

Наука — виробництву

УДК 552.578: 553.982

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТАМПОНАЖНОГО РОЗЧИНУ НА КОЛЕКТОРСЬКІ ВЛАСТИВОСТІ ПОРІД

С.В. Кривуля¹, В.М. Владика², М.Ю. Нестеренко², Р.С. Балацький²

¹Український науково-дослідний інститут природних газів (УкрНДІгаз),
61010, Харків, вул. Красношкільна набережна, 20, тел. (057) 7304602,
e-mail: ukrniigaz@ukrpost.net

²Львівський комплексний науково-дослідний центр УкрНДІгазу
790026, Львів, вул. Стрийська, 144, тел. (032) 2632179, e-mail: lkn d c l @ r a m b l e r . r u

Для дослідження впливу тампонажного розчину, який використовувався для глушіння свердловин на фільтраційно-ємнісні властивості та структуру порового простору глибокозалягаючих порід-колекторів візейського ярусу Семиренківського газоконденсатного родовища, запропоновано методика експериментального визначення погіршення колекторських властивостей привибійної зони пласта проникненням фільтрату бурового розчину.

У зразках проводилося визначення абсолютної газопроникності, пористості та ефективної (фазової) проникності згідно відповідних методик визначення вказаних параметрів. Після дії на зразки буровим розчином знову вимірювалась ефективна проникність та визначався коефіцієнт відновлення проникності, як відношення газопроникності (фазової) зразка після дії тампонажного розчину до початкової (ефективної).

Виявлено, що дія тампонажного розчину призводить до погіршення фазової газопроникності порід в 1,3-10 разів, а, отже, і зменшення продуктивності свердловин. Фільтрат бурового розчину найбільш інтенсивно поступає у породу протягом 40-50 год.

Ключові слова: порода-колектор, фазова газопроникність, відкрита пористість, кратність промивання пор.

Для исследования влияния тампонажного раствора, который использовался для глушения скважин на фильтрационно-емкостные свойства и структуру порового пространства глубокозалегающих пород-коллекторов визейского яруса Семиренковского газоконденсатного месторождения, предложена методика экспериментального определения ухудшения коллекторских свойств призабойной зоны пласта проникновением фильтрата бурового раствора.

У образцах определялась абсолютная газопроницаемость, пористость и эффективная (фазовая) проницаемость согласно соответствующих методик определения указанных параметров. После воздействия на образцы буровым раствором снова измерялась эффективная проницаемость и определялся коэффициент восстановления проницаемости, как отношение газопроницаемости (фазовой) образца после воздействия тампонажного раствора к начальной (эффективной).

Выведено, что действие тампонажного раствора приводит к ухудшению фазовой газопроницаемости пород в 1,3-10 раз, а значит и уменьшение производительности скважин. Фильтрат бурового раствора наиболее интенсивно поступает в породу в течение 40-50 часов.

Ключевые слова: порода-колектор, фазовая газопроницаемость, открытая пористость, кратность промывки пор.

To study the influence of plugging solution, used for wells killing, onto porosity and permeability properties and pore space structure of the deep-seated Visean stage reservoir rocks of the Semyrenkivske gas condensate field, it has been suggested to utilize the method of experimental determination of the reservoir properties worsening of the bottom hole zone due to drilling mud filtrate invasion.

The calculation of the absolute gas permeability, porosity and effective (phase) permeability of the samples before and after the drilling mud effect has been conducted in accordance with the appropriate methods of determination of such parameters. After that the factor of permeability recovery has been calculated as a ratio of the sample gas permeability (phase) after plugging solution effect to the initial (effective) permeability.

It has been found that the effect of plugging solution leads to a deterioration of the phase rock permeability by 1.3-10 times and thus well productivity reduces; mud filtrate inflow into the rock is the most intensive for 40-50 h.

Keywords: reservoir rock, phase gas permeability, effective porosity, pore cleaning frequency

Загальний огляд питання

Будівництво нафтогазових свердловин призводить до порушення природної рівноваги флюїдонасичення продуктивних пластів. Змінюється баланс складових гірського тиску, характер насичення порового простору порід у привибійній зоні внаслідок проникнення фільтрату, твердої фази промивальних, тампонажних і технологічних рідин, проходять інші процеси, зумовлені їх фізико-хімічною взаємодією з породою і пластовими флюїдами, які значною мірою погіршують колекторські властивості порід. При цьому продуктивність свердловин за даними промислових досліджень у разі неякісного розкриття пластів чи дії тампонажних розчинів під час ремонтних робіт у свердловинах зменшується на порядок від природної. Отже, збереження природних властивостей продуктивних пластів є надзвичайно важливим питанням будівництва, ремонту і відновлення свердловин, оскільки саме отримання продукції є кінцевим результатом, за яким визначається ефективність геологорозвідувальних робіт на нафту і газ.

Вплив промивальних і тампонажних рідин на продуктивні пласти зумовлений проникненням у поровий простір колектора фільтрату і дисперсної фази, набуханням глинистого цементу, утворенням твердих осадів та емульсій під час взаємодії з пластовою чи залишковою водою, зменшенням ефективного об'єму пор внаслідок прояву капілярних і електростатичних явищ тощо. Ці процеси залежно від часу дії рідини певною мірою погіршують природні фільтраційно-ємнісні властивості колекторів.

Під час взаємодії фільтрату розчину з пластовою водою утворюються важко розчинні осадки, які закупаються поровий простір колектора у привибійній зоні. Частіше за все утворюються осадки $\text{Ca}(\text{OH})_2$, $\text{Mg}(\text{OH})_2$, CaCO_3 , MgCO_3 при реакції лугів, якщо вони присутні в промивній рідині з хлоридами Ca^{++} і Mg^{++} пластових вод. Під дією надлишкового тиску в пласт, складений пісковиками, на різну глибину проникає не лише фільтрат, але й тверді частки розчину (до 20 мм). Зі збільшенням проникності порід негативний вплив твердої фази розчину збільшується, а для колекторів порового типу нафтогазоносних регіонів України за проникності $270 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (мД) і нижче закупорювальна дія практично відсутня [1, 2].

Досліди, проведені з вивчення характеру закупорювання глинистими частинками промивальної рідини порового простору штучного порового середовища засвідчили, що глинисті частки в пори радіусом менше 5 мкм не проникають, 5-7,5 мкм закупорюють повністю, більше 15 мкм – частково [3]. Тому, власне, структура порового простору конкретно досліджуваних порід колекторів після блокування порових каналів твердою фазою розчину і визначає ефективну (фазову) проникність, а, отже, і їх продуктивність. За даними гідродинамічних досліджень ряду об'єктів візейських відкладів Свиридівського, Червонозаводського, Мехедівсь-

кого та Луценківського родовищ глибина забруднення становить 2,9–18,8 м. Час прориву газу (отримання припливу) через забруднену зону пласта і звільнення її від фільтрату залежно від депресії змінюється від 2,3 до 405 год [4].

Розрахована за кривими капілярного тиску залежність відносних фазових проникностей для газу і води (рис. 1) вказує на те, що при водонасиченні порід близько 70% для газу вона наближається до нуля, а для води – при $K_v \approx 30\%$ (властиве породам-колекторам з абсолютною газопроникністю $24,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ і відкритою пористістю 11,3%).

Динаміка вилучення газу (рис. 2) відображається наступним чином: при відкритій пористості (K_p) 4% коефіцієнт газовилучення (β_r) становить біля 0,60; при $K_p=6\%$, $\beta_r = 0,75$; при $K_p=10\%$, $\beta_r = 0,8$. При відкритій пористості порід понад 10% коефіцієнт газовилучення практично не змінюється (0,81-0,82).

Для виявлення впливу промивальних (тампонажних) рідин на потенційно можливі припливи газу найбільший практичний інтерес становить вплив розмірів зони проникнення фільтрату і депресії на пласт на час її розформування. У роботі [5] для глибокозалегаючих теригенних колекторів візейського і турнейського ярусів Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) запропоновано номограму, яка дає змогу, знаючи радіус зони проникнення фільтрату, фазову проникність і депресію на пласт у процесі випробування свердловини, оперативно оцінити час розформування привибійної зони (час одержання припливу газу). Так, для порід відкритою пористістю 7-8% і фазовою проникністю $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ залежно від радіусу зони проникнення фільтрату і депресії на пласт час отримання продукції в процесі випробування може змінюватися від 6 хв до 4 діб і більше. При цьому кожен ефективний метр товщини пласта теоретично може віддавати газу від 20 до 62 тис. $\text{м}^3/\text{добу}$.

Варто зазначити, що наведена у роботі [5] номограма не враховує ступеня закупорювання привибійної зони внаслідок проникнення у пласт колоїдної та тонкодисперсної фаз промивальної (тампонажної) рідини, деформації порід у привибійній зоні, впливу залишкової води та випадання конденсату на фазову проникність. Це призводить до зниження проникності порід для газу, тому „істинний” період одержання припливу може бути значно довшим в часі.

З метою вивчення гідродинамічних умов розформування привибійної зони газонасиченого пласта внаслідок блокади фільтратом у свій час було проведено спеціальні експерименти на зразках керну в умовах, що імітують пластів. При цьому було виділено два режими розформування для глибокозалегаючих колекторів ДДЗ: перший відповідає граничним значенням проникності у межах $(0,1-0,7) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ і пористості понад 5%, другий – проникності менше $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ і пористості до 5%. При цьому найменші градієнти тиску прориву газу для

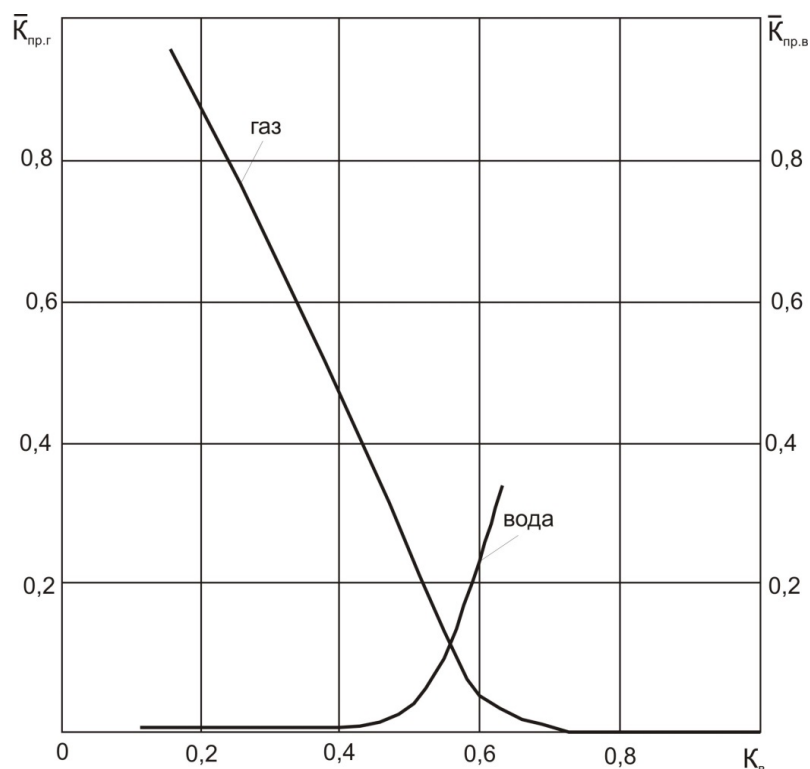


Рисунок 1 – Залежність відносних фазових проникностей для газу і води від водонасичення для порід-колекторів верхньовізейського віку Семирєнківського газоконденсатного родовища

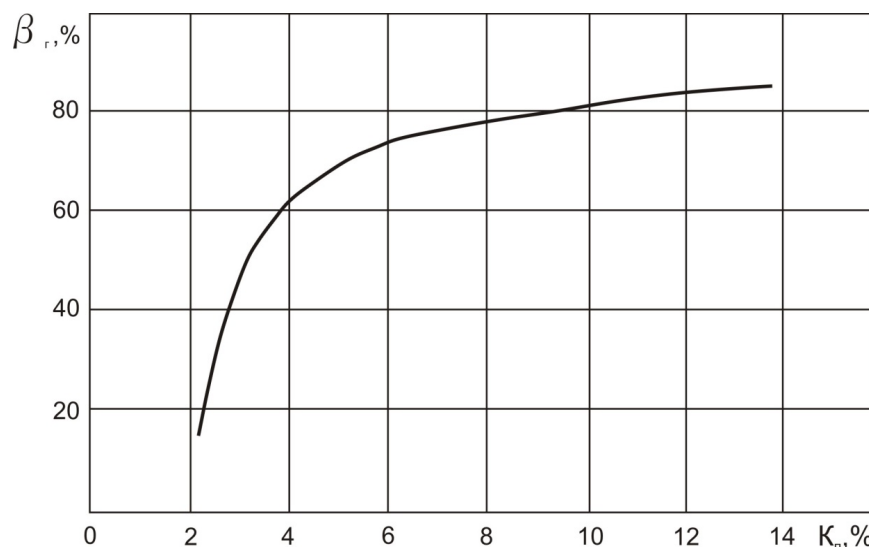


Рисунок 2 – Динаміка вилучення газу в залежності від пористості порід верхньовізейського віку Семирєнківського газоконденсатного родовища

першого режиму становлять (3-5) МПа/м і слабо залежить від фільтраційно-ємнісних властивостей порід, тоді як для другого характерні значно вищі градієнти – (5-10) МПа/м [6]. Приймаючи до уваги, що у радіусі 1-5 м градієнт тиску прориву газу за результати промислових досліджень стрімко змінюються від (15,4-4) до (2,05-0,51) МПа/м [5], то цілком імовірно, що через недостатній градієнт тиску (депресію на пласт) розформування зони проникнення може затягнутись у часі або з технологічних причин неможливе взагалі.

Розмаїття геологічних умов залягання продуктивних пластів визначає необхідність проведення лабораторних досліджень з прогнозування дії вибраних технологій розкриття чи освоєння на зміну їх фізичних властивостей.

Об’єкт досліджень

Керновий матеріал відібраний із порід-колекторів візейського ярусу свердловин 16 (інтервал 5302-5317 м) і 64 (інтервал 5381-5386) Семирєнківського газоконденсатного родовища ДДЗ.

Завданням дослідження було експериментальне вивчення впливу тампонажного розчину певної рецептури, на погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів, а, отже, і зменшення дебітів свердловин.

Методика лабораторних досліджень

Із кернавого матеріалу паралельно нашаруванню порід вирізали циліндричні зразки діаметром 3 см і довжиною 3 см. Потім зразки відмивали від солей у дистильованій воді під вакуумом, висушували при температурі 105°C до постійної маси; відмивали від нафтопродуктів у спиртобензольній суміші і потім знову висушували. Від процедури гарячого екстрагування зразків у спирто-бензольній суміші ми відмовилися, оскільки вона призводить до вимивання залишкового бітуму, а, отже, і штучного завищення відкритої пористості, абсолютної і ефективної проникності, залишкового водонасичення і змочуваності порід [5].

Висушені зразки почергово поміщали в кернотримач фільтраційної установки, де на них створювали ефективний тиск ($P_{\text{еф}}$) 45 МПа. Більший ефективний тиск, який відповідав би природнім глибинам залягання порід не створювався з тієї причини, що проникність при $P_{\text{еф}}$ більше 30 МПа практично не змінюється.

Після вимірів абсолютної газопроникності зразки почергово поміщали в кернотримач газозоволуметричної установки, де на них вимірювали їх відкриту пористість газозоволуметричним методом ($K_{\text{пгв}}$). Потім зразки знову висушували, зважували і насичували під вакуумом моделлю пластової води загальною мінералізацією NaCl 145 г/л і визначали відкриту пористість за водою ($K_{\text{пв}}$).

Після відбраковування некондиційних зразків для подальших досліджень із дослідженої вибірки (31 зразок) (відібрано лише 6, оскільки вони мали відкриту пористість понад 6,5% і абсолютну газопроникність понад $0,7 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$). Зазначені показники для пісковиків вехньовізейського ярусу Семиренківського газоконденсатного родовища є граничним і прийняті за основу в підрахунку запасів вуглеводнів.

На відібраних кондиційних чотирьох зразках після їх насичення водою моделювали залишкове водонасичення [7] при різних тисках витіснення. За результатами проміжних визначень водонасичення $K_{\text{вп}}$ від тиску p будували залежність $K_{\text{вп}}=f(p)$, за якою за характерним значенням $K_{\text{вп}}$ визначали залишкове водонасичення $K_{\text{зв}}$. Після цього вимірювали їх ефективну (фазову) газопроникність при кінцевому значенні водонасичення, отриману на п'ятому режимі центрифугування (5000 об/хв). Кожен зразок із залишковою водою почергово виймали з ексикатора, поміщали в кернотримач фільтраційної установки і під тиском 8 МПа (для двох зразків) та 35 МПа (для решти) із поршневого розділювача на верхній торець зразка подавали тампонажний розчин, який використовують для глушіння свердловин (градієнт тиску становив відповідно 266,7 та 1166 МПа/м). При цьому за показами механічного пресу в часі

фіксували об'єм прокачаного через ефективний поровий простір фільтрату (кратність промивання пор τ , як відношення об'єму прокачаного фільтрату $V_{\text{ф}}$ до ефективного об'єму пор $V_{\text{пор.еф}}$) (протитиск газу в ефективному поровому об'ємі зразків керна не моделювався). Після прокачування через пісковики 5,8-15,2 об'ємів фільтрату з протилежного торця під тиском 14 МПа (градієнт тиску становив 466 МПа/м) подавали газоподібний агент (азот), при цьому верхній торець зразка попередньо очищували ножем від твердої фази тампонажного розчину.

Після контрольних вимірів фазової газопроникності зразок залишали в кернотримачі протягом 5-12 годин під внутрішньопоровим тиском азоту 14 МПа, а потім повторно вимірювали фазову газопроникність за різних перепадів тиску. Стабілізоване значення $K_{\text{пр}}$ (після дії фільтрату і твердої фази тампонажного розчину) брали за основу у розрахунках. За критерій оцінки зміни властивостей порід беруть, як правило, коефіцієнт відновлення проникності, який дорівнює відношенню газопроникності (фазової) зразка після дії тампонажного розчину до початкової (ефективної) виміряної після залишкового водонасичення [4].

Після завершення цієї технологічної операції кожен зразок почергово зважували і визначали вагу із урахуванням наявності у поровому просторі залишкового фільтрату і твердих частинок тампонажного розчину, якими був частково забитий верхній торець зразка. При цьому визначали також вплив зазначеного явища на зміну структури порового простору за методикою [8].

Отримані результати досліджень та їх обґрунтування.

Абсолютна газопроникність дослідженої вибірки зразків змінюється від $0,001 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $6,3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; відкрита пористість за газозоволуметричним методом – від 4,1% до 11,8%. Спостерігається систематичне недонасичення порід моделлю пластової води, при цьому відкрита пористість відрізняється в декілька разів. Тому у визначенні значення залишкового водонасичення необхідно вводити поправку на недонасичення $K_{\text{пгв}}/K_{\text{пв}}$. Відкориговані значення $K_{\text{зв}}$ змінюються від 14,6% до 19,9%, тобто коефіцієнт газонасичення досліджених порід перебуває в межах 80-85%. Оскільки відібрані на подальші дослідження 6 зразків перебувають у одному класі проникності $(1-10) \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$, то і суттєвих відмінностей у вмісті субкапілярних пор не спостерігається. Так, на частку надкапілярних залежно від $K_{\text{пр}}$ пор припадає 23-41%, капілярних – 35-53%, субкапілярних – 21-25%. Пори радіусом менше 0,4 мкм заповненні залишковою водою і участі у фільтрації газу не приймають, тобто газонасиченими є пори радіусом 0,4-6,6 мкм і вище. Параметр неоднорідності загальний (1,4-3,3) і ефективний (0,8-2,3) суттєво не відрізняється, що вказує на відносну стабільність умов осадоагромадження порід (табл. 1).

Таблиця 1 – Розподіл і процентний вміст порових каналів порід-колекторів свердловини 16 Семиренківська

№ з/п	Лабораторний номер зразка	Інтервал відбирання керна, м	Розподіл порових каналів (у початковому стані)										Параметр неоднорідності		
			процентний вміст					радіус пор, мкм					ефективний р	загальний Р _Σ	
			надкапілярних К _а	капілярних К _{дп}	субкапілярних К ₃	надкапілярних К _а	капілярних К _{дп}	субкапілярних К ₃	надкапілярних К _а	капілярних К _{дп}	субкапілярних К ₃				
			4	5	6	7	8	9							
1	1/1	5302 – 5317 (0,09 м)	23,0	52,0	25,0	>5,0	0,5-5,0	<0,5						2,3	3,4
2	2/1	--/-- (0,16 м)	23,0	53,0	24,0	>5,2	0,4-5,2	<0,4						2,3	3,3
3	5/1	--/-- (0,12 м)	26,0	50,0	24,0	>5,8	0,4-5,8	<0,4						1,9	2,8
4	5/2	--/-- (0,12 м)	38,0	41,0	21,0	>5,2	0,4-5,2	<0,4						1,1	1,6
5	2/2	--/-- (0,16 м)	38,0	37,0	25,0	>5,2	0,4-5,2	<0,4						0,9	1,6
6	2/3	--/-- (0,16 м)	41,0	35,0	24,0	>6,6	0,5-6,6	<0,5						0,8	1,4

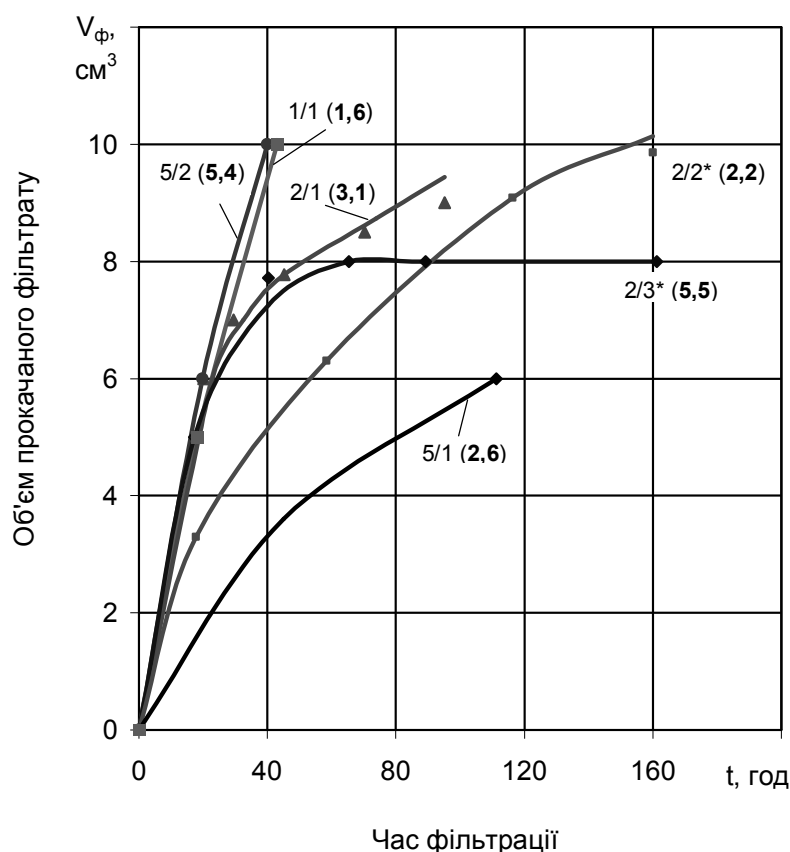
Продовження таблиці 1

№ з/п	Лабораторний номер зразка	Інтервал відбирання керна, м	Розподіл порових каналів (після вливу тампонажного розчину)										Параметр неоднорідності		
			процентний вміст					радіус пор, мкм					ефективний р	загальний Р _Σ	
			надкапілярних К _а	капілярних К _{дп}	субкапілярних К ₃	надкапілярних К _а	капілярних К _{дп}	субкапілярних К ₃	надкапілярних К _а	капілярних К _{дп}	субкапілярних К ₃				
			12	13	14	15	16	17							
1	2	3	32,0	40,0	28,0	>4,9	0,3-4,9	<0,3						1,2	2,1
2	2/1	5302 – 5317 (0,09 м)	34,0	20,0	46,0	>5,1	0,6-5,1	<0,6						0,6	1,9
3	5/1	--/-- (0,16 м)	30,0	42,0	28,0	>5,4	0,3-5,4	<0,3						1,4	2,3
4	5/2	--/-- (0,12 м)	34,0	37,0	29,0	>5,1	0,3-5,1	<0,3						1,1	1,9
5	2/2	--/-- (0,16 м)	31,0	43,0	26,0	>5,2	0,3-5,2	<0,3						1,4	2,2
6	2/3	--/-- (0,16 м)	30,0	39,0	31,0	>5,4	0,3-5,4	<0,3						1,3	2,3

Таблиця 2 – Результати експериментів з визначення впливу тампонажного розчину на фазову газопроникність порід-колекторів візейського ярусу Семиренківського газоконденсатного родовища

Лабораторний номер зразка	Коефіцієнт газопроникності, 10^{-15} M^2		Час фільтрації розчину t , год	Об'єм прокачаного фільтрату $V_{\text{ф}}$, cm^3	Кратність промивання пор τ	Фазова газопроникність після дії розчину $K_{\text{пр.ф}}$, 10^{-15} M^2	Кратність зменшення газопроникності n	Вміст твердої фази розчину у ефективному об'ємі пор, г/см^3
	абсолютної $K_{\text{пр}}$	ефективної $K_{\text{пр.е}}$						
1/1	1,7	1,6	140,0	10,5	10,0	0,16	10,0	0,1005
2/1	3,5	3,1	156,6	22,0	15,2	0,85	4,08	0,1054
5/1	2,9	2,6	111,3	6,0	5,8	0,95	2,7	0,1022
5/2	6,3	5,4	43,0	10,0	5,8	4,1	1,32	0,0703
2/2*	2,6	2,2	162,0	9,5	9,0	1,0	2,2	0,1064
2/3*	6,4	5,5	161,3	8,0	9,5	0,81	6,8	0,1398

Примітка: * зірочкою позначені зразки, у які тампонажний розчин подавався при тиску 8 МПа, для решти зразків - 35 МПа



шифр кривих: номери зразків, у дужках – коефіцієнт ефективної газопроникності, $n \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; зірочкою позначені зразки, у які тампонажний розчин подавався при тиску 8 МПа, для решти зразків – 35 МПа

Рисунок 3 – Динаміка проникнення фільтрату тампонажного розчину через породи-колектори залежно від проникності

Результати експериментів з вивчення впливу тампонажного розчину на фазову газопроникність порід-колекторів свердловин Семиренківського газоконденсатного родовища (табл. 2) засвідчили про її суттєвий вплив залежно від часу фільтрації розчину і об'ємів прокачаного фільтрату.

При цьому фазова газопроникність зменшується від 1,3 до 10 разів. Зафіксовано залишковий вміст твердої фази тампонажного розчину у порах, який змінюється від 0,0703 до 0,1398 г/см³ ефективного (газонасиченого) об'єму породи, тобто становить близько 70-140 кг/м³ у ефективному об'ємі пор колектора.

Отримані повторно криві капілярного тиску після дії тампонажного розчину засвідчили, що при цьому знижується не лише фазова проникність, а й суттєво спотворюється структура порового простору порід (див. табл. 1) за рахунок блокування твердої фази тампонажного розчину порових каналів і подальшої зміни частки надкапілярних, капілярних і субкапілярних пор у порівнянні з початковим станом.

За динамікою проникнення тампонажного розчину через досліджені зразки (рис. 3) не можна зробити однозначних висновків щодо об'єму прокачаного фільтрату тампонажного розчину у часі, оскільки породи-колектори пе-

ребувають у вузькому діапазоні зміни ефективної газопроникності $(1-10) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Найбільш інтенсивно фільтрат поступає в породу протягом 40-50 год. Не зазначено також і закономірності зміни об'ємів прокачаного фільтрату в часі залежно від тиску нагнітання (8 і 35 МПа).

Отже, досліджений тампонажний розчин після його дії на породу-колектор суттєво впливає на фазову газопроникність, а отже, і продуктивність свердловин. Тому перспективним напрямком подальших досліджень є підбір найбільш оптимальних рецептур тампонажного розчинів, які би мінімально виявляли закупорювальну дію порід-колекторів у присвердловинній зоні пласта під час глушіння свердловин.

Література

1 Ясашин А.М. Вскрытие, опробование и испытание пластов / А.М. Ясашин. – М.: Недра, 1979. – 344 с.

2 Иванюта М.М. Пути повышения качества вскрытия продуктивных горизонтов и исследования углеводородных систем / М.М. Иванюта // Вскрытие продуктивных горизонтов и исследование углеводородных систем: Сб. науч. тр. – Львов: УкрНИГРИ, 1985. – С. 3-9.

3 Антонишин Т.И. Зависимость результатов испытания скважин от коллекторских свойств продуктивных горизонтов Талалаевской группы месторождений / Т.И. Антонишин, О.М. Гуневская // Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение нефтегазовых скважин: Тез. докл. Всесоюзн. науч.-техн. конф. (Ивано-Франковск, октябрь, 1982). Ивано-Франковск, 1982. – С. 128-129.

4 Федишин В.О. Низькопористі породи-колектори газу промислового значення: Монографія / В.О. Федишин. – К.:УкрДГРІ, 2005. – 148 с.

5 Нестеренко М.Ю. Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів: Монографія / М.Ю. Нестеренко. – К.: УкрДГРІ, 2010. – 224 с.

6 Нестеренко Н.Ю. Изучения условий расформирования зоны проникновения газонасыщенных низкопористых коллекторов / Н.Ю. Нестеренко // Геология нефти и газа. – 1996. – № 11. – С. 28-32.

7 Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків: ГСТУ 41-00032626-00-025-2000 / М.Ю. Нестеренко, М.М. Багнюк, Д.М. Євдокимов та ін. – К.: Мінекоресурсів України, 2001. – 19 с.

8 Визначення параметрів порового простору порід-колекторів. Методичні вказівки: СОУ 73.1-41-08.11.09:2007 / М.Ю. Нестеренко, А.А. Хома, Г.П. Боднарчук та ін. – К.: Держгеолслужба. – 2007. – 13 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
18.08.13*

*Рекомендована до друку
професором **Маєвським Б.Й.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Лур'є А.І.***

(УкрНДІгаз ПАТ «Укргазвидобування», м. Київ)