ ) were obtained from the coefficient of porosity in Jurassic and Neogene deposits. **Practical value.** The obtained scientific results allow the restudy of the stage of deposits within the open oil and gas fields to determine with a great degree of reliability the dynamics of changes in water-oil and gas-water contacts.

*Key words:* flooding of productive rocks; water-oil contact; gas-water contact; neutron method.

Надійшла 25.03.2019 р.