

КОЛЕКТОРСЬКІ ВЛАСТИВОСТІ ПОРІД МІОЦЕНУ ПІВНІЧНОБУЛГАНАЦЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА

М.Ю.Нестеренко, П.М.Мельничук

*ЛВ УкрДГРІ, 79000, м. Львів, вул. Міцкевича, 8, тел. (0322) 719117,
e-mail: lv_ukrdgri@polynet.lviv.ua*

*ДАТ “Чорноморнафтогаз”, 95000, м. Сімферополь, пр. Кірова / пров. Совнаркомівський, 52/1,
тел. (0652) 523445, e-mail: office@crimea.ua*

Приведены результаты петрофизических исследований карбонатных коллекторов миоцена, обосновано граничное значение коэффициента газонасыщенности $K_g = 0,4$, прослежено изменение коэффициента извлечения газа от K_g . Для детального изучения на микроуровне пород, как сложных гетерогенных систем, введены параметры: проточность, неоднородность и закрытость поровых каналов, которые служат научной основой дифференциации нефтегазонасыщенности по степени извлечения на активную, трудноизвлекаемую и остаточную составляющие.

The results of Miocene carbonate reservoirs petrophysical researches are cited, boundary value of gas saturation coefficient $K_g = 0,4$ is substantiated, the change of gas recovery coefficient depending on K_g is observed. For rocks detailed study on the microlevel as heterogenous systems are introduced the parameters: flowingness, heterogeneity and closeness of pore channels, which serve as a scientific base for oil and gas saturation differentiation by the degree of recovery on active, recoverable with difficulty and residual components.

Коротка геолого-промислова характеристика об'єкта досліджень

Північнобулганацьке родовище розташоване на однойменній криптодіапіровій структурі, яка знаходиться в приосьовій частині Індоло-Кубанського прогину (південна частина акваторії Азовського моря) (Б.М.Полухтович, С.М.Захарчук, ЛВ УкрДГРІ, 2002).

Продуктивність порід пов'язана з двома пачками чокрак-караганського віку (нижня ІVа і верхня ІVб). За даними випробування свердловини 1 з колекторів пачки ІVа через штуцер діаметром 15,8 мм отримано приплив газу 260 тис.м³/добу, а з пачки ІVб – 103 тис.м³/добу через штуцер діаметром 14 мм. Під час випробування пачки ІVа у свердловині 2 самовиливом одержано приплив пластової води 49 м³/добу, а з пачки ІVб одержано дебіт газу 10,3 тис.м³/добу на штуцері діаметром 5,1 мм.

Породи-колектори представлені вапняками темно-сірими, міцними оолітовими та органічно-детритовими з різним ступенем глинистості. Структура вапняків мікрокристалічна, іноді згустково-грудкувата. Органогенний матеріал представлений залишками форамініфер, іноді зустрічаються уламки макрофауни, залишки водоростей. Умови осадоагромадження вапняків – морські та прибережно-морські (А.В.Іваніна, Н.А.Трофимович, ЛВ УкрДГРІ, 2001).

Пористість вапняків є седиментаційною, каверни мають розмір 0,2-1 мм, іноді досягають 3 мм, тріщини здебільшого субвертикальні, різною мірою заповнені глинистим матеріалом, вторинним кальцитом та бітумом (Є.В.Туркевич, ЛВ УкрДГРІ, 2002.)

Результати досліджень, обґрунтування отриманих результатів

Дослідження проводились на зразках ядра Північнобулганацького родовища: 5 зразків відібрано зі свердловини 1 з інтервалу від 515 до 1105 м, 12 зразків відібрано зі свердловини 2 з інтервалу від 1123 до 1655 м. У випадках, коли це дозволяли геометричні розміри самого ядра, крім циліндрів довжиною 3 см і діаметром 3 см, виготовлялись дублікати зразків з метою вивчення анізотропії фільтраційно-ємнісних властивостей порід.

Методика робіт включала визначення: коефіцієнта абсолютної газопроникності; коефіцієнта відкритої, ефективної і динамічної пористості; коефіцієнта залишкового водонасичення; коефіцієнта вилучення газу; питомого електричного опору водо-і газонасичених порід; параметра пористості; параметра насичення за фіксованих значень коефіцієнта водонасичення; структури порового простору і об'єму нефільтруючих пор; характеру змочування поверхні порових каналів.

Дослідження проводились як в поверхневих умовах, так і в умовах, що моделюють пластові за ефективних тисків від 6 до 20 МПа залежно від глибини залягання порід.

У методичному відношенні роботи виконувалися згідно з загальновідомими рекомендаціями [1], діючими нормативними документами [2–5] та опублікованими науковими працями [6–9].

З метою детального вивчення на мікрорівні структурних параметрів порід нами вперше введено такі показники: коефіцієнт змочування і параметр неоднорідності P . Обидва параметри визначають з кривих капілярного тиску (ККТ).

Під змочуваністю порових каналів (K_a) слід розуміти частку порового об'єму порід-колекторів, зайнятих найбільш активними (динамічними) порами, з яких витіснення флюїдів відбувається без впливу капілярних сил.

Закритість пор (K_3) – це фактично частка об'єму, яку займають нефільтруючі пори і які, як правило, заповнені залишковою водою (величина $1-K_3$ відповідає коефіцієнту нафтогазо-насичення K_{nr}).

Неоднорідність пористого середовища $K_{\Delta p}$ – частка його об'єму, що займають порові канали, в яких ефективність витіснення флюїдів залежить від співвідношення гідродинамічних і капілярних сил та характеру змочування поверхні. При цьому слід відзначити, що

$$K_a + K_{\Delta p} + K_3 = 1.$$

У зв'язку з цим нами введені поняття: параметр неоднорідності ефективний P (відношення частки об'єму пор неоднорідних до динамічних $P = K_{\Delta p} / K_a$) і параметр неоднорідності загалом для породи ($P_{\Sigma} = (K_{\Delta p} + K_3) / K_a$).

За цими показниками вивчалися породи-колектори як гетерогенні порові системи. Даний підхід також дає змогу науково обґрунтовано визначити коефіцієнт нафтогазо-насичення (K_{nr}) і коефіцієнт витіснення нафти чи вилучення газу (β_r) з урахуванням проектних чи фактичних градієнтів тисків, які матимуть місце в процесі розробки покладу (лише за кривими капілярного тиску ККТ, одержаними для кожного зразка керна) без залучення інших петрофізичних параметрів.

Одержані результати робіт зведені у таблицях 1–3 і зображені на рисунках 1–5.

Встановити зв'язки між абсолютною газопроникністю, відкритою пористістю і коефіцієнтом залишкового водонасичення не вдалося через недостатню кількість відібраного керна матеріалу, який був направлений на дослідження. Крім того, в процесі виконання лабораторних робіт найбільш глинисті і слабкоцементовані різновиди порід зруйнувались і визначити окремі параметри виявилось неможливим (Ю.І.Петраш, В.Б.Заланський, ЛВ УкрДГРІ, 2002).

На основі вивчення електричних властивостей порід при насиченні їх моделлю пластової води загальною мінералізацією 40 г/л хлористого натрію встановлено залежності між параметром пористості P_n і коефіцієнтом пористості K_n для глинистих вапняків (рис. 1, шифр 1) у такому вигляді:

$$\begin{aligned} \lg P_n &= 3,38 - 1,81 \lg K_n ; \\ r &= 0,993 ; 1,02\% < K_n < 6,86\% . \end{aligned} \quad (1)$$

Відповідно для вапняків і доломітів середньої ущільненості і щільних (рис. 1, шифр 2, 3) рівняння мають такий вигляд:

$$\begin{aligned} \lg P_n &= 3,85 - 1,94 \lg K_n ; \\ r &= 0,997 ; 1,44\% < K_n < 9,2\% ; \end{aligned} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} \lg P_n &= 4,39 - 2,15 \lg K_n ; \\ r &= 0,992 ; 2,12\% < K_n < 42,9\% . \end{aligned} \quad (3)$$

Залежності між параметром насичення P_n і коефіцієнтом водонасичення K_v (рис. 2) такі:

$$\begin{aligned} \lg P_n &= 4,05 - 1,99 \lg K_v ; \\ r &= 0,946 ; 72,3\% < K_v < 91,5\% . \end{aligned} \quad (4)$$

свердловина 1 Північнобулганацька

$$\begin{aligned} \lg P_n &= 3,94 - 2,00 \lg K_v ; \\ r &= 0,949 ; 36,1\% < K_v < 98,2\% . \end{aligned} \quad (4)$$

Результати капіляриметричних досліджень (А.А.Хома, Г.П.Боднарчук, О.О.Дмишко, ЛВ УкрДГРІ, 2002) послужили основою для визначення коефіцієнта нафтогазо-насичення, ефективної і динамічної пористості, коефіцієнта вилучення газу, змочуваності поверхні та структурних параметрів порових каналів.

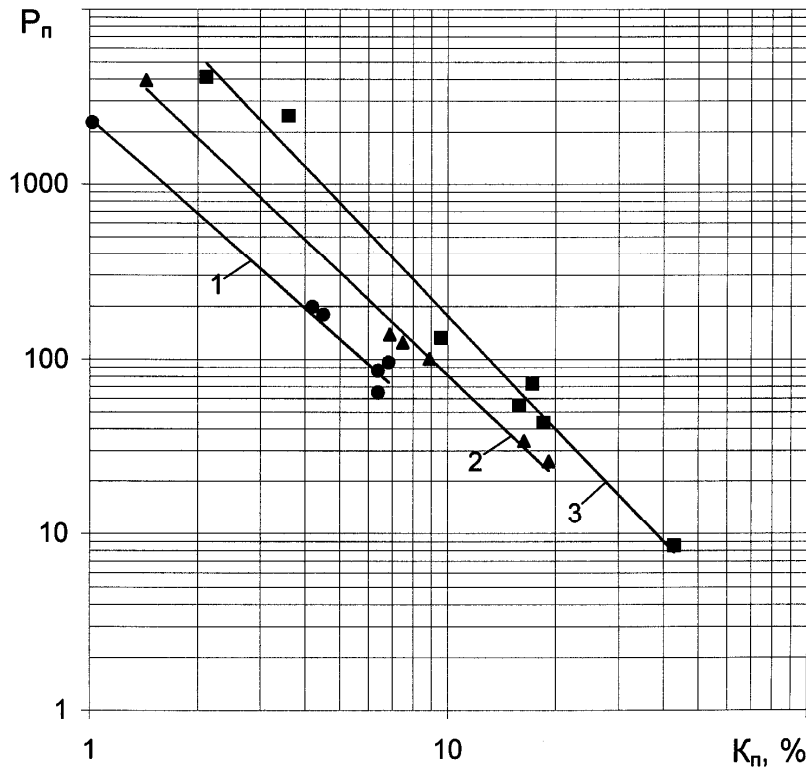
Крайові кути змочування порових каналів, по яких можлива фільтрація газу, змінюються в диференційному вигляді від 86° до 111° , а медіанні – від 87° до 105° , тобто досліджені породи деякою мірою гідрофобізовані, що негативно впливає на процес розробки покладів (більш низькі коефіцієнти вилучення газу порівняно з гідрофільними колекторами).

За результатами хіміко-бітумологічних досліджень (І.Б.Губич, Т.О.Сирота, Б.М.Полухтович та ін. ЛВ УкрДГРІ, 2001) [10] вапняки у свердловині 2 з інтервалу 1123-1163 м мають найвищий ступінь бітумізації органічної речовини (до 87,8%) та переважання нейтральних бітумних компонентів над кислими, що є свідченням наявності значної кількості епігенетичного бітуму і, як наслідок, гідрофобізації поверхні ефективних порових каналів (див. рис. 3).

Зразки порід св.1 Північнобулганацька в інтервалі 1060-1088 м (лабораторні номери 7 і 12), судячи із низьких значень фільтраційно-емнісних параметрів (коефіцієнт відкритої пористості в пластових умовах змінюється від 1,4 до 3,6 %, залишкового водонасичення – 87,3 – 95,6 %) не можуть бути колекторами.

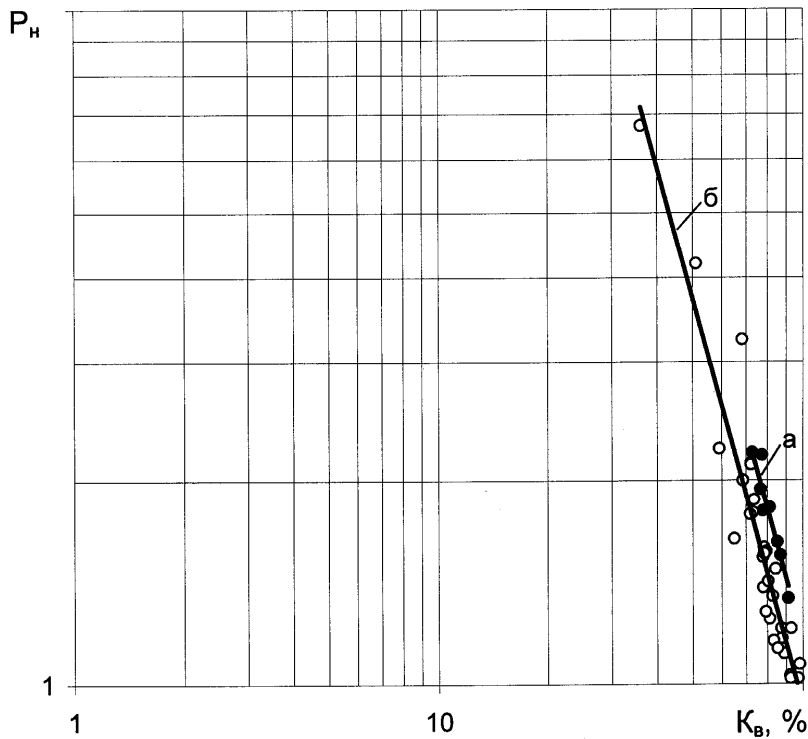
Породи з інтервалу 1123-1128 м св.2 Північнобулганацька (лабораторний номер 4) мають досить високу пористість 15,9-18,6%, незначну проникність – $(0,48-0,64) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, високі значення коефіцієнта залишкового водонасичення 65,9-71,7% і тому не можуть бути колекторами, здатними віддавати газ (коефіцієнт вилучення газу в пластових умовах дорівнює нулю). Очевидно, що величина водонасичення на рівні 60 % є граничною, за якої фазова проникність газу близька до нуля, оскільки динамічна пористість при цьому відсутня.

Досліджений зразок з інтервалу 1128-1133 м свердловини 2 (лабораторний номер 7) має досить значну проникність $33 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, пористість



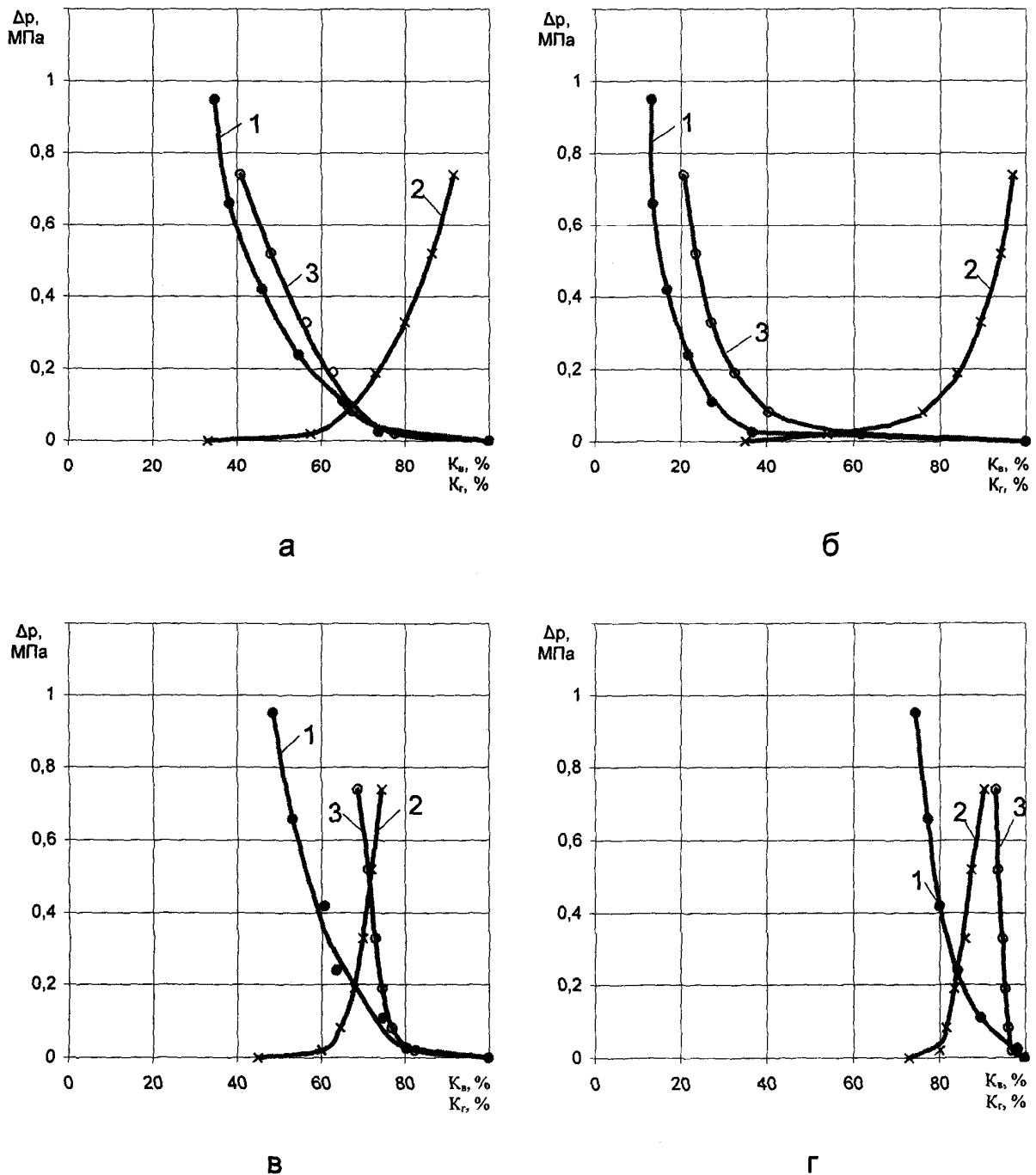
1 – глинисті вапняки; 2 – вапняки і доломіти середньої ущільненості;
3 – вапняки і доломіти щільні

Рисунок 1 — Залежність між параметром пористості (P_n) та коефіцієнтом відкритої пористості (K_n) для карбонатних порід Північнобулганацького родовища



а – свердловина 1; б – свердловина 2

Рисунок 2 — Залежність між параметром насичення (P_n) та коефіцієнтом водонасичення (K_v) для карбонатних порід Північнобулганацького родовища



1 – водонасичений зразок; 2 – зразок із залишковою водою і донасичений газом; 3 – газонасичений зразок; а – зразок 7-2; б – зразок 13-2; в – зразок 19-2; г – зразок 22-2 (фільтраційно-ємнісні властивості порід див. в таблиці 1)

Рисунок 3 — Типові залежності флюїдонасичення від перепаду тиску нагнітання

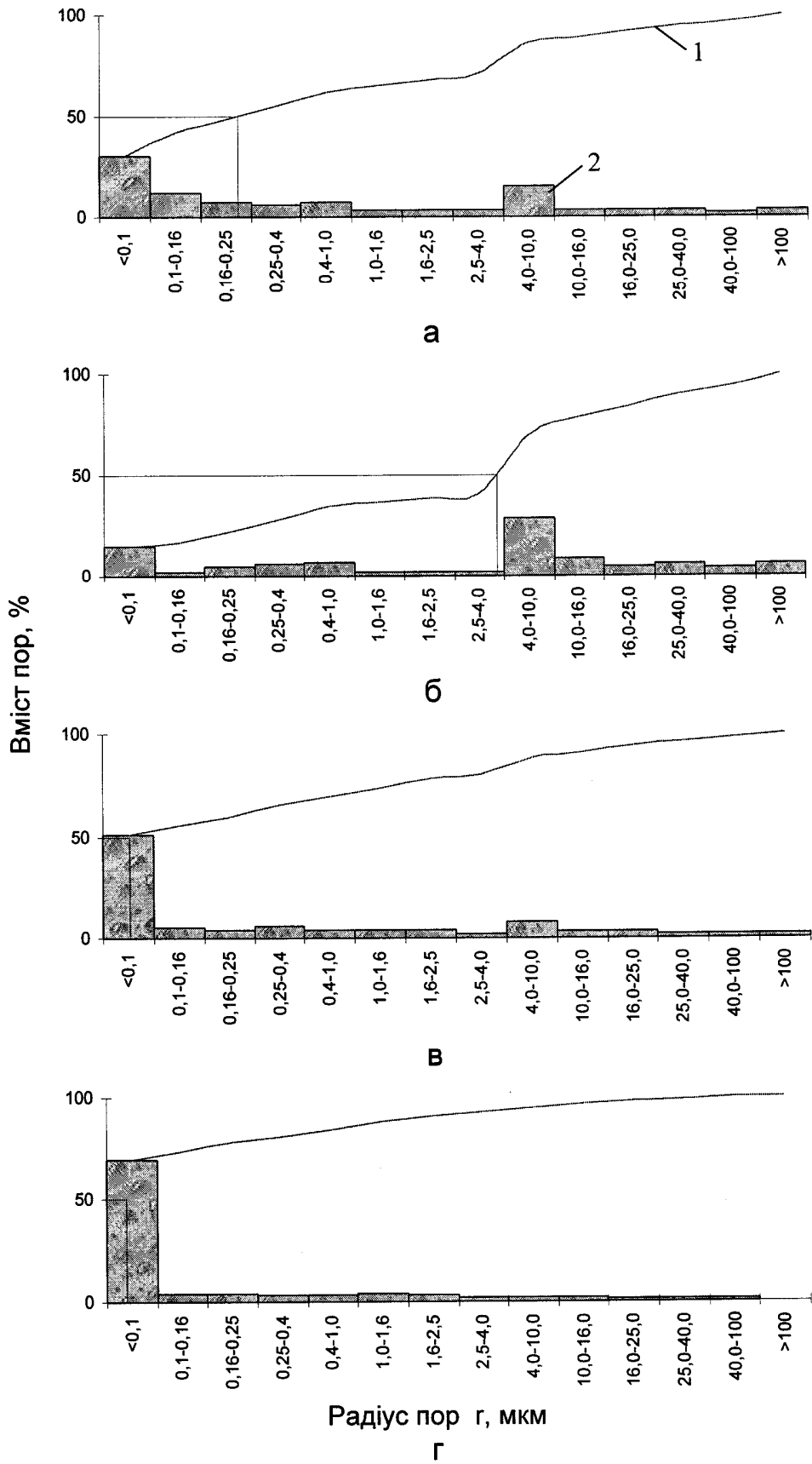
17,3%, коефіцієнт залишкового водонасичення 39,8% (коефіцієнт газонасичення близько 60%), є колектором, здатним віддавати газ ($\beta_r=0,615$).

Зразки з інтервалу 1133-1138 м не є колекторами (лабораторний номер 10).

В інтервалі 1138-1143 м досліджено один зразок (лабораторний номер 13), який за незначних проникності $9,04 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ та пористості 8,9% має досить низький коефіцієнт залишкового водонасичення – 15,5 % і є яскравим підтвердженням колектора ($\beta_r = 0,937$).

В інтервалі 1151-1157 м (зразок номер 18) порода характеризується коефіцієнтом залишкового водонасичення $K_{зв} = 53,9-58\%$, близьким до граничного значення водонасичення, за якого фазова проникність газу наближається до нуля.

Для зразка під шифром 19-2 з цього ж інтервалу властивий дуже низький коефіцієнт $\beta_r = 0,095$ (практично близький до нуля, тому можна стверджувати, що граничне значення водонасичення, за якого фазова проникність



а – зразок 7-2; б – зразок 13-2; в – зразок 19-2; г – зразок 22-2

1 – інтегральна крива; 2 – диференційний розподіл

Рисунок 4 — Порова характеристика порід Північнобулганацького родовища

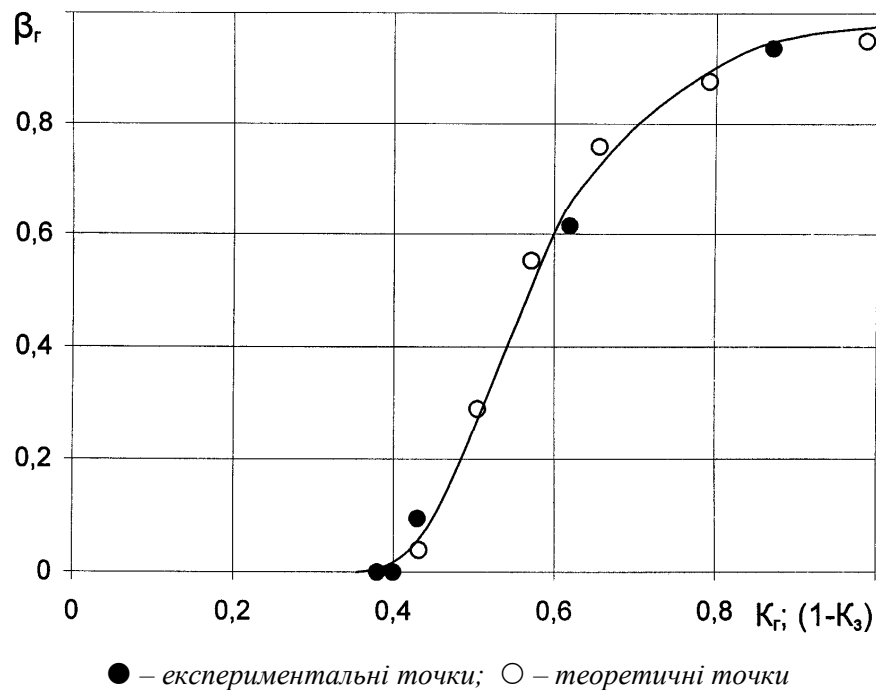


Рисунок 5 — Зміна коефіцієнта вилучення газу (β_g) від коефіцієнта газонасичення (K_g) для колекторів Північнобулганського родовища

газу відмінна від нуля, буде менша 63% (див. рисунок 3, зразки під шифром 7–2 і 13–2), перетин ККТ для водонасиченого і зразка із залишковою водою донасиченого газом дає точку, в якій динамічна пористість наближається до нуля при зниженнях, $K_b = 55\text{--}65\%$).

Породи в інтервалах 1355–1360 м і 1650–1655 м представлені зразками під шифром 22–2 і 27–2 — неколектори.

Наглядним підтвердженням критерію розподілу порід на колектори і неколектори є типові порові характеристики (рисунок 4). Об'єм нефільтруючих пор в останніх займає понад 60%.

Спостерігається систематичне недонасичення зразків водою порівняно з насиченням їх газом за рахунок гідрофобізації порової поверхні. Тому в ємнісні властивості порід необхідно вводити поправку за недонасичення γ , яка змінюється від 1,0265 до 1,259 (таблиця 1).

З метою порівняння одержаних у лабораторії параметрів порід: коефіцієнтів відкритої пористості, глинистості, газонасичення та питомого електричного опору з даними ГДС, результати зведено в таблицю 2. Добре співпали з лабораторними даними по св. 2 Північнобулганського K_g в інтервалах 1123–1133 м (за даними ГДС $K_g = 52,0\%$, за лабораторними близько 60%), 1138–1143 м (за даними ГДС – 74%, за лабораторними – 84,5%), що не можна сказати про коефіцієнти відкритої пористості, які за даними ГДС завищені відповідно в 1,73 і 2,08 разів, в інших інтервалах результати вражаюче незіставимі. Причину цього явища слід розглядати з двох точок зору :

– недостатнє винесення кернового матеріалу (не перевищує 63%) і, як наслідок, дослідження непередставницького керна;

– глибоке проникнення фільтрату промивального розчину в пласт і, як наслідок, недостовірні результати визначень ємнісних параметрів за даними ГДС.

Щоб остаточно дати відповідь на це питання, необхідно провести додаткові лабораторні дослідження на моделях пласта великого діаметра, складених із порід цього родовища, з визначення зміни питомого електричного опору порід у процесі проникнення фільтрату в пласти. Тому питання обґрунтування достовірності окремих підрахункових параметрів за даними ГДС залишається нез'ясованим.

Як підкреслювалось вище, для встановлення кореляційних зв'язків між фільтраційно-ємнісними параметрами порід, кернового матеріалу було недостатньо, тому з метою максимального одержання інформації про властивості порід нами на мікрорівні проведено визначення параметрів структури порових каналів індивідуально для кожного зразка. При цьому визначався медіанний і еквівалентний радіус, електрична звивистість, коефіцієнти змочуваності, неоднорідності, звивистості та параметр неоднорідності (таблиця 3).

Приклад реалізації даного методичного підходу зображено на рисунку 5, за яким можна простежити зміну коефіцієнта вилучення газу (β_g) залежно від коефіцієнта газонасичення (K_g). Фазова проникність газу β_g дорівнює нулю при $K_g \approx 0,4$. Вже при $K_g \approx 0,43$ β_g стає відмінним від нуля (0,095), отже граничне значення залишкового водонасичення, за яким породи з фізичної точки зору можна поділяти на колектори і не-

колектори становить близько 60% , що узгоджується з вищевикладеними висновками, тобто практичний інтерес становлять лише породи з $K_r > 40\%$. Порові канали зі змочуваністю на рівні 0,06-0,08 (див. таблицю 3) не здатні забезпечити фазову проникність газу, оскільки в пластових умовах під дією ефективного тиску вони стають нефільтруючими.

Викладений методичний підхід є дуже важливим у двох випадках: коли винесення керна недостатнє і коли із нього неможливо виготовити на дослідження зразки циліндричної форми (ККТ можуть бути одержані навіть на пробах шламу).

Висновки і рекомендації

Резюмуючи згадане вище, можна зробити висновки, які базуються на результатах проведених лабораторних досліджень.

Одержані залежності між електричними і ємнісними властивостями порід типу $P_n = f(K_n)$ і $P_n = f(K_v)$ можуть бути використані для інтерпретації даних ГДС.

Граничне значення коефіцієнта газонасичення $K_r = 0,4$, при ньому порода втрачає ознаки колектора.

З метою в'яснення причини невідповідності результатів петрофізичних досліджень і даних ГДС виникає необхідність у проведенні додаткових експериментальних робіт, пов'язаних з вивченням зміни питомого електричного опору карбонатних колекторів у процесі проникнення фільтрату бурового розчину. Подібні дослідження необхідно виконати на моделях пласта з використанням керна і промивального розчину, яким розкривався продуктивний пласт.

Введені нами структурні параметри пористого середовища – змочуваність, неоднорідність і закритість – дають змогу одержати важливу інформацію про співвідношення об'ємів порових каналів між собою, їх участь у фільтрації та газовилученні. Це дає можливість також науково обгрунтовано визначити такі підрахункові параметри, як коефіцієнт нафтогазонасичення і проводити диференціацію продуктивного розрізу за ступенем вилучення вуглеводнів на активні, важковидобувні та залишкові.

Література

1. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами. – М.: ВНИГНИ, 1978. – 395 с.
2. ГОСТ 26450.0–85 Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 4 с.
3. ГОСТ 26450.1–85 Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением. – М.: Изд-во Стандартов, 1985. – 8 с.
4. ГОСТ 26450.2–85 Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 16 с.
5. ГСТУ 41–00032626–00–025–2000 Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків. – К.: Мінекоресурсів України, 2001. – 19 с.
6. Нестеренко Н.Ю. Смачиваемость пород-коллекторов пластовыми флюидами // Геология нефти и газа. – 1995. – № 5. – С. 26-35.
7. Нестеренко Н.Ю. Обоснования граничных и кондиционных значений параметров пород-коллекторов // Геология нефти и газа. – 1996. – № 2. – С. 23-29.
8. Нестеренко М.Ю. Структура нафтонасичення колекторів нижньої крейди Лопушнянського родовища // Мінеральні ресурси України. – 1996. – № 4. – С. 30-31.
9. Митрофанов В.П., Шелепов В.Н., Чернова Л.И. О некоторых петрофизических особенностях терригенных коллекторов на примере Восточно-Придорожного месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2000. – № 2. – С. 30-35.
10. Результати геохімічних досліджень розрізу св. Пн-Булганакська-2 (Індоло-Кубанський прогин / І.Б.Губич, Т.О.Сирота, Б.М.Полухтович та ін. // Матеріали конференції “Геодинамика и нефтегазоносные системы Черноморско-Каспийского региона”. 17-21 сентября 2001 г. – Гурзуф. – С. 52-54.



Редакція журналу запрошує до співпраці спеціалістів нафтогазової галузі, котрі бажають опублікувати свої матеріали.

Будемо раді допомогти Вам налагодити ділові контакти через опублікування у нашому журналі реклами продукції та розробок Вашого підприємства.

Сподіваємось, що Ви передплатите наш журнал на 2004 рік.