

3. Когаев В.П., Махутов Н.А., Гусенков А.П. Расчеты деталей машин и конструкций на прочность и долговечность: Справочник. – М.: Машиностроение, 1985. – 224 с.
4. Определение характеристики K_{IC} путем изгиба цилиндрического образца с кольцевой трещиной / Панасюк В.В., Андрейкив А.Е., Ковчик С.Е., Панько И.Н., Зазуляк В.А. – ФХММ. – 1976. – №2. – С.3-9.
5. Benthem J.P., Koiter W.T. Asymptotic approximations to crack problems. Mechanics Fracture, Vol.1, Leyden, 1973, pp. 131-178.
6. Harris D.O. Stress intensity factors for hollow circumferentially notched round bars. Trans. ASME, s.D89, 1967, №1, pp. 49-54.
7. Нейбер Г. Концентрация напряжения. – М.–Л.: Гостехиздат, 1947. – 204 с.

УДК 552.578.33/7 : 553.98 (477)

ФІЛЬТРАЦІЙНІ ЕФЕКТИ У НИЗЬКОПОРИСТИХ КОЛЕКТОРАХ

¹В. О. Федюшин, ¹М. М. Баснюк, ²Д. Д. Федоришин

¹ЛВ УкрДГПРІ, 79001, м. Львів, пл. Міцкевича, 8, тел. (03422) 722090

e-mail: public@ifdtung.if.ua

²ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056

e-mail: public@ifdtung.if.ua

Исследованиями фильтрации газа через низкопористые водонасыщенные породы-коллектора установлено наличие давления прорыва во время вытеснения полярных флюидов. В зависимости от проницаемости породы градиент этого параметра изменяется от 1 до 12 МПа/м. По результатам выполненных экспериментальных работ сделан вывод об отсутствии физической границы между крышкой и коллектором, а кондиционность последнего должна определяться рентабельностью добычи углеводородов.

Низькопористі колектори порівняно з їх високопористими різновидами складені переважно мінеральними зернами псаміто-алевритової структури і містять, як правило, більше глинистого чи карбонатного цементу. В них домінують порові канали діаметром менше $1 \cdot 10^{-6}$ м, що зумовлює зростання питомої поверхні пор і підсилює її активність під час взаємодії з технологічними рідинами на різних етапах будівництва свердловин.

Поровий простір низькопористих порід істотно (понад 30%) заповнений міцно зв'язаною залишковою водою, а в газонасиченій частині після розкриття пластів можуть проявлятися специфічні ефекти, спричинені дією капілярних сил. Зростання капілярних сил та поверхневої активності породи негативно відбивається на її здатності фільтрувати флюїди. У процесі витіснення полярних флюїдів фільтрація настає лише після створення певного перепаду тиску, достатнього для подолання опору цих сил.

Уперше такі висновки зроблені М. Маскетом у роботі [1], в якій наголошується, що у цементованих породах низьких пористості і проникності капілярні сили повинні відігравати вагомий роль. У подальшому цю тезу постулювало багато авторів [2-5], однак переважно априорно, без належного експериментального обґрунтування. Зацікавленість у вивченні фільтраційних ефектів у низькопроникних породах

At the gas filtration examination through the low-porosity water-saturated reservoirs the presence of inrush pressure during displacement of polar fluids is established. Depending from rock permeability the gradient of this parameter changes from 1 to 12 MPa/m. After the results of accomplished experimental works the conclusion was made about the absence of physical boundary between the cap rock and reservoir and quality requirements of the latter must be determined by the profitability of hydrocarbons production.

зростає з освоєнням покладів нафти та газу на великих глибинах, де збільшується частка саме таких порід. Дослідження цього питання має важливе значення як для теорії, так і для практики газовидобування.

Систематичні експериментальні роботи з визначення перепаду тиску прориву газу $\Delta p_{пр}$ через водонасичені породи почали виконуватися з 60-х років минулого століття багатьма науковими колективами в основному для вивчення екрануючих властивостей порід-покришок [6-9]. Щодо порід-колекторів цієї проблеми переважно не торкалися.

У високопористих і відповідно високопроникних породах значення $\Delta p_{пр}$ дуже малі. Прорив газу в досліджуваних зразках настає за умови перепаду тиску менше ніж 0,01 МПа, і насичення породи водою не є перешкодою для відновлення фільтрації газу. Тому в зразках з абсолютною газопроникністю (понад $10 \cdot 10^{-15}$ м²) тиск прориву газу через водонасичені породи практично не спостерігається. У менш проникних породах він може бути істотнішим, що слід перевірити експериментально.

Дослідники флюїдоупорів відносять породи з відкритою пористістю менше 6-8% і проникністю від $10 \cdot 10^{-15}$ до $0,01 \cdot 10^{-15}$ м² до напівпокришок, що не викликають зацікавлення як екрани для покладів нафти та газу. За класифікацією А.А.Ханіна [6], вони відповідають гру-

пам Д і Е зі слабкими або відсутніми екрануючими властивостями. Розглядаючи природні резервуари вуглеводневих флюїдів, такі відклади трактують переважно як колектори непромислового значення. Проте практика розробки родовищ і лабораторні дослідження свідчать, що за певних умов породи з такими характеристиками можуть служити додатковим резервом видобутку вуглеводнів, особливо газу і газоконденсату. Порівняно з флюїдоупорами в них слід очікувати відчутно менших значень $\Delta p_{пр}$, але прояви останніх навіть в обмеженому обсязі можуть впливати на приплив газу до вибоїв свердловин, особливо в умовах кольматації присвердловинної зони рідиною.

Виявлення особливостей фільтрації проведено шляхом лабораторного вивчення умов прориву газу через зразки водонасичених порід низької газопроникності (від $10 \cdot 10^{-15}$ до $0,01 \cdot 10^{-15}$ м²). У дослідях використовувалися зразки порід-колекторів з продуктивних горизонтів Т-1, Т-3 і В-23 Руденківського, Рудівського, Свиридівського і Червонозаводського родовищ та сарматських відкладів Вишнянського родовища (див. таблицю).

Породи турнейського і візейського віку представлені міцноцементованими кварцовими пісковиками, серед яких за гранулометричним складом переважають різнозернисті, часто з гравієм, та середньо-дрібнозернисті утворення. Вони характеризуються масивною текстурою, іноді лінзоподібною за рахунок зміни розміру мінеральних зерен, наявністю різної

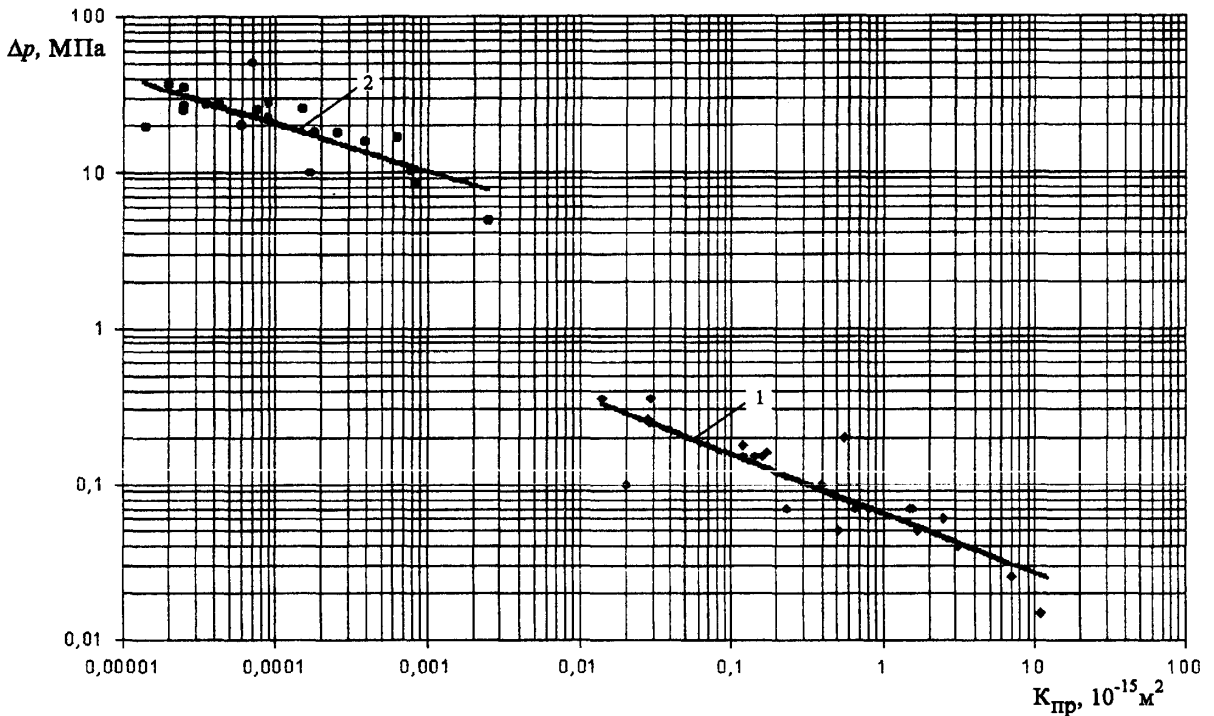
форми стилолітів, від окремих коротких до гіллястих або серій, орієнтованих паралельно площинам нашарування. Цементуючим матеріалом породи є глини і карбонати. Глиниста складова до 90% представлена каолінітом. Здатність пісковиків фільтрувати флюїди забезпечується відкритими поровими каналами. Проте за певних умов вона може підсилюватися наявними мікротріщинами.

Теригенні породи сарматських відкладів за особливостями будови суттєво відрізняються від описаних вище. Пісковики і алевроліти, які у цих відкладах є колекторами газу, залягають переважно тонкими шарами серед глинистих утворень і характеризуються високою неоднорідністю ємкісно-фільтраційних властивостей. Остання зумовлюється складним просторовим розташуванням породоутворюючих елементів. Пісковики, від дрібнозернистих до різнозернистих з гравієм, різною мірою містять глинистий, алевроитовий і карбонатний матеріал, утворюючи розмаїття текстурних форм. Глинистий цемент представлений високонабухаючими мінералами – гідролудою, монтморилонітом, вміст яких досягає 80-90%. Його здатність зв'язувати воду істотно погіршує фільтраційні властивості породи.

Витіснення води газом через зазначені породи проводилося без протитиску, тобто тиск на виході зразка ядра дорівнював атмосферному. Це зумовлено тим, що регулювання протитиску вихідним вентилям призводить до появи додаткових фільтраційних опорів, які не-

Таблиця – Результати визначення перепадів тиску прориву через зразки низькопористих водонасичених порід

Номер зразка	Родовище	Номер свердловини	Горизонт	Інтервал відбирання ядра, м	Відкрита пористість K_p , %	Перепад тиску прориву $\Delta p_{пр}$, МПа	Абсолютна газопроникність $K_{пр}$, 10^{-15} м ²
95126	Руденківське	48-Н	Т-3	3155-3167	8,32	0,07	1,50
96162	—''—	48-Н	Т-3	3155-3200	5,9	0,15	0,160
96182	—''—	48-Н	Т-3	3200-3211	4,55	0,15	0,120
96180	—''—	48-Н	Т-3	3200-3211	4,91	0,18	0,120
92525	—''—	50-Н	Т-3	3860-3869	2,8	0,35	0,029
23186	Свиридівське	3	Т-1	5795-5806	4,6	0,25	0,0285
23194	—''—	3	Т-1	5806-5816	4,67	0,26	0,0277
33362	—''—	4	В-23	5284-5298	5,91	0,07	1,562
34877	—''—	4	В-23	5284-5298	5,21	0,075	0,679
33374	—''—	4	В-23	5284-5298	2,6	0,35	0,0138
33354	—''—	4	В-23	5284-5298	5,65	0,05	1,671
34880	—''—	4	В-23	5284-5298	6,15	0,10	0,39
34878	—''—	3	В-23	5284-5298	5,94	0,15	0,142
33381	—''—	3		5298-5309	5,75	0,07	0,662
33376	—''—	3	В-23	5298-5309	6,00	0,20	0,564
34892	—''—	3	Т-1	5867-5870	4,33	0,16	0,170
37640	Рудівське	3	Т-1	5721-5730	8,30	0,015	10,80
37616	—''—	3	Т-1	5721-5730	10,00	0,04	3,150
41078	Червонозаводське	9	В-23	5472-5480	6,00	0,07	0,231
495	Вишнянське	51	НД-3	941-949	17,8	0,06	2,5
472	—''—	51	НД-4	1046-1054	17,1	0,05	0,51
465	—''—	51	НД-5	1100-1108	9,71	0,1	0,02
451	—''—	51	НД-7	1272-1280	23,22	0,0258	7,0



1 – породи-колектори; 2 – породи-покришки

Рисунок 1 – Кореляція перепадів тиску прориву газу $\Delta p_{\text{пр}}$ через водонасичені породи відносно абсолютної газопроникності $K_{\text{пр}}$

можливо виділити із системи зразок – вентиль. Неповне імітування умов пласта, проте, не змінує тенденції у прояві фільтраційних ефектів. Отже, створені фізичні моделі були цілком придатні для спостереження наявності і вимірювання тиску прориву газу через низькопористі породи-колектори. Для порівняння результатів досліджень визначення $\Delta p_{\text{пр}}$ виконувалися при ефективному обтисненні, що дорівнює пластовому, і температурі, близькій до 20°C.

На рисунку 1 (лінія 1) у білогарифмічному масштабі показано взаємозв'язок $\Delta p_{\text{пр}}$ з абсолютною газопроникністю для низькопористих порід-колекторів. Експериментальні значення параметрів мають загальний нахил до осі абсцис і осереднено апроксимуються прямою лінією. Різномірні відхилення від прямої зумовлені низькою причин, зокрема відмінністю у розмірах максимальних порових каналів навіть у зразках з однаковою проникністю, поверхневої активності мінеральної складової порід тощо. Рівняння регресії має вигляд

$$\Delta p_{\text{пр}} = 0,06474 \cdot \left(\frac{1}{K_{\text{пр}}} \right)^{0,377} \quad (1)$$

Слід зауважити, що рівняння (1), як узагальнююче на основі усереднення відносно невеликої кількості експериментальних даних, може застосовуватися лише для оперативного оцінювання тиску прориву. Стосовно конкретних літологічних різновидів колекторів доцільне виконання власних експериментів.

У лівій верхній частині рисунка (лінія 2) показано кореляційну залежність тиску прори-

ву газу від проникності, характерну для глинистих порід-покришок (дані Я. А. Пилипа, 1979). Екстраполюючи обидві лінії у межі проникності $0,001 \cdot 10^{-15} - 0,01 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, спостерігаємо, що перепад тиску прориву для порід-покришок і колекторів відрізняється приблизно на порядок. Очевидно, ця якісна зміна $\Delta p_{\text{пр}}$ пов'язана з мінералогічним складом досліджених порід. Чистим глинам проникність у вказаних межах не притаманна. Глини, які збагачені кластичним матеріалом і мають такі фільтраційні властивості, за цією ознакою наближаються до порід-колекторів.

Виконаними дослідженнями встановлено, що для відновлення фільтрації газу через водонасичені низькопористі ($K_{\text{п}}=2,6 \dots 10\%$) породи-колектори потрібний деякий перепад тиску, який витрачається на подолання енергетичного взаємозв'язку, зумовленого властивостями пластових флюїдів і поверхневою активністю порової системи. Його значення контролюється проникністю породи і змінюється від сотих до десятих часток мегапаскаля, що відповідає градієнту перепаду тиску від 1 до 12 МПа/м. Під час випробування об'єктів на приплив газу у присвердловинній зоні створюються градієнти тиску, співставимі з наведеними показниками. Отже, газонасичені породи зазначеної пористості навіть за умови водної блокади, створеної при розкритті пластів, можуть віддавати газ, і це необхідно враховувати, плануючи роботи з їх освоєння. Важливо при цьому оцінити час, через який природний газ за заданої депресії на пласт прорветься через зону проникнення.

Дослідження перепаду тиску прориву газу через водонасичені породи показало і те, що не існує реальної фізичної межі між колекторами і неколекторами (покришками), тим більше між високо- і низькопористими колекторами. За певних умов проникні для флюїдів навіть глинисті породи, а відмінність полягає лише в істотній різниці абсолютних значень цього параметра. Отже, поділ колекторів на кондиційні і некондиційні є умовним і для кожного покладу вуглеводнів має розглядатися окремо. Такий поділ має базуватися на величині можливого видобутку вуглеводневої сировини із даного колектора, реалізація якої окупить витрачені кошти.

Література

1. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. – М.: Гостоптехиздат, 1953. – 606 с.
2. Оркин Г.К., Кучинский П.К. Физика нефтяного пласта. – М: Гостоптехиздат, 1955. – 297 с.
3. Котяхов Ф. И. Основы физики нефтяного пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1956. – 263 с.

4. Катц Д., Корнел Д., Кобаяши Р. и др. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. – М.: Недра, 1965. – 676 с.
5. Линецкий В. Ф. Миграция нефти и газа на больших глубинах. – К.: Наук. думка, 1974. – 134 с.
6. Ханин А. А. Оценка экраняющей способности глинистых пород-покрышек газовых залежей // Геология нефти и газа. – 1968. – № 9. – С. 34-39.
7. Thomas L.K., Katz D., Tek M.R. Threshold pressure phenomena in porous media // Soc. Petrol. Eng. I. – 1968. – Vol. 8, № 2. – P. 174-184.
8. Марморштейн Л.М. Петрофизические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах. – М.: Недра, 1985. – 190 с.
9. Даниленко В.А., Пилип Я.А., Иванов В.В. Фильтрационные особенности слабопроницаемых толщ нефтяных и газовых месторождений Украины // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1985. – Вып. 64. – С. 15-21.

УДК 550.839

ВИЗНАЧЕННЯ ПОРИСТОСТІ ТЕРИГЕННИХ ВІДКЛАДІВ СЕРЕДНЬОГО КАРБОНУ ПІВНІЧНОГО ДОНБАСУ ЗА ДАНИМИ ПОТЕНЦІАЛІВ САМОЧИННОЇ ПОЛЯРИЗАЦІЇ

В. І. Грицишин, В. Й. Проконів

Івано-Франківська експедиція з геофізичних досліджень в свердловинах,
76002, м. Івано-Франківськ, вул. Українських Декабристів, 54, тел. (03422) 24214,
e-mail: exp@il.if.ua

В статье рассмотрены вопросы установления зависимости между пористостью и потенциалами самопроизвольной поляризации для теригенных отложений среднего карбона по материалам разрезов скважин Марковского газоконденсатного месторождения. Показана высокая эффективность этого метода в условиях разрезов скважин на Евгеньевской разведочной площади.

The article deals with relation definition between porosity and spontaneous polarization for middle Carbonic sedimentary rocks on the example of Markivske gas-condensate field. Also it is shown how the method finds an application in wells conditions on Evgenivska exploratory field.

Підвищення точності визначення підрахункових параметрів за даними ГДС вимагає одержання достовірної інформації про колекторські властивості продуктивних пластів.

У даній статті ми торкнемось питання визначення пористості теригенних відкладів середнього карбону Північного Донбасу на матеріалах розрізів свердловин Марківського газоконденсатного родовища та Євгенівської розвідувальної площі з використанням діаграм методу потенціалів самочинної поляризації (ПС). Незважаючи на створення за останні десятиріччя нових, більш досконалих способів визначення K_n за матеріалами ГДС, потенціали ПС не втратили свого значення для розв'язання цього

завдання. Необхідність використання методу ПС для оцінки пористості колекторів у розрізах свердловин родовищ північного і північно-східного Донбасу пов'язана з неглибоким заляганням продуктивних відкладів, у зв'язку з чим виникають певні труднощі при інтерпретації інших методів ГДС, зокрема методу АК. Важливим є те, що інформацію про дифузійно-адсорбційні потенціали ми отримуємо на перших стадіях каротажу свердловин, коли детальні методи (акустичний каротаж, нейтронні методи) ще не виконані. Деякі з них (особливо радіоактивні) можуть бути виконані тільки в закріпленій колоні свердловині, що призводить до втрати цінної інформації про особливо-