

УДК 550.832:552.578.2.061.4 (474.5)

ОСОБЛИВОСТІ ФІЗИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ РОЗРОБКИ ШЮПАРЯЙСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА

М.Ю.Нестеренко, Ю.І.Петраш, А.А.Хома, В.Б.Заланський, Г.П.Боднарчук

ЛВ УкрДГРІ, 79000, м. Львів, пл. Міцкевича, 8, тел. (0322) 712268,

e-mail: lv_ukrdgri@polynet.lviv.ua

Изучены фильтрационно-емкостные и нефтеотдающие свойства поро-коллекторов среднего кембрия Шюпаряйского нефтяного месторождения. Оценено влияние капиллярных и гидродинамических сил на радиус дренирования залежи, дается прогнозная оценка возможных притоков нефти из поровой и трещинной составляющей емкости коллектора.

Filtration-capacity and oil-recovery properties of Middle Cambrian reservoir rocks of Siupariai oil field (Lithuania) are studied. The influence of capillary and hydrodynamical forces on the pool drainage radius is estimated, forecast evaluation of possible oil inflows from the porous and fractured component part of reservoir storage capacity is given.

Постановка проблеми

Для вивчення двофазної фільтрації і витіснення нафти різними агентами широко застосовування у вирішенні прикладних завдань знаходять математичні моделі [1, 2]. Проте математичні моделі, які використовуються у фізиці нафтового пласта, не завжди є змістовними і, таким чином, не дають змоги виявити причинно-наслідковий механізм закономірностей, які вони описують. З метою наближення математичних моделей до процесів, що відбуваються в пластовому резервуарі під час розробки покладу, виникає потреба у фізичному моделюванні вищезгаданих процесів на мікрорівні (окремих зразках керна, окремих порових каналах) і моделях пласта, що й було метою даної роботи.

Об'єкт досліджень

Породи середнього кембрію свердловини PS-5 в інтервалі 1967,4-1994,2 м Шюпаряйського нафтового родовища (Литва).

Методика експериментальних досліджень

Методичні питання виконання лабораторних робіт висвітлені в літературі [3].

З відібраного керна вирізались циліндричні зразки діаметром і довжиною 3 см, відмивались в спиртобензольній суміші, висушувались і знову відмивались, але вже у воді. Після висушування зразків при 105°C на них вимірювалась абсолютна газопроникність при декількох режимах фільтрації і визначалась проникність з врахуванням явища прослизання газу (ефект Клінкенберга).

В кернаотримачах фільтраційної установки на зразки створювався ефективний тиск, який відповідав природним умовам залягання колекторів (25 МПа). Відтак зразки повторно висушувались до постійної маси, зважувались і насичувались під вакуумом пластовою водою загальної мінералізації 1940 кг/м³, визначалась відкрита пористість по воді.

Виконання капілярметричних досліджень здійснювалось послідовно в три стадії з використанням методу центрифугування.

Моделювання заповнення пастки нафтою

Виконувалось ступінчасте витіснення із зразків пластової води при 100 % насиченні і наростаючих тисках витіснення. За результатами поточних значень водонасичення $K_{вн}$ і тиску витіснення ΔP будувалась залежність $K_{вн}=f(\Delta P)$, з якої за стабільним (або характерним) значенням визначалось залишкове водонасичення порід $K_{зв}$.

Моделювання розробки покладу

Зразки із залишковою водою під вакуумом донасичувались газом і на них виконувалось ступінчасте витіснення газу $K_{нг}$ при наростаючих тисках витіснення. Будувалась залежність $K_{нг}=f(\Delta P)$, на основі якої здійснювалась диференціація нафтонасичення порід на складові: нафта у вільному, плівковому та адсорбованому станах [4].

Класифікація порід за змочуваністю

Після попередньої підготовки зразки насичувались газом, визначалась відкрита пористість по газу і виконувалось його ступінчасте витіснення при наростаючих тисках витіснення. Будувалась залежність газонасичення $K_{нг}$ від ΔP і шляхом її порівняння із залежністю $K_{вн}=f(\Delta P)$ за відносним відхиленням насичення породи водою і газом при однакових тисках витіснення визначався крайовий кут змочування в диференціальному θ_n та інтегральному $\theta_{нд}$ вигляді [5]. Якщо $0<\theta_n<90^\circ$ – породи відносили до гідрофільних; при $\theta_n\approx 90^\circ$ породи мали нейтральну змочуваність; якщо $90<\theta_n<180^\circ$ – породи відносили до гідрофобних. У випадку, коли $0<\theta_n<180^\circ$, породи відносили до таких, порога поверхня яких має мікрогетерогенну (неоднорідну) змочуваність.

За відомими величинами залишкового водонасичення, залишкового нафтонасичення визначалась ефективна та динамічна пористість, а за їх відношенням – максимально можливий коефіцієнт витіснення нафти при заводненні.

Моделювання зміни проникності порід у процесі розробки покладу

Найвідповідальнішими були експериментальні дослідження на порово-тріщинній моделі пласта.

Зразки із залишковою водою донасичувалися моделлю нафти в'язкістю 0,824 мПа·с, із них складалась керна колонка (модель пласта), створювались пластові термобаричні умови (температура 355 К і ефективний тиск 25 МПа). Після завершення стабілізації деформаційних процесів, які відбувались в моделі пласта, що контролювалося періодичними вимірами в часі електричного опору порід, вимірювалась ефективна проникність, яка приймалась за абсолютну при нормуванні відносних фазових проникностей для нафти і води.

Моделювання витіснення нафти водою

Для витіснення нафти із порового простору моделі пласта використовувалась вода загальної мінералізації 1940 кг/м³. Процес витіснення супроводжувався періодичними вимірами в часі кількості витісненої нафти і прокачаної води. За об'ємом витісненої нафти розраховувався коефіцієнт витіснення як відношення цього об'єму до нафтонасиченого об'єму, а за відношенням кількості профільтрованої рідини (нафти і води) до ефективного (нафтонасиченого) об'єму пор моделі пласта – кратність промивки. Витіснення нафти продовжувалось до одержання на виході практично чистої води з виміром проникності, яка відтак використовувалась для відносних фазових проникностей.

Для оцінки видобувних запасів рекомендується використовувати коефіцієнт витіснення, одержаний після 3-4-кратної промивки пор моделі пласта. Величина коефіцієнта вилучення η_n визначалась як добуток коефіцієнтів витіснення β_v , заводнення β_z і охоплення заводненням $\beta_{ок}$. Останні два коефіцієнти обґрунтовувались методом аналогії з врахуванням досвіду попередніх досліджень колекторів з подібними фільтраційними властивостями і в'язкістю нафти.

Результати експериментальних досліджень

Вивчені породи по свердловині PS-5 Шюпарай, судячи з проникності, характеризуються досить низькими фільтраційними властивостями $(0,0004-3,82) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ при відкритій пористості по воді (0,7-10,1)%. Найбільший практичний інтерес для досліджень представляють породи проникністю $0,3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ і пористістю понад 4%.

Параметр анізотропії Z (аномальний), зафіксований за зразком з системою тріщин в інтервалі 1967,4-1976,2 м, становить 585,4. Ще на одному зразку з тріщиною $Z=1$ (глибина 1988,9 м) тріщина нефільтруюча. Як правило, параметр анізотропії має місце для порід з низькими фільтраційними властивостями, які не представляють практичного інтересу як колектори. Для

порід-колекторів загалом параметр анізотропії фільтраційних властивостей не спостерігається або виражений слабо (інтервал 1985-1994,2 м, глибина 1988,9 м). Мають місце випадки, коли зразки пористістю 6% за проникністю відрізняються на 2-3 порядки, при цьому породи з подібними ємкісними параметрами можна класифікувати на колектори і неколектори неоднозначно. Для наукового обґрунтування цього явища виникає необхідність в постановці літолого-петрофізичних досліджень на представницькій виборці керна.

Звертає на себе увагу явно виражена гідрофільність порід (крайові кути змочування як функції водонасичення змінюються від 55 до 89° в диференціальному і від 79 до 88° в інтегральному вигляді при 50% насиченні). Гідрофобними є породи в інтервалі 1967,2-1976,2 м і на глибині 1988,2 м.

Крайові кути змочування в інтегральному вигляді доходять до 130°, а в диференціальному змінюються від 90 до 121°. Для них характерне дуже низьке залишкове водонасичення (47,7-86,2%) при мізерній проникності $(0,0001-0,0021) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Слід відзначити, що в розрізі зустрічаються пісковики з динамічною пористістю, відмінною від нуля, при відкритій пористості 5% (інтервал 1967,4-1976,2 м). Ефективна пористість дорівнює нулю при відкритій пористості 2,2% (порода повністю насичена пластовою водою) для одного літотипу порід і відповідно близько 4,5% для іншого. Характерною рисою досліджених порід є систематичне недонасичення їх водою порівняно з насиченням газом.

Результати експериментальних досліджень, виконаних на порово-тріщинній моделі пласта, зображені на рис. 1, а, б, в. В таблиці наведені вихідні параметри цієї моделі.

Падіння пластового тиску в процесі розробки покладу (рис. 1, а) слабо впливає на зміну ефективної проникності для нафти. При цьому, якщо на початковій стадії проникність становила $6,24 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, то на кінцевій – $4,71 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, тобто знизилася лише в 1,3 рази.

Коефіцієнт витіснення нафти водою (рис. 1, б) за безводний період становив 0,4, при кратності промивання ефективних пор моделі 0,79 становив 0,44, а при 6-кратному промиванні збільшився несуттєво (0,49).

Коефіцієнт охоплення пласта заводненням $\beta_{ок}$ при в'язкості нафти 0,824 мПа·с і обводненні продукції 90% можна прийняти на рівні 0,85. Враховуючи значну фільтраційну неоднорідність розрізу свердловини PS-5 Шюпарай, коефіцієнт заводнення β_z не буде більшим за 0,7. Тоді величину коефіцієнта вилучення нафти η_n можна прогнозувати на рівні 0,29 ($\eta_n = \beta_v \cdot \beta_z \cdot \beta_{ок} = 0,48 \cdot 0,7 \cdot 0,85 = 0,286 = 0,29$).

Результати визначень фазових проникностей свідчать про досить низькі їх значення і для нафти і для води. При водонасиченні моделі пласта на рівні 52-54% (рис. 1, в) фазова проникність для нафти практично дорівнює нулю $(0,06 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2)$, а для води у вивченому діапазоні

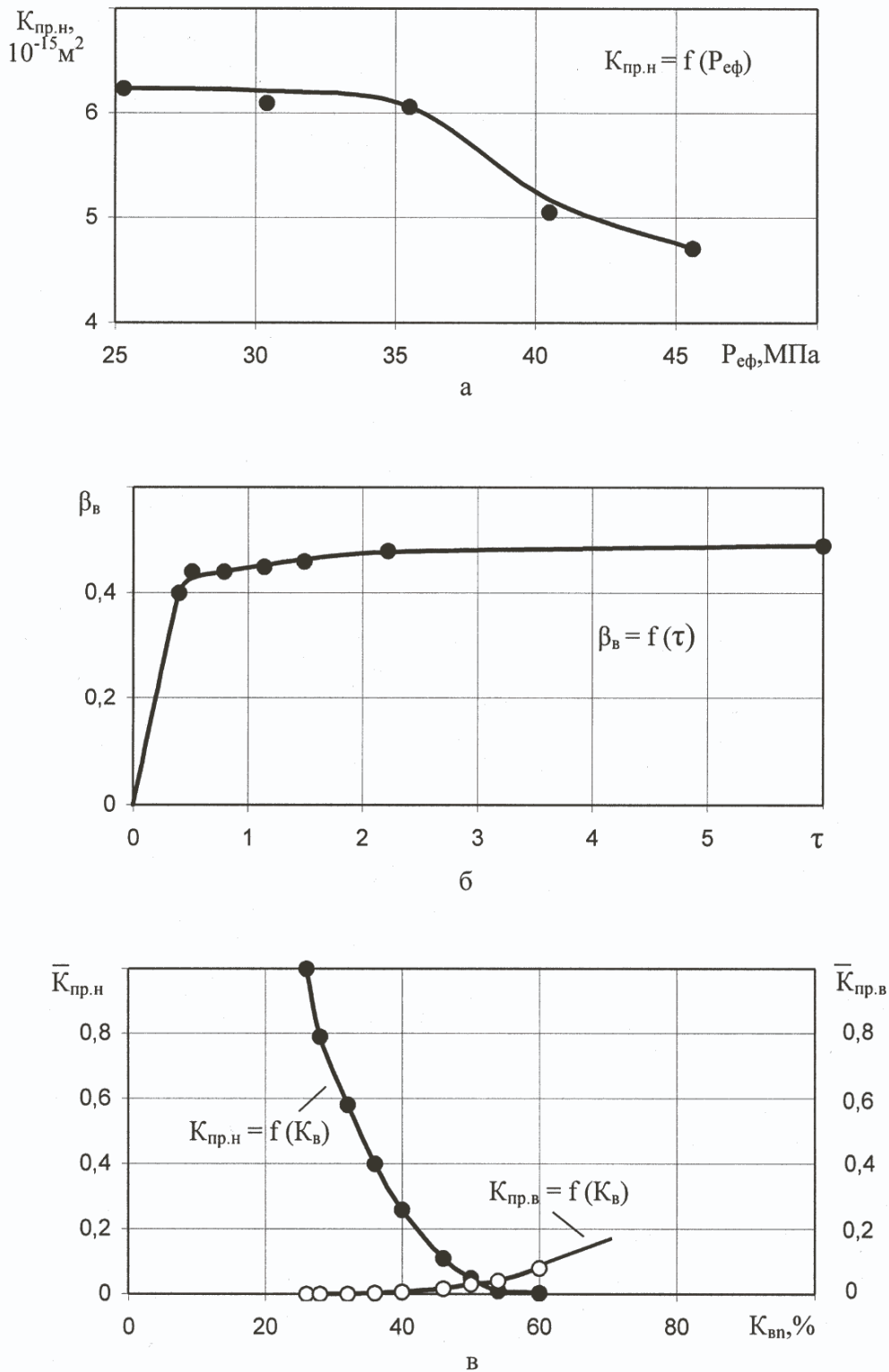


Рисунок 1 — Експериментальні залежності зміни проникності для нафти від ефективного тиску (а), коефіцієнта витіснення нафти пластовою водою від кратності промивки (б) і відносних фазових проникностей для нафти і води від водонасиченості моделі пласта (в)

водонасичення (35-60%) зменшується на 2-3 порядки. Тому використання вищезгаданої свердловини як нагнітальної ставиться під сумнів. Цей висновок стосується лише гранулярної складової ємкості колектора. Якщо при цьому буде задіяна ще й тріщинна складова, з часом

пройде швидкий прорив води у видобувні свердловини (якщо виключити гіпотезу підтоку нафти по системі тріщин із нижчезалегаючих порід).

Типові залежності флюїдонасичення від тиску витіснення зображені на рис. 2 і 3. Дослі-

Таблиця – Параметри порово-тріщинної моделі пласта

Лабораторний номер зразка	Коефіцієнти			Довжина зразка l , м
	газопроникності $K_{пр}^{\infty}, 10^{-15} \text{ м}^2$	відкритої пористості $K_{п}, \%$	залишкового водонасичення $K_{зв}, \%$	
Вхід моделі				
27	3,8	7,4	17,9	3.1
28	3,4	7,6	25,5	3.4
25	3,0	10,0	21,4	2.6
28⊥	2,9	7,4	30,7	3.1
40	2,1	10,1	24,1	3.1
27⊥	2,1	7,5	29,3	3.1
25⊥	1,7	10,3	32,4	2.9
40⊥	1,5	9,8	17,0	3.1
26	1,4	10,5	28,4	3.1
26⊥	1,0	10,4	27,7	3.0
36 *	30,5	7,1	22,6	3.1
Вихід моделі				
Середньозважені параметри	4,9	8,9	23,1	$\Sigma l=33.3$

* зразок із штучною тріщиною на виході моделі пласта

джувалися зразки, розташовані на вході і виході моделі пласта (див. табл.). Початкове нафтонасичення порід-колекторів становить 81 і 76% відповідно. Структура нафтонасичення виглядає так: нафта у вільнорухомому стані 27-51%, нафта в плівковому стані 24-31%, нафта в адсорбованому стані 6-18%. Нафта у вільному стані витісняється при заводненні до появи води у продукції, витіснення плівкової нафти залежить від прикладеного гідродинамічного градієнта витіснення, нафта в адсорбованому стані ніякими методами не вилучається, крім взаєморозчиненого витіснення. Коефіцієнти витіснення залежно від фільтраційних властивостей порід можуть змінюватися від 0,35 до 0,63 (безводний період) і максимально можливі при заводненні – від 0,45 до 0,67. Оскільки показники витіснення контролюються проникністю виходу моделі, то, якщо одержане значення коефіцієнта витіснення для окремого зразка 0,45 привести до пластових умов, він становитиме

$$0,45 \cdot \frac{K_{п}}{K_{п,пл}} = 0,45 \cdot \frac{10,5\%}{10,1\%} = 0,47$$

що ув'язується з коефіцієнтом витіснення 0,48, одержаним на моделі пласта при витісненні нафти водою в термобаричних умовах.

Вплив капілярних і гідродинамічних сил на радіус дренавання

Ефективність розробки покладу під час заводнення залежить від співвідношення гідродинамічних і капілярних сил.

Розглянемо це на прикладі конкретних порід-колекторів пористістю 10,5% і фазовою

проникністю $1,4 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Криві залежності $K_{вп}=f(\Delta P)$ і $K_{нп}=f(\Delta P)$ для порід з подібними ємкісно-фільтраційними властивостями зображені на рис. 4, а в його нижній частині – залежність капілярного тиску P_k (градієнта капілярного тиску P_k/l як функція водонасичення $K_{вп}$). Максимальні величини капілярних тисків (градієнтів капілярних сил), які мають місце в проточних порових каналах (водонасичення порід змінюється від 100 до 65%) становлять близько 0,01 МПа (0,3 МПа/м). Ці величини здаються на перший погляд несуттєвими порівняно з перепадами тиску, які мають місце під час розробки родовищ. Проте, капілярні сили локалізовані в дуже обмеженому об'ємі, тому їх градієнти можуть суттєво перевищувати зовнішньо створювані градієнти тиску, внаслідок чого вплив капілярних сил на ефективність витіснення нафти суттєвий. Нафта, яка витісняється із проточних пор, формує безводний коефіцієнт витіснення.

Якщо задатися оптимальною депресією на пласт величиною 33% від пластового тиску, що становитиме 6,4 МПа, і врахувати, що $P_k/l=0,3 \text{ МПа/м}$, можна записати

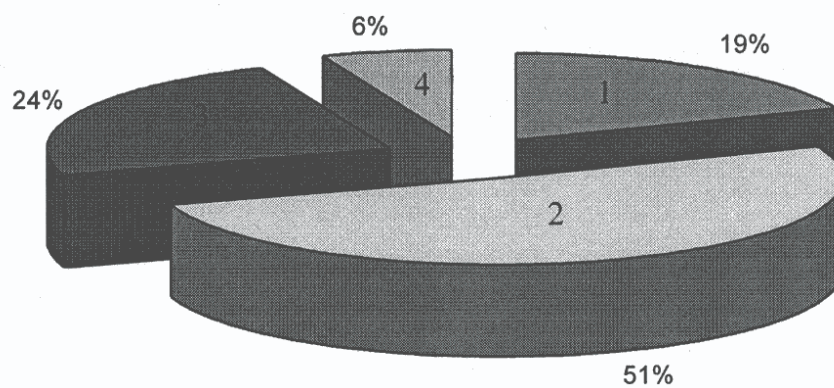
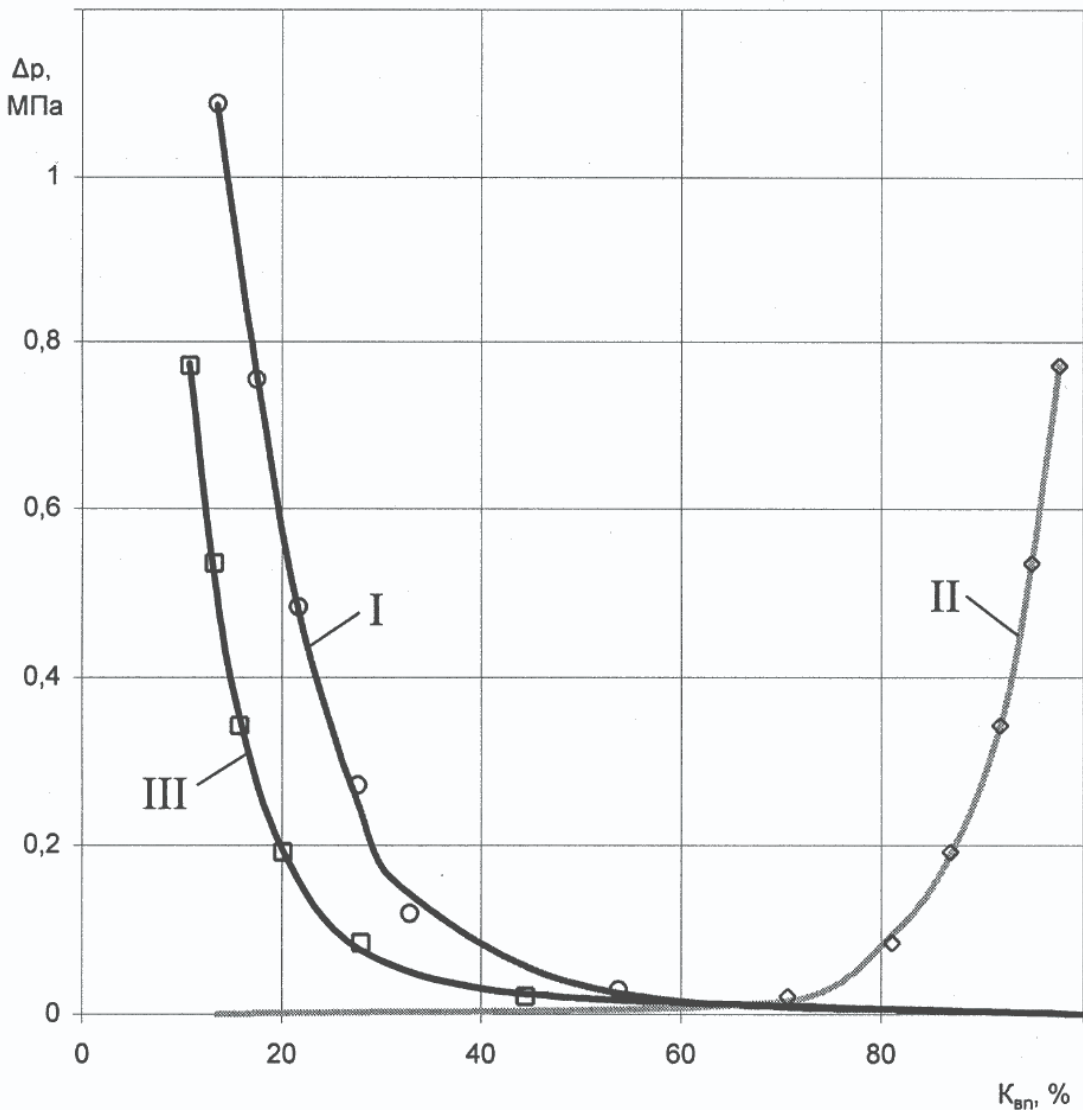
$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{P_k}{l}$$

Якщо підставити реальні величини ΔP і P_k , одержимо

$$\frac{6,4}{L} = 0,3 \text{ МПа/м}$$

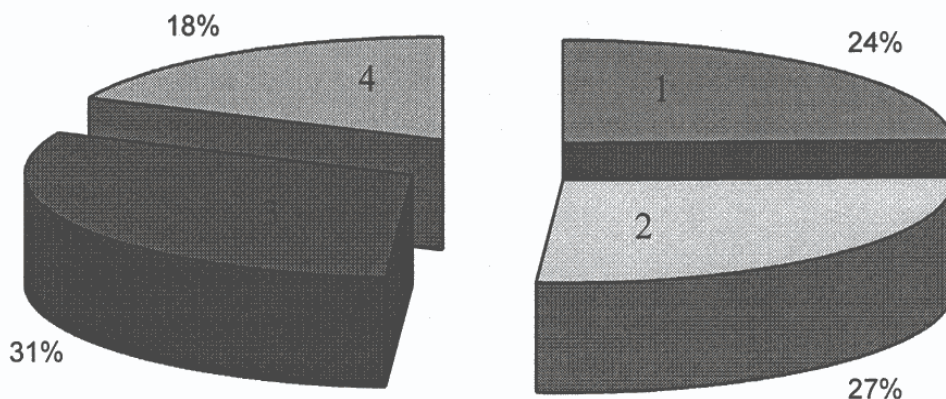
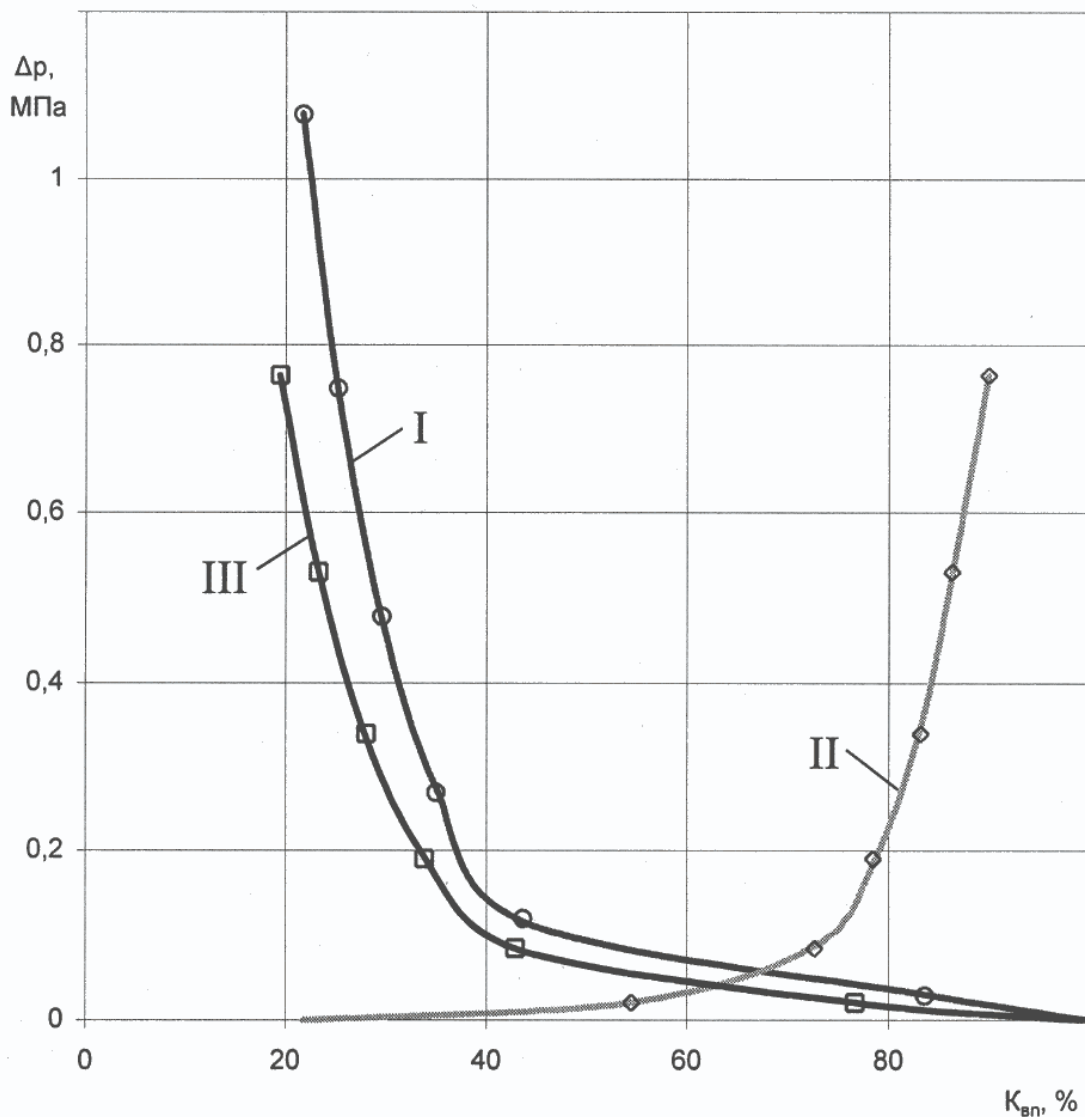
Звідси відзначимо, що умовний радіус дренавання нафти навколо нагнітальної свердловини становитиме близько 10,5 м (тут L від-

стань від лінії нагнітання до умовної лінії відбору).



I – вода; II – залишкова вода і газ; III – газ
 1 – залишкова вода; 2 – вільнорухома нафта; 3 – плівкова нафта; 4 – адсорбована нафта

Рисунок 2 — Шюпарайське нафтове родовище, середній кембрій.
 Криві капілярного тиску і структура нафтонасичених порід-колекторів:
 зразок 27||, $K_p^B = 7,4\%$; $K_{np}^\infty = 3,8 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; $K_{зв} = 18,9\%$



I – вода; II – залишкова вода і газ; III – газ
 1 – залишкова вода; 2 – вільнорухома нафта; 3 – плівкова нафта; 4 – адсорбована нафта

Рисунок 3 — Шюпарайське нафтове родовище, середній кембрій.
 Криві капілярного тиску і структура нафтонасичених порід-колекторів:
 зразок 26||, $K_n^B = 10,5\%$; $K_{np}^\infty = 1,4 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; $K_{зв} = 26,3\%$

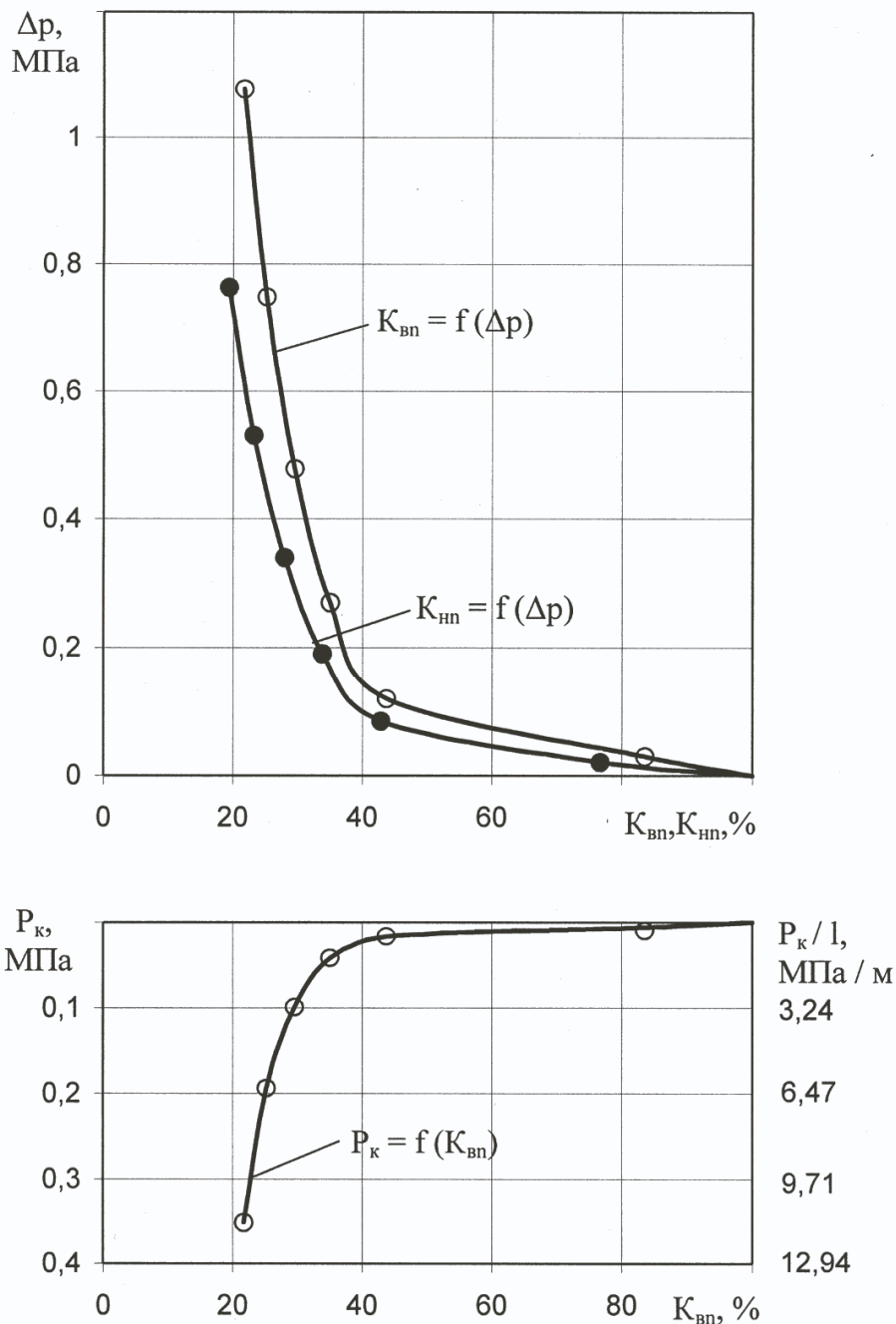


Рисунок 4 — Шюпарайське нафтове родовище, середній кембрій.
 Залежність капілярного тиску і градієнта капілярного тиску від водонасичення:
 зразок 26||, $K^B = 10,5\%$; $K_{пр}^\infty = 1,4 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; $K_{зв} = 26,3\%$

Оцінка можливих припливів нафти із порово-тріщинних колекторів

З використанням формули Дюпюї виконані розрахунки дебітів нафти окремо для порової і тріщинної складової моделі пласта при таких граничних умовах:

- фазова проникність матриці – $2,3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$;
- тріщинної складової – $30,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$;
- оптимальна депресія на пласт – 6,4 МПа;
- радіус контура живлення – 100 м;
- радіус свердловини – 0,1 м;

- в'язкість нафти в пластових умовах – 0,824 мПа·с;
- пластова температура – 355 К;
- ефективна товщина пласта – 1 м.

Встановлено, що кожний метр ефективної товщини пласта здатний забезпечити дебіт нафти з матриці 3,8 м³/д, із тріщинної складової – 18,6 м³/д, а сумарний із порово-тріщинного колектора – 22,4 м³/д.

Результати фізичного моделювання можуть бути використані у прогнозуванні нафто-віддаючих властивостей колекторів, диферен-

ціації запасів за ступенем рухомості на активні, важковидобувні і залишкові з метою проектування оптимальної розробки Шюпарайського нафтового родовища.

Література

1. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. – М.: Недра, 1985. – 240 с.
2. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин: Методическое пособие. – М.: ГЕРС, 2001. – 229 с.

пошуків вуглеводневих покладів, яка базується на загальноприйнятих постулатах, в останні

3. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами / Под ред. В.И.Горояна. – М.: ВНИГНИ, 1978. – 395 с.

4. Нестеренко Н.Ю. Влияние смачиваемости поверхности на распределение нефти в порах // Геология нефти и газа. – 1994. – № 8. – С. 28-32.

5. Нестеренко Н.Ю. Смачиваемость пород-коллекторов пластовыми флюидами // Геология нефти и газа. – 1995. – № 8. – С. 26-35.

УДК 553.98.: 551.24

ВИЗНАЧЕННЯ НАФТОГАЗОНОСНИХ ШАРІВ В РОЗРІЗАХ СВЕРДЛОВИН ГЛИНИСТИХ ТОВЩ ЗА ДАНИМИ КОЕФІЦІЄНТІВ НАБУХАННЯ ГЛИН В ШЛАМІ

О.О.Орлов, В.М.Бенько, В.Г.Омельченко, А.В.Локтєв, О.М.Трубенко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42027,
e-mail: ovgeo@ifdtung.if.ua

Метод выделения нефтегазоносных прослоев в разрезах скважин, которые бурятся в глинистых толщах, предусматривает исследования величин коэффициентов набухания обломков шлама. Уменьшение в отдельных интервалах коэффициентов набухания свидетельствует об относительном увеличении в этих интервалах фазовой проницаемости для углеводородных соединений или уменьшении величин фазовой проницаемости для воды, что обуславливает их перспективность на нефть и газ. Метод дает возможность отделять в разрезах скважин слои и прослойки, которые насыщены углеводородными соединениями, от слоев и прослоек с пресной или слабоминерализованной водой, которые на электрокаротажных диаграммах ГИС сходны по электрическому сопротивлению.

The technique for determination of oil and gas bearing strata in well logs, which are being drilled in clay soils, envisages research of sludge cuttings swelling coefficient value. Decrease of swelling coefficients in certain ranges is the evidence of relative increase of relative permeability in those ranges for hydrocarbon mixtures, or the evidence of decrease of water relative permeability values, which determines their oil and gas bearing capacities. The technique also allows to distinguish between strata and bands saturated with hydrocarbon mixtures in well logs and strata and bands saturated with fresh and low-mineralized water, which are similar in electrical resistance at the electric loggings of geophysical research of wells.

В глинистих товщах осадової оболонки земної кори визначення в розрізах свердловин продуктивних пластів пов'язане з дуже великими труднощами. Але в нафтогазоносних регіонах України і за її межами в глинистих товщах зосереджені достатньо великі вуглеводневі ресурси.

Розглянемо як приклад глинисті товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, товщина якої сягає іноді 4-х і більше тисяч метрів. Стандартна, загальноприйнята, методика виділення продуктивних пластів вже себе вичерпала і стала слабоефективною. Це пов'язано з тим, що в глинистій товщі неогену не завжди існують локальні антиклінальні структури і навіть геміструктури, а глини неогену являють собою монотонну товщу, де дуже важко виділити шари порід, які можуть бути колекторами для нафти і газу, та шари порід, що можуть бути покрішками. Тому методика

роки майже не дає очікуваного ефекту. Результати вивчення закономірностей зміни піщанистості або піскуватості глинистої товщі неогену у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину за середніми значеннями піщанистості або піскуватості в товщі глин у практиці визначення перспективних ділянок на нафту і газ є дуже слабоінформативними стосовно місця положення покладів. На це вказує той факт, що відкриті родовища газу в цій області, як правило, на існуючих картах і схемах піщанистості глинистих порід неогену за середніми значеннями піщанистості не співпадають з ділянками підвищеної піскуватості.

Ми розрізняємо піщанистість глинистої товщі і її піскуватість. Термін піщанистість глинистої товщі ми застосовуємо тоді, коли в розрізі свердловин шари і прошарки пісковиків та піщаних глин виділені за даними вивчення керна і геофізичних досліджень в свердловинах