УДК 550.552.53.553
DOI: http://doi.org/10.17721/1728-2713.91.02

О. Карпенко, д-р геол. наук, проф.,
E-mail: karpenko.geol@gmail.com,
Київський національний університет імені Тараса Шевченка,
ННІ "Інститут геології", вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, Україна;
В. Соболь,
E-mail: vasyl.sobol@dkz.gov.ua,
Державна комісія України по запасах корисних копалин;
М. Миронцов, д-р фіз.-мат. наук, ст. наук. співроб.,
E-mail: myrontsov@ukr.net,
Інститут телекомунікацій і глобального інформаційного простору НАН України;
І. Карпенко, канд. геол. наук,
E-mail: sharanskiy@gmail.com,
Національна акціонерна Компанія "Нафтогаз України"

АНАЛІЗ ВПЛИВУ ГЕОЛОГІЧНИХ ЧИННИКІВ НА ГЛИБИНУ ЗОНИ ПРОНИКНЕННЯ ФІЛЬТРАТУ ПРИ ПЕРВИННОМУ РОЗКРИТТІ ГРАНУЛЯРНИХ КОЛЕКТОРІВ ЗА ДАНИМИ ГДС

(Представлено членом редакційної колегії канд. геол. наук, ст. наук. співроб. І.М. Безродною)

Розглянуто можливості використання даних геофізичних досліджень свердловин для виявлення факторів геологічної природи, які впливають на формування зони проникнення фільтрату промивної рідини при бурінні нафтогазових свердловин. Використано дані електричного каротажу зондами різного розміру та різних типів для адекватного розрахунку відносного діаметра зони проникнення. Для аналізу відібрано п'ять свердловин з газоконденсатного родовища. Теригенний розріз свердловин представлений чергуванням аргілітів, алевролітів і пісковиків. Породи-колектори – гранулярного типу; обрано для аналізу пласти з товщинами від 3,4 до 18,2 м. За результатами статистичного аналізу (кластерний і факторний аналізи) виявлено три групи порід, характерними ознаками яких є суттєві відмінності у величинах зони проникнення, товщини пластів, а також коефіцієнтів пористості й газонасичення. Установлено, що для теригенних розрізів з породами-колекторами гранулярного типу (серпуховський ярус) для одного родовища на прикладі п'яти свердловин існує максимальна пряма кореляція між величиною відносного діаметра зони проникнення і товщиною пласта. Проведені дослідження дозволяють робити прогнозні оцінки щодо наближених розподілів діаметрів зони проникнення в теригенних розрізах у разі безаварійного буріння з дотриманням технологічних умов проводки свердловин.

Ключові слова: порода-колектор, геофізичні дослідження свердловин, зона проникнення, кластерний аналіз, відносний діаметр, питомий електричний опір, коефіцієнт пористості.

Постановка проблеми. Якість первинного розкриття пласта є одним із ключових моментів успішного освоєння свердловини і, як результат – отримання максимально можливих дебітів нафти або газу, виявлення нових покладів вуглеводнів у пошукових або розвідувальних свердловинах. Наявність великих зон проникнення фільтрату промивної рідини суттєво впливає на ефективність пошуково-розвідувальних робіт, може бути причиною пропусків продуктивних пластів як на етапі геологічної інтерпретації каротажних матеріалів, так і за результатами випробувань виявлених об'єктів. Численні теоретичні та лабораторні дослідження свідчать, що промивна рідина на водяній основі, яка використовується під час розкриття пласта, у більшості випадків знижує природну проникність пористого середовища. Лабораторні дослідження кернів указують, що коефіцієнт проникності гірської породи зазвичай зменшується на 15–60 % *(Гиматудинов, 1974)*. Слід зазначити, що ці дані стосуються абсолютної проникності. При заповненні порового простору зони проникнення в присвердловинній зоні фільтратом промивної рідини (у подальшому – просто фільтратом) значення фазової проникності для нафти або газу можуть зменшуватись ще більше. Одним із найбільш суттєвих процесів взаємодії промивної рідини з гірськими породами під час їхнього розкриття є фільтрація, яка визначає явище поглинання промивної рідини і нафтогазоводопроявлення, глинизацію стінок свердловини (утворення глинистої кірки), кольматацію присвердловинної зони порід-колекторів, суфозію у фільтраційній зоні свердловини під час виклику припливу і подальшої експлуатації, розущільнення і набухання глинистих мінералів і багато інших процесів, які суттєво впливають на якість закінчення свердловини. На величину зони проникнення впливають чинники як природного, так і технологічного характеру. Щодо технологічних особливостей впливу на діаметр і характеристики зони проникнення, то однозначно віддають перевагу фізико-хімічним властивостям промивної рідини, величині репресії на пласт і тривалості процесу розкриття пласта-колектора. Репресія на пласт може створюватись як під дією стовбура промивної рідини, так і завдяки імпульсним надлишковим тискам під час спуску бурового інструмента, зміні режиму роботи бурових насосів. Природні фактори також призводять до формування різних за величиною зон проникнення в пластах-колекторах. Установлення розмірів зони проникнення, вивчення її особливостей є вкрай важливим завданням, яке пов'язано з обранням правильної технології освоєння свердловини, інтенсифікації видобутку та зменшення ризиків пропусків продуктивних об'єктів. Причому однозначну перевагу тут віддають методам промислової геофізики.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Дослідженням зони проникнення фільтрату в колектор, визначенням ступеня засмічування присвердловинної зони пластів присвячено велику кількість публікацій, наукових робіт і розробок, що є свідченням актуальності та важливості цієї теми *(Ягафаров та ін., 2010; Бойко, 2010)*. За даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС) найбільш точно діаметр зони проникнення ($D_{зп}$) визначається методами електрометрії з використанням зондів різного розміру. Теоретичне обґрунтування методики оцінки $D_{зп}$ за даними різноглибинних зондів БКЗ було виконано в 50-х рр. минулого століття Г. Доллем, Л. Альпіним, В. Дахновим, С. Комаровим та ін. Удосконалення визначення електричних параметрів пластів і зони проникнення за даними електрометрії свердловин інтенсивно відбувалося у 80-х рр. минулого століття, коли почали розвиватись ізорезистивні методики комплексної інтерпретації даних зондів електрокаротажу різних типів. Слід зазначити, що значний прогрес щодо достовірності та детальності оцінки радіальних змін фізичних параметрів пластів у присвердловинній зоні розпочався, коли в

© Карпенко О., Соболь В., Миронцов М., Карпенко І., 2020

практику геофізичних досліджень свердловин активно почали впроваджувати багатозондові прилади бокового та індукційного каротажу (для прикладу – апаратура ВІКІЗ) *(Федин, 2001; Myrontsov, 2012, 2019[1], 2019[2])*. Щодо вивчення впливу ємнісно-фільтраційних параметрів пластів-колекторів на розміри та зміни фізичних характеристик зони проникнення фільтрату, то тут також слід відмітити постійний інтерес дослідників до цієї теми. Проте різноманіття літофаціальних особливостей порід, специфіка розподілу пелітової компоненти в продуктивних товщах, структура пустотного простору, мінеральний склад вносять значні корективи щодо оцінки розмірів і неоднорідності зони проникнення як по вертикалі, так і по латералі продуктивних об'єктів *(Ирбэ, 2011; Ахияров, 1975; Таужнянский, 2005)*.

Виділення нерозв'язаних раніше частин загальної проблеми. Формулювання цілей статті. Особливості геологічної будови нафтових і газових родовищ різних регіонів України вимагають від дослідників використовувати різноманітні підходи при оцінці розмірів зони проникнення і можливих негативних наслідків взаємодії фільтрату промивної рідини та інших агентів з гірськими породами в присвердловинних частинах продуктивних пластів. Це неодноразово відмічалося на виробничих нарадах, науково-практичних конференціях різного рівня. За даними ГДС виконують розрахунки для визначення обсягу флюїду, який потрібно вилучити з пласта і лише після цього можна отримувати об'єми вуглеводнів або рухомої порової води, що поза зоною проникнення *(Ирбэ, 2011)*. Аналіз комплексного впливу літологічних, ємнісних і фільтраційних параметрів на формування зони проникнення на родовищах ДДЗ до останнього часу на рівні кількісних розрахунків з використанням результатів геофізичних досліджень не проводився. Дана робота є певною мірою узагальненням результатів досліджень у цьому напрямі для типових розрізів газових родовищ південної прибортової зони ДДЗ.

Геологічні особливості об'єкта дослідження. Вище було наведено перелік основних чинників, які беруть участь у формуванні зони проникнення фільтрату в пласті. Для аналізу, які чинники є головними в конкретному геологічному розрізі родовища або покладі (або в окремому горизонті), слід обрати низку об'єктів, які мали б спільні риси літофаціальних умов формування. У даній статі наведено результати досліджень, одержаних при вивченні розрізів свердловин газоконденсатного родовища. Породи серпуховського ярусу представлені чергуванням аргілітів, алевролітів, пісковиків. Зустрічаються невеликі прошарки кам'яного вугілля. Породи-колектори – пісковики і алевроліти, переважно кварцового складу, але зустрічаються і поліміктові різновиди. Товщини пластів-колекторів змінюються по розрізах свердловин від 0,6 до 18,2 м. Коефіцієнт пористості – від 0,07 до 0,242. Поровий простір – гранулярного типу; практично відсутня тріщинна складова. Такі фаціальні умови є оптимальними для вивчення геологічних закономірностей формування зони проникнення в присвердловинному просторі.

Методичні прийоми та результати досліджень. Зазвичай за даними типового комплексу геофізичних досліджень свердловин, до складу якого входить, як мінімум, метод БКЗ, під час геофізичної інтерпретації визначають, зокрема, параметри зони проникнення – діаметр (відношення $D_{зп}$ до dc – діаметра свердловини) і питомий електричний опір $\rho_{зп}$. Для цього мають виконуватися дві умови: наявність самої зони проникнення та суттєва відмінність значень питомого електричного опору пласта $\rho_п$ і $\rho_{зп}$. Сьогодні широко вживаними способами інтерпретації даних електрометрії є спосіб мінімізації й спосіб "приведених кривих". Власно вони є основними для комплексної інтерпретації даних БКЗ, ІК (у т.ч. ВІКІЗ), БК, МКЗ, потенціал-зонда і МКЗ; що реалізовані в автоматизованому програмному комплексі Геопоиск (Система обробки та інтерпретації промислової геофізичної й суміжній геологічної, петрофізичної та сейсмічної інформації) *(Красножон та ін., 2007)*. Результати такої інтерпретації ($D_{зп}/_{dc}$ і $\rho_{зп}/\rho_п$) наведено на планшеті на рис. 1.

З метою мінімізації впливу мінливості факторів технологічного характеру було підібрано п'ять свердловин з одного родовища за умови відсутності під час буріння в них аварійних ситуацій. Крім того, після проведення інтерпретації в попластовому режимі була виконана фільтрація отриманих даних. Були вилучені з подальшого аналізу дані по пластах товщиною менше 3,4 м. Це було зроблено для запобігання неточності зняття відліків з кривих зондів великих розмірів при частому чергуванні пластів та електричній неоднорідності розрізу. Також для створення максимально однорідної вибірки, з точки зору колекторських властивостей пластів, і наявності тришарових фактичних кривих зондування (ФКЗ) були вилучені з вибірки для аналізу пласти з коефіцієнтом пористості менше за 0,07 і середніми значеннями глинистості більше 0,2. На рис. 2 наведено типовий приклад інтерпретації даних електрометрії за способом мінімізації з типовою тришаровою кривою ФКЗ для пласта товщиною 18,2 м.

Таким чином, із розрізів п'яти свердловин було залишено 40 (із 59) пластів різних товщин і мінливостей як ємнісних характеристик (коефіцієнти пористості $К_п$, глинистості $К_{гл}$ і газонасиченння $К_г$), так і електричних ($\rho_{зп}$ і $\rho_п$). Графіки фактичних розподілів імовірностей значень окремих величин вибірки наведено на рис. 3.

Наведений на рис. 3 розподіл товщин пластів-колекторів відповідає виконаному розчленуванню розрізів газоконденсатних свердловин за комплексом каротажних кривих з урахуванням аномалій як геофізичних "методів пористості і глинистості", так і методів опору. Слід зазначити, що розріз доволі чітко диференційований на кривих комплексу і питань щодо літологічної належності пластів не виникало. Виділяється група потужних пластів пісковиків і алевролітів з товщинами більше 12 м (рис. 3). Усі вони мають добрі колекторські властивості й належать до категорії продуктивних. Як буде показано нижче, діаметри зони проникнення напроти них досягають найбільших значень. Відносний діаметр зони проникнення розподіляється за своїми значеннями на три групи: мінімальні, де радіус проникнення фільтрату в радіальному напрямку не перевищує 0,3–0,5 м (див рис. 3), середні та максимальні (третя група). У третій групі відповідно до наведених розподілів на рис. 3 абсолютні значення радіусів зони проникнення перебувають у межах 1,2–2 м. Це відповідає значенням 14–20 відносних діаметрів зони проникнення $D_{зп/dc}$.

Слід зазначити, що практично єдиним способом оцінки величини зони проникнення фільтрату в пласт є кількісна інтерпретація даних електрокаротажу. Існують методики розрахунків кількості фільтрату, що може проникнути в пласт під час розкриття пласта на глинистому розчині з подальшими оцінками розмірів $D_{зп}$ *(Гиматудинов, 1974; Федин, 2001)*. Проте відсутність інформації про реальний влив колекторських і літологічних властивостей гірських порід на процеси фільтрації суттєво знижують достовірність таких розрахунків. Безумовно, точність визначення діаметра зони проникнення в результаті геофізичної інтерпретації також суттєво залежить від геоелектричних характеристик гірських порід, особливостей інтерференції сигналів від сусідніх пластів і від диференційних характеристик зондів елекрокаротажу різних типів. Суттєвий вплив на результати інтерпретації, який складно оцінити та передбачити, відбувається внаслідок анізотропії та вертикальної мінливості питомого електричного опору. Тому для проведення статистичного аналізу всі результати інтерпретації даних ГДС були ретельно перевірені й відібрані лише найбільш достовірні значення.

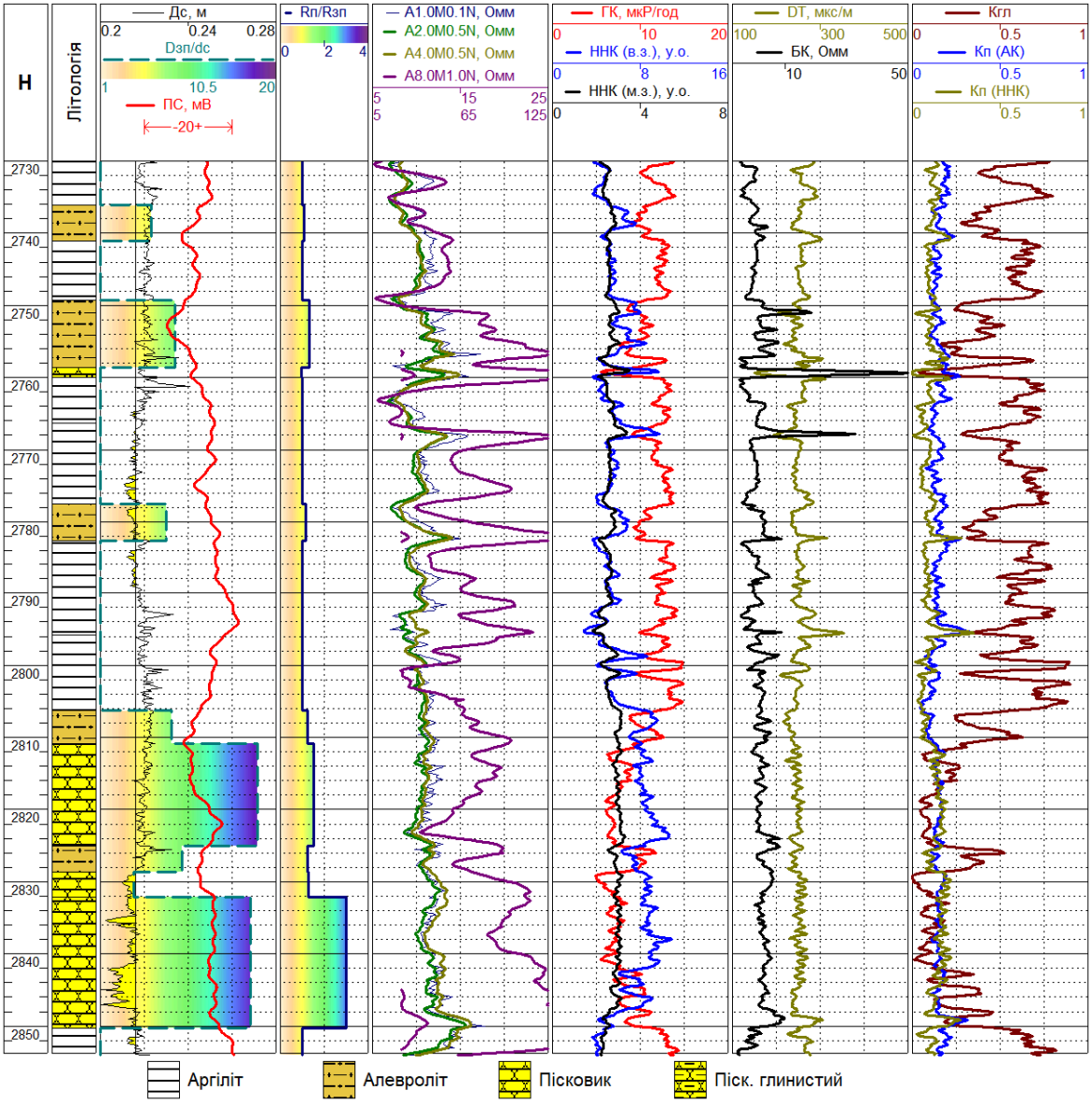

Рис. 1. Результати інтерпретації даних комплексу ГДС у теригенному розрізі свердловини (серпуховський ярус) з метою оцінки ємнісних характеристик пластів і параметрів зони проникнення фільтрату промивної рідини

Пропласток №144 Пісковик h=18.2 м (2832.1-2850.3 м) Dc=0.216 м Rc=1.522 Омм

Имя	L 1/2	Отсчет	Rк/Rc	Rпр/Rc	Lэф/Dc	Rп/Rc	Зонд	%(Rк)	%(Rпр)
КС1	0.45	8.143	5.351	5.519	2.083	13.79	A0.4M0.1N	1%	0%
КС2	1.05	11.58	7.609	6.061	4.861	13.79	A1M0.1N	4%	6%
КС3	2.25	11.08	8.512	6.334	10.42	13.79	A2M0.5N	2%	8%
КС4	4.25	10.19	10.24	6.373	19.68	13.79	A4M0.5N	11%	51%
КС6	16.5	24.6	16.16	16	76.39	13.79	A16M1N	1%	16%
ВК	1.2	7.711	6.002	6.002	6.713	12.05	БК-3	11%	0%
К	1.2	96.57	6.043	6.043	9.161	6.103	6Ф1	1%	8%
ІКR	1.2	26.45			5.556				

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ:
Относит. диаметр зоны Dзп/Dc: 17.2
Сопротивление зоны Rзп: 8.32 Омм
Сопротивление пласта Rп: 20.99 Омм
Сопротивление пласта по ИК: 9.29 Омм
Сопротивление пласта по БК: 18.34 Омм
Сопротивление пласта по БКЗ: 20.99 Омм
Средняя относительная ошибка: 4%

Расчитано методом минимизации

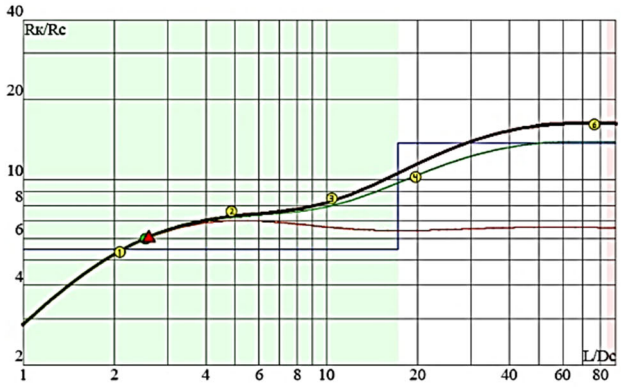

Рис. 2. Приклад інтерпретації тришарової кривої ФКЗ за способом мінімізації в середовищі Геопоиск з визначенням геоелектричних характеристик пласта і зони проникнення

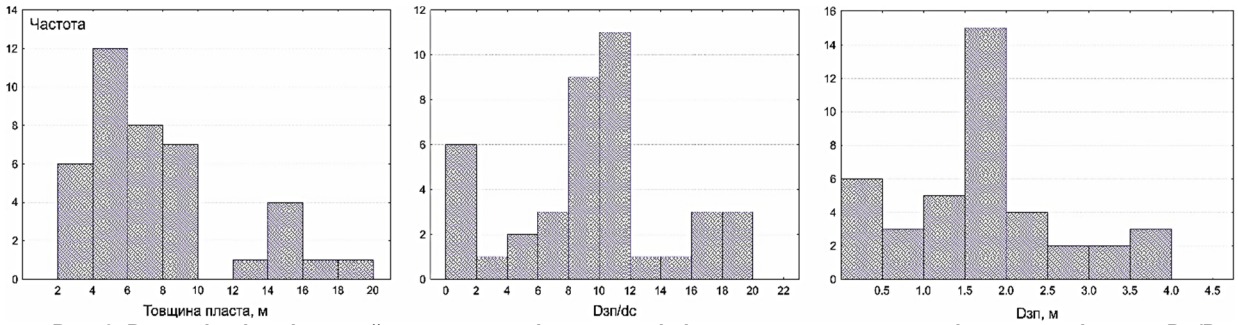

Рис. 3. Розподіли імовірностей товщин пластів-колекторів і розрахованих значень відносного діаметра $D_{зп}/D_п$ та абсолютних значень діаметра $D_{зп}$ зони проникнення по пєсяти свердловинах для теригенної частини розрізу серпуховського ярусу

На даному етапі досліджень було недоцільним шукати кількісні регресійні зв'язки між окремими характеристиками порід і діаметром зони проникнення. Занадто великий вплив існує тут від мінливості технологічних умов розкриття пластів, які суттєво ослаблюють можливі кореляційні зв'язки. Для виявлення основних факторів, які визначають глибину проникнення фільтрату промивної рідини, спочатку був задіяний факторний аналіз із застосуванням методу головних компонент. Його завданням було виявленя основних чинників впливу та відсіяння другорядних. Після численних спроб оптимізувати набір літолого-петрофізичних параметрів у вибірці для аналізу були виділені такі (див. табл. 1): $D_{зп/dc}$, h (товщина пласта), $К_п$, $К_{гл}$, $К_г$. Параметр відносної глинистості $К_{гл}/(К_п + К_{гл})$ дублює інші ємнісні характеристики та, як з'ясувалося, є доволі складним при якісному тлумаченні отриманих результатів.

Таблиця 1

Матриця значень факторних навантажень при застосуванні методу головних компонент для аналізу вибіркових даних з досліджуваних свердловин

	Фактор 1	Фактор 2	Фактор 3	Фактор 4	Фактор 5
h	**0,77***	0,44	0,18	0,29	0,31
$D_{зп/dc}$	**0,74**	0,52	–0,24	–0,04	–0,34
$К_{гл}$	–0,30	**0,61**	0,63	–0,37	–0,01
$К_п$	0,42	**–0,57**	0,65	0,20	–0,18
$К_г$	**0,70**	–0,43	–0,06	–0,55	0,13
Навантаження	0,38	0,27	0,18	0,11	0,05

**Жирним шрифтом виділено суттєві значення факторних навантажень (коефіцієнтів)*

Доволі чітко простежується в першому найбільш значущому факторі прямий взаємозв'язок між товщиною, відносним діаметром зони проникнення та коефіцієнтом газонасичення порід. Також помітний прямий вплив величини пористості колекторів на збільшення діаметра $D_{зп/dc}$. Між коефіцієнтами пористості та глинистості тут існує від'ємна залежність (див. Фактори 1, 2), що є доволі частим явищем для гранулярних теригенних колекторів. У першому факторі (або компоненті), як було сказано, виявляється прямий взаємозв'язок між перерахованими значущими параметрами і коефіцієнтом газонасичення $К_г$. Коефіцієнт максимального газонасичення в гранулярних колекторах значною мірою залежить від величини залишкової (зв'язаної) води, яка в свою чергу є функцією адсорбційних властивостей породи, що контролюється (в основному) розміром пор, глинистістю та ступенем гідрофобності. Збільшення пористості, зменшення глинистості, як правило, призводить до зменшення коефіцієнта залишкового водонасичення та відповідно – до збільшення нафтогазонасичення породи. Що ми й бачимо в результаті аналізу факторних навантажень у табл. 1 (Фактор 1). Поліпшення колекторських умов у потужних пластах з найбільшою товщиною приводить до збільшення глибини проникнення фільтрату в них. Для підкріплення таких висновків був застосований інший метод математичної статистики – кластерний аналіз, якій допомагає за формальними ознаками виділити декілька груп (кластерів), в яких спостережні об'єкти (пласти) оптимально згруповані за певними правилами.

У табл. 2 наведено результати кластерного аналізу багатовимірної вибірки, яка була розглянута при проведенні факторного аналізу.

Кластерний аналіз дозволив установити дуже важливі закономірності, характерні для даного типу колекторів. Висновки, які були зроблені під час інтерпретації даних методу головних компонент, підтверджуються даними, наведеними в табл. 2. Дуже високі розміри зони проникнення, у середньому 17,8 $D_{зп/dc}$, характерні для потужних пластів пісковиків з найбільш високими значеннями пористості (у середньому 0,15) і коефіцієнта газонасичення – 0,69 у середньому. Тобто підтверджується попередньо зроблений висновок, що найбільш глибоке проникнення фільтрату відповідає газонасиченим пластам з найкращими колекторськими властивостями і значної товщини.

Таблиця 2

Результати проведення кластерного аналізу з метою виділення окремих груп порід за комплексом ознак – середні значення параметрів по кластерах

	Кластер 1	Кластер 2	Кластер 3
h	6,7	**5,2**	**15,6**
$D_{зп/dc}$	10,6	**3,7**	**17,8**
$К_{гл}$	0,10	0,12	0,11
$К_п$	0,12	0,14	0,15
$К_г$	0,60	**0,57**	**0,69**
Об'єм вибірки	22	12	6

Найгірші умови для формування зони проникнення – у пластах відносно невеликої товщини (у середньому 3,8 м), де глинистість найбільш висока серед інших груп колекторів, а коефіцієнт газонасичення найменший – у середньому всього 0,57, що є ознакою погіршення фільтраційних властивостей і збільшення вмісту залишкової води. Зроблені висновки за даними нейтрального щодо суб'єктивного втручання статистичного методу аналізу є важливими і знаходяться певною мірою у невідповідності із загальноприйнятими уявленнями про розподіл зон проникнення в колекторах (*Ахияров, 1975*). Достатньо часто серед дослідників і фахівців з розробки нафтогазових родовищ існує думка, що напроти колекторів з великими значеннями коефіцієнтів пористості й проникності утворюються невеликі зони проникнення. Найбільші $D_{зп/dc}$ – напроти колекторів з підвищеною глинистістю, відносно малою пористістю, де у формуванні зони проникнення беруть участь капілярні сили тонких пор *(Федин, 2001; Ягафаров та ін., 2010)*. Правда, є думка, яка підтверджується розрахунками *(Гиматудинов, 1974; Федин, 2001)*, що глиниста кірка, яка утворюється напроти "якісних" колекторів на стінці свердловини, виконує роль осмотичного насосу і сприяє збільшенню діаметра зони проникнення фільтрату.

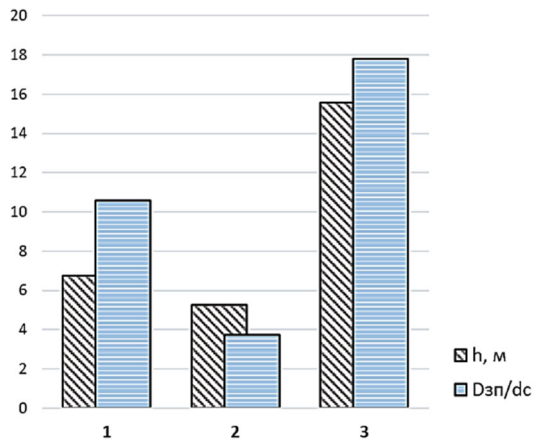

Рис. 4. Порівняльний розподіл середніх значень товщини і відносного діаметра зони проникнення залежно від номера виділеної групи пластів-колекторів. На осі абсцис указано номери груп / кластерів

На рис. 4 наведено порівняльний розподіл характерних середніх значень відносного діаметра зони проникнення і товщин пластів-колекторів по виділених трьох групах порід. Тут доволі яскраво виявляється основна закономірність – кореляція між двома характеристиками. Інші розглянуті параметри також перебувають у певній залежності від обраного класу порід і цілком закономірно визначають класність колекторів.

Висновки. Створення зони проникнення фільтрату промивної рідини в присвердловинному просторі після розкриття пласта при бурінні нафтогазової свердловини призводить до проблем під час діагностики порід за даними ГДС з метою виділення продуктивних об'єктів. Також ускладняються умови для якісного проведення випробовування пластів, отримання реальних припливів вуглеводнів і під час освоєння свердловини. Методами промислової геофізики можливо отримати достовірну інформацію не лише про колекторські властивості порід розрізу, а й про геометричний розмір і параметри зони проникнення. З найменшими похибками визначається діаметр зони проникнення напроти пластів великої товщини та за умови значної різниці між значеннями питомого опору зони проникнення і незмінної частини пласта.

За результатами проведеного статистичного аналізу (кластерний і факторний аналізи) репрезентативної вибірки виявлено три групи порід, характерними ознаками яких є суттєві відмінності у величинах зони проникнення, товщини пластів, а також коефіцієнтів пористості й газонасичення. Установлено, що для теригенних розрізів з породами-колекторами гранулярного типу (серпуховський ярус) для одного родовища на прикладі п'яти свердловин існує максимальна пряма кореляція між величиною відносного діаметра зони проникнення і товщини пласта. Причому різке збільшення діаметра $D_{зп/dc}$ спостерігається для потужних пластів із середніми значеннями товщини 15,6 м. Для таких пластів також характерним є підвищені значення коефіцієнтів пористості й максимальні – коефіцієнта газонасичення. Проведені дослідження дозволяють робити прогнозні оцінки щодо наближених розподілів діаметрів зони проникнення в теригенних розрізах у разі безаварійного буріння з дотриманням технологічних умов проводки свердловин.

Подальші дослідження в цьому напрямі слід також пов'язувати з теригенними розрізами родовищ нафти і газу, які розташовані на різних глибинах і належать до різних літофаціальних умов формування *(Рибалка, Карпенко, 2016; Вижва та ін., 2014)*. Дуже важливим, на думку авторів, є дослідження розподілів зони проникнення в ущільнених колекторах *(Михайлов, Карпенко, 2020)*. Власне з такими колекторами пов'язані певні перспективи нарощування запасів нафти і газу в Україні. Виявлення ущільнених нафтогазонасичених порід-колекторів, діагностика продуктивних колекторів на великих глибинах, за даними каротажу, ускладняються внаслідок недосконалості інтерпретаційних підходів, відсутності надійних інтерпретаційних моделей для певних типів порід. Тому врахування прогнозних оцінок розмірів і параметрів зони проникнення в різних типах колекторів сприятиме підвищенню достовірності геофізичних висновків щодо продуктивності розрізів, зменшенню ризиків пропущення перспективних і нафтогазонасичених пластів/об'єктів.

Список використаних джерел

Ахияров, В.Х. (1975). Особенности образования зоны проникновения и ее влияние на характеристику коллекторов в терригенном разрезе Западно-Сибирской равнины. Тюмень. *Труды ЗапСибНИГНИ*, 106, 151–162.

Бойко, В.С. (2004). Розробка та експлуатація нафтових родовищ. К. : Реал-Принт, 695 с.

Вижва, С.А., Михайлов, В.А., Онищук, Д.І., Онищук, І.І. *(2014). Петрофізичні параметри порід, перспективних на сланцевий газ (ділянки східного сектору Дніпровсько-Донецької западини).* Геофизический журнал, *36, 1, 145–157.*

Гиматудинов, Ш.К. (1974). Справочная книга по добыче нефти. М. : Недра, 704 с.

Ирбэ, В.А. (2011). Изучение разноудаленных от стенки скважины коллекторов с водами неодинаковой минерализации, определяемой в лабораториии и по данным ГИС. *Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа, 22.*

Красножон, М.Д., Косаченко, В.Д., Тульчинский, В.Г., Тульчинский, П.Г. (2007). Развитие технологии "Геопоиск" для изучения нефтегазовых и рудных месторождений. *Каротажник*, 2(155), 50–67.

Михайлов, В., Карпенко, О. (2020). Перспективи нетрадиційної нафтогазоносності Південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського національного університету. Геологія,*1(88), 53–60.

Рибалка, С., Карпенко, О. (2016). Колекторські властивості теригенних порід на великих глибинах центральної частини Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського національного університету. Геологія,* 1(72), 56–59.

Таужнянский, Г.В. (2005). Современное состояние петрофизического и интерпретационного обеспечения определения подсчетных параметров месторождений нефти и газа Тюменской области. *Геофизика,* 4, 25–28.

Федин, К.Л. (2001). Экспериментальные исследования процесса образования зоны проникновения в коллекторах нефти и газа и пути повышения эффективности ГИС: на примере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. *Дис. … канд. геол.-минералог. наук*. М., 132 с.

Ягафаров, А.К., Клещенко, И.И., Зозуля, Г.П. и др. (2010). Разработка нефтяных и газовых месторождений. Тюмень: ТюмГНГУ, 396 с.

Myrontsov, M.L. (2012). A new method and program for multiprobe electric logging quantitative interpretation. *11th International Conference: Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects*. *Extended Abstracts*.

Myrontsov, M.L. (2019[1]). The problem of equivalence in inverse electrometry problems of oil and gas wells.*18th International Conference : Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects*. *Extended Abstracts*.

Myrontsov, M.L. (2019[2]). Solution of the inreverse problem of electrometry oil and gas wells (on the example of the BKZ + BK + IK complex).*18th International Conference: Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects. Extended Abstracts*.

Reference

Akhiyarov, V.Kh. (1975). Features of the formation of the invaded zone and its influence on the characteristics of reservoirs in the terrigenous section of the West Siberian Plain. Tyumen. *Proceedings of ZapSibNIGNI*, 106,151–162.

Boyko, V.S. (2004). Development and operation of oil fields. K. : Real-Print.

Fedin, K.L. (2001). Experimental studies ofinvaded zone formation in oil and gas reservoirs and ways to improve the efficiency of well logging: on the example of the Timan-Pechora oil and gas province. *Thesis... Cand. Geol.-Min. Sci*. M.

Gimatudinov, Sh.K. (1974). Reference book on oil production. M. : Nedra.

Irbe, V.A. (2011). Study of reservoirs at different distances from the borehole wall with waters of unequal mineralization, determined in the laboratory and according to well logging data. *Bulletin of the subsoil user of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug*, 22.

Krasnozhon, M.D., Kosachenko, V.D., Tulchinsky, V.G., Tulchinsky, P.G. (2007). Development of the Geopoisk technology for studying oil and gas and ore deposits. *Karotaznik*, 2 (155), 50–67.

Mykhailov, V., Karpenko, O. (2020). Prospects for non-traditional oil and gas potential of the Southern on-board zone of the Dnieper-Donets basin. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology,* 1 (88), 53–60.

Myrontsov, M.L. (2012). A new method and program for multiprobe electric logging quantitative interpretation.*11th International Conference: Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects. Extended Abstracts*.

Myrontsov, M.L. (2019[1]). The problem of equivalence in inverse electrometry problems of oil and gas wells.*18th International Conference: Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects. Extended Abstracts*.

Myrontsov, M.L. (2019[2]). Solution of the inreverse problem of electrometry oil and gas wells (on the example of the BKZ + BK + IK complex).*18th International Conference: Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects. Extended Abstracts*.

Rybalka, S., Karpenko, O. (2016).Reservoir properties of terrigenous rocks at great depths of the central part of the Dnieper-Donetsdepression. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology,* 1 (72), 56–59.

Tauzhnyanskiy, G.V. (2005). The current state of petrophysical and interpretation support for determining the estimated parameters of oil and gas fields in the Tyumen region. *Geophysics*, 4, 25–28.

Vyzhva, S.A., Mikhailov, V.A., Onishchuk, D.I., Onishchuk, I.I. (2014). Petrophysical parameters of rocks promising for shale gas (areas of the Eastern sector of the Dnieper-Donets basin). *Geophysical Journal*, 36, 1, 145–157.

Yagafarov, A.K., Kleschenko, I.I., Zozulya, G.P. et al. (2010). Development of oil and gas fields. Tyumen: TyumGNGU.

Надійшла до редколегії 02.09.2020

O. Karpenko, Dr.Sci. (Geol.),Prof.,
E-mail: karpenko.geol@gmail.com,
Taras Shevchenko National University of Kyiv,
Institute of Geology, 90 Vasylkivska Str., Kyiv, Ukraine, 03022;
B. Sobol, Email: vasyl.sobol@dkz.gov.ua,
State Commission of Ukraine on Mineral Reserves;
M. Myrontsov, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Senior Researcher,
E-mail: myrontsov@ukr.net,
Institute of Telecommunications and Global Information Space of the National Academy of Sciences of Ukraine;
I. Karpenko, PhD (Geol.),
E-mail: sharanskiy@gmail.com,
National Joint Stock Company "Naftogaz of Ukraine"

ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF GEOLOGICAL FACTORS ON THE DEPTH OF THE FILTRATE INVADED ZONEAT THE PRIMARY DISCLOSURE OF GRANULAR RESERVOIRS ACCORDING TO THE WELL-LOGGING DATA

Possibilities of using the well-logging data for revealing the factors of the geological nature that influence the formation of invaded zone of a drilling mud filtrate at oil and gas wells drilling are considered. Electrical logging data were used with probes of different sizes and different types for adequate calculation of the relative diameter of the invaded zone. 5 wells from the gas condensate field were selected for analysis. The terrigenous section of the wells is represented by the alternation of argillites, siltstones and sandstones. Rocks reservoirs of granular type; the layers with thicknesses from 3,4 to 18,2 m were selected for analysis. The results of statistical analysis (cluster and factor analyzes) revealed 3 groups of rocks, the characteristic features of which are significantly differentfrom the invaded zone, layer thickness and porosity and gas saturation coefficients. It is established that for terrigenous sections with reservoir rocks of granular type (Serpukhovian) for one field on the example of 5 wells there is a maximum direct correlation between the value of the relative diameter of the invaded zone and the thickness of the layers. The conducted researches allow making prognostic estimations concerning the approximate distributions of diameters of an invaded zone in terrigenous cuts in case of accident-free drilling with observance of technological conditions.

Keywords: reservoir rock, well logging, invaded zone, cluster analysis, relative diameter, electrical resistivity, porosity coefficient.

А. Карпенко, д-р геол. наук, проф.,
E-mail: karpenko.geol@gmail.com,
Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко
УНИ "Институт геологии", ул. Васильковская, 90, г. Киев, 03022, Украина;
В. Соболь, E-mail: vasyl.sobol@dkz.gov.ua,
Государственная комиссия Украины по запасам полезных ископаемых;
Н. Миронцов, д-р физ.-мат. наук, ст. науч. сотр.,
E-mail: myrontsov@ukr.net,
Институт телекоммуникаций и глобального информационного пространства НАН Украины;
И. Карпенко, канд. геол. наук,
E-mail: sharanskiy@gmail.com,
Национальная акционерная компания "Нафтогаз Украины"

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ГЛУБИНУ ЗОНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ ФИЛЬТРАТА ПРИ ПЕРВИЧНОМ ВСКРЫТИИ ГРАНУЛЯРНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ГИС

Рассмотрены возможности использования данных геофизических исследований скважин для выявления факторов геологической природы, влияющих на формирование зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости при бурении нефтегазовых скважин. Использованы данные электрического каротажа зондами различных размеров и типов для адекватного расчета относительного диаметра зоны проникновения. Для анализа отобраны пять скважин газоконденсатного месторождения. Терригенный разрез скважин представлен чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Породы-коллекторы – гранулярного типа; отобраны для анализа пласты с толщинами от 3,4 до 18,2 м. По результатам статистического анализа (кластерный и факторный анализы) выявлены три группы пород, характерными признаками которых являются существенные различия в величинах зоны проникновения, толщинах пластов, а также коэффициентов пористости и газонасыщенности. Установлено, что для терригенных разрезов с породами-коллекторами гранулярного типа (серпуховский ярус) для одного месторождения на примере пяти скважин существует максимально прямая корреляция между величиной относительного диаметра зоны проникновения и толщиной пласта. Проведенные исследования позволяют делать прогнозные оценки относительно приближенных распределений диаметров зоны проникновения в терригенных разрезах в случае безаварийного бурения с соблюдением технологических условий проводки скважин.

Ключевые слова: порода-коллектор, геофизические исследования скважин, зона проникновения, кластерный анализ, относительный диаметр, удельное электрическое сопротивление, коэффициент пористости.