

© С.О. Паюк
 ПАТ «Укргазвидобування»
 Г.Я. Стебельська
 УкрНДІгаз
 М.Ю. Нестеренко
 д-р геол. наук
 Р.С. Балацький
 Львівський комплексний
 науково-дослідний центр УкрНДІгазу

Петрофізична модель нафтонасичення порід-колекторів башкирського ярусу Яблунівського родовища ДДЗ

УДК 552.578

На базі проведених досліджень створено модель нафтонасичення, яка є основою для побудови відповідних карт із класифікацією запасів за ступенем вилучення на активну, важковидобувну та залишкову складові та побудови об'ємних гідродинамічних моделей фільтрації пластових флюїдів із урахуванням відкритої пористості, нафтонасичення та ефективної товщини. Диференціювання нафти за ступенем її рухливості здійснено за параметрами витіснення з урахуванням співвідношення гідродинамічних і капілярних сил. Це дає змогу аргументовано обґрунтувати видобувні запаси покладів нафти основних об'єктів розробки Яблунівського родовища ДДЗ.

Ключові слова: керн, порода-колектор, башкирський ярус, структура нафтонасичення.

На базе проведенных исследований создана модель нефтенасыщения, которая является для классификации запасов нефти по степени извлечения на активную, трудноизвлекаемую и остаточную составляющие и построения соответствующих карт, а также объемных гидродинамических моделей фильтрации флюидов с учетом открытой пористости, нефтенасыщения и эффективной толщины. Дифференцирование нефти по степени ее подвижности осуществлено по параметрам вытеснения с учетом соотношения гидродинамических и капиллярных сил. Это позволяет аргументировано оценивать извлекаемые запасы залежей нефти основных объектов разработки Яблуневского месторождения ДДЗ.

Ключевые слова: керн, порода-колектор, башкирский ярус, структура нефтенасыщения.

On the basis of the conducted research, created a model of the reservoirs, which is the basis for constructing appropriate card classification for the degree of extraction of the active, recover and residual components and build bulk hydrodynamic models of oil recovery with consideration of open porosity, oil saturation and the effective thickness. Differentiation of oil on the degree of mobility is carried out by displacement parameters taking into account the ratio of hydrodynamic and capillary forces. This allows to argue recoverable reserves of oil main development objects Yablunivka field DDD.

Key words: core, rock collector, Bashkir tier, structure of the reservoirs.

Породи-колектори вуглеводнів є доволі різноманітними і складними полімінеральними системами. Їх необхідно розглядати не лише як багатофазні, а й як багатокомпонентні, в яких важливу роль відіграють молекулярно-поверхневі явища на межі поділу фаз.

На сьогодні недостатньо висвітлено наукове обґрунтування і можливості експериментального вивчення порід на мікрорівні, що призводить до використання на практиці надто узагальнених петрофізичних моделей флюїдонасичення, які неадекватно описують фізичні властивості колекторів, сформованих у різних геологічних умовах. Із вищезазначеним пов'язана об'єктивність вирішення ряду прикладних завдань – від обґрунтування окремих параметрів кондицій порід-колекторів для підрахунку загальних і видобувних запасів вуглеводнів до створення геолого-фізичних основ розроблення конкретних покладів нафтових родовищ.

Зазначені питання недостатньо вивчені як теоретично, так і експериментально, що визначає актуальність досліджень, результати яких викладено у цій статті.

Об'єктом досліджень були породи-колектори башкирського ярусу Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища, в розрізі якого виділено п'ять продуктивних горизонтів (Б5, Б-6, Б-8, Б-10 і Б-11), із якими пов'язані нафтові та газоконденсатні поклади. У літологічному відношенні гор. Б-5, Б6, Б-8 представлені переважно пісковиками, глинистими пісковиками з прошарками аргілітів та алевролітів. Гор. Б-10 у літологічному відношенні представлений вапняками, у тій чи іншій мірі, глинистими, з поодинокими прошарками і лінзами алевроліту. Гор. Б-11 складений пісковиками з пропластками аргілітів і алевролітів, глинистими вапняками та мергелями. Зазначені продуктивні горизонти характеризуються невитриманістю товщин та фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів. Так, за даними ГДС пористість вапняків змінюється від 5–7 % до 12 %, нафтогазонасиченість знаходиться в межах 64–90 %. Ефективна нафтогазонасичена товщина змінюється від 0,8 (св. 70) до 12,4 м (св. 151). Пористість пісковиків коливається у межах від 10–11 до 19–21 %, нафтогазонасиченість – від 55–63

до 88 %, ефективна нафтонасичена товщина – від 4 (гор. Б-5) до 22–26 м (гор. Б-6).

Нафта продуктивних горизонтів башкирських відкладів характеризується високою густиною (950–970 кг/м³), високим вмістом асфальтово-смолистих речовин (від 30,4 (гор. Б-10, Б-11) до 38,2 % (гор. Б-6), що обумовлює її високу в'язкість у поверхневих умовах (понад 600 мПа·с), та наявністю в її складі 2–2,5 % сірки.

Предметом досліджень були петрофізичні властивості та флюїдонасичення порід і чинники, які на них впливають. З метою обґрунтування потенційно можливих нафтовіддавальних властивостей порід-колекторів було виконано такі експериментальні дослідження: визначення абсолютної газопроникності; визначення відкритої пористості в поверхневих та пластових умовах (відкриту пористість визначали шляхом гідростатичного зважування зразків у воді та гасі); проведення капіляриметричних досліджень із отриманням кривих залежності: водонасичення від тиску витіснення і нафтонасичення при залишковому водонасиченні від тиску витіснення; гасонасичення від тиску витіснення p ; визначення залишкового водонасичення у поверхневих та пластових умовах; визначення ефективної та динамічної пористості; визначення параметрів порового простору порід методом центрифугування; вимірювання електричних параметрів – питомого електричного опору повністю водонасичених порід, параметра пористості та параметра насичення зразків за різного водонасичення; визначення змочуваності порід і фазової проникності; визначення параметрів структури нафтонасичення порід.

У методичному відношенні роботи виконували згідно з чинними нормативними документами [1–7].

Дослідження з визначення абсолютної газопроникності зразків проводили в умовах, що моделюють пластові, на циліндричних зразках методом стаціонарної фільтрації. Величина ефективного тиску становила 40 МПа. Абсолютна газопроникність коливається в межах від 0,0005 до 116 мД. Діапазон зміни пористості порід – 4,3 – 19,2 %. Вміст залишкової води змінюється від 10 до 62 %. Результати капіляриметричних досліджень стали основою для визначення ефективної і динамічної пористості, структурних параметрів порового простору, структури нафтонасичення, змочуваності порід, фазової проникності.

Якщо значення відкритої пористості становить понад 10,5 %, динамічна пористість більша за нуль, тобто фіксується витіснення нафти. У діапазоні пористості 7–10,4 % нафта перебуває у фазово нерухомому стані, оскільки динамічна пористість відсутня.

За результатами лабораторних досліджень розподіл порових каналів порід-колекторів башкирського ярусу Яблунівського родовища за складовими структури їх порового простору виглядає таким чином: частка надкапілярних порових каналів K_a змінюється від 10 до 59 %; частка капілярних пор $K_{\Delta p}$ – від 20 до 51 %, частка субкапілярних пор (заповнені залишковою водою) K_a – від 10 до 62 %.

Мінімальні значення параметра неоднорідності ефективного і загального властиві породам із найкращими фільтраційно-ємнісними властивостями, а за загального

параметра неоднорідності близько 4,6 порода втрачає властивості віддавати вуглеводні, оскільки вміст субкапілярних пор, заповнених залишковою водою, близький до 60 %.

Електричні властивості порід вивчали за допомогою використання моделі пластової води загальною мінералізацією 180 г/л хлористого натрію ($\gamma_b=1,103$ г/см³; $\rho_b=0,058$ Ом·м) у кернотримачі шляхом насичення їх водою під вакуумом і капілярним просоченням до стабілізації електричного опору.

Зразки після промивання в спиртобензольній суміші та висушування при температурі 105 °С по чергово поміщали в кернотримач, у якому створюються баричні умови, що відповідають пластовим, вимірюється газопроникність та проводиться насичення його пластовою водою або її моделлю з відомим питомим електричним опором ρ_b . Перед цим зразок попередньо вакуумують. Для запобігання можливому руйнуванню зразка або виникненню незворотних деформацій ефективний тиск створювали ступенево (через 2,5 МПа), а кінцеве його значення визначали з рівняння:

$$\lg p_{\text{эф.к}} = \lg p_{\text{эф.п}}^* - \frac{0,5}{m} \lg \frac{P_{\text{эф.п}}^*}{P_{\text{эф.п}}}$$

де $P_{\text{эф.к}}$, $P_{\text{эф.п}}$ та $P_{\text{эф.п}}^*$ – відповідно кінцеве, початкове (2,5 МПа) і максимальне на глибині H значення ефективного тиску; m – число кроків створення тиску ($m > 4$).

Під час зняття вимірів здійснювали контроль за процесом насичення порових каналів зразка шляхом реєстрації електричного опору R [7]. Після стабілізації останнього брали кінцевий відлік R і розраховували питомий електричний опір повністю водонасиченого зразка.

Параметр пористості P_n для зразків змінюється від 4,9 до 2795, а параметр насичення P_n за різного водонасичення зразка K_b – від 15,1 (при $K_b=25$ %) до 253,6 (при $K_b=6,6$ %).

Дослідження молекулярно-поверхневих властивостей показали, що більшість зразків мають гідروفобний характер змочування поверхні. Це проявляється у заниженні відкритої пористості, визначеної насиченням зразків, моделлю пластової води і гасом. Крайовий кут змочування досягає максимальних значень 116 °. Це потрібно брати до уваги під час проектування ефективних систем розробки Яблунівського родовища, оскільки в гідروفобних породах-колекторах відбувається поршневій прорив витісняючого агента (води) через надкапілярні порові канали, які мають радіус понад 100 мкм.

Аналіз отриманих усереднених фазових проникностей свідчить про те, що відносна фазова проникність (ВФП) для нафти і води однакові за водонасичення близько 50% (точка перетину кривих), а якщо його значення становить близько 55 %, то фільтрація нафти практично припиняється. Фазова проникність для води близька до нуля за умов водонасичення порід-колекторів близько 35 %. Спільний розгляд кривих ВФП для води і нафти та петрофізичної залежності $P_n=f(K_b)$ дав можливість установити критичні значення фізичних властивостей досліджуваних порід-колекторів із залученням даних ГДС. За кривими ВФП для порід-колекторів абсолютною газопроникністю понад 50 мД виділено три характерних діапазони значень K_b :

- область однофазної фільтрації нафти (залишкова пластова вода перебуває у фазово-нерухомому стані), $K_b \leq 35\%$, $P_H \geq 16$;
- область двофазної фільтрації (вода+нафта), $35 \leq K_b \leq 55\%$, $16 \leq P_H \leq 5$;
- область однофазної фільтрації води (нафта перебуває у фазово-нерухомому стані), $55 \leq K_b \leq 100\%$, $5 \leq P_H \leq 1$.

Диференціація ВФП на вищезгадані зони дає змогу, за даними ГДС, прогнозувати можливі припливи води, суміші нафти і води і чистої нафти.

Граничне значення відкритої пористості можна прийняти на рівні 10,5 %, залишкового водонасичення – 55 %. Зазначені показники слугують основою для розподілу порід у розрізі свердловин на колектори і неколектори.

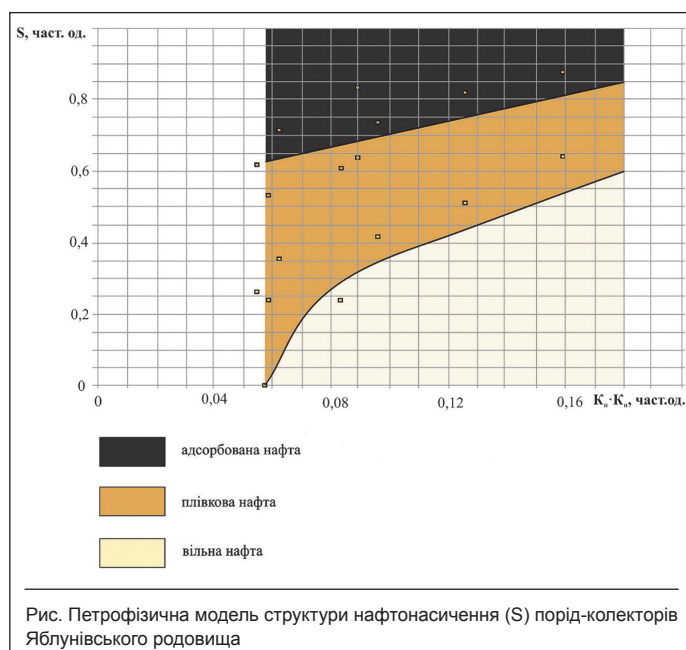
Дослідження складових структури нафтонасичення проводилися згідно з нормативним документом [6].

Методика передбачає: детальне вивчення фільтраційно-емнісних і поверхнево-активних властивостей на зразках ядра, проведення капіляриметрії з одержанням кривих залежності водо- і нафтонасичення K_b , K_n від тиску витіснення p , диференціацію умов витіснення на кожному режимі, побудову диференціальних кривих витіснення води, нафти при залишковій воді залежно від приведенного відносного тиску витіснення p . За характерними точками на диференціальних кривих початкове нафтонасичення K_n поділяють на зони, які враховують енергію зв'язку флюїда з поверхнею порового середовища [8].

Структура нафтонасичення порід-колекторів башкирського ярусу Яблунівського родовища (в'язкість нафти 4,6 мПа·с, пластові термобаричні умови – $t_{пл} -93$ °С, $P_{пл} -38$ МПа), досліджена за зазначеною методикою (рисунок), виглядає так (Див. рис.).

У породах-колекторах проникністю близько 10 мД структура флюїдонасичення така: залишкове водонасичення 27 %, вміст нафти у вільному, плівковому і адсорбованому стані становитиме, відповідно, 26; 26 і 21 %. Коефіцієнт нафтонасичення – 73 %. Структура нафтонасичення буде такою: вміст вільної нафти – 36, плівкової – 36 і адсорбованої – 26 %. Коефіцієнт витіснення нафти водою не перевищуватиме 40 % (за умови відсутності бітумів у твердому стані).

У породах-колекторах проникністю близько 50 мД структура флюїдонасичення така: залишкове водонасичення – 19 %, вміст нафти у вільному, плівковому і адсорбованому стані становитиме, відповідно, 41; 25 і 15 %. Коефіцієнт нафтонасичення – 81 %. Структура нафтонасичення буде такою: вміст вільної нафти – 51, плівкової – 31 і адсорбованої – 18 %. Коефіцієнт витіснення нафти водою не перевищуватиме 53 % (за умови відсутності бітумів у твердому стані).



У породах-колекторах проникністю понад 100 мД структура флюїдонасичення така: залишкове водонасичення – 10 %, вміст нафти у вільному, плівковому і адсорбованому стані становитиме, відповідно, 58; 21 і 11 %. Коефіцієнт нафтонасичення – 90 %. Структура нафтонасичення буде такою: вміст вільної нафти – 62, плівкової – 22 і адсорбованої – 16 %. Коефіцієнт витіснення нафти водою не перевищуватиме 63 % (за умови відсутності бітумів у твердому стані).

Висновки

Отже, створена нами на основі проведених досліджень модель є основою для побудови відповідних карт із класифікацією запасів за ступенем вилучення на **активну, важковидобувну та залишкову складові** та побудови об'ємних гідродинамічних моделей фільтрації пластових флюїдів із урахуванням K_n , K_b , h_{ef} . Диференціювання нафти за ступенем її рухливості здійснено за параметрами витіснення з урахуванням співвідношення гідродинамічних і капілярних сил. Це дає змогу аргументовано обґрунтувати видобувні запаси покладів нафти основних об'єктів розробки Яблунівського родовища ДДЗ.

Список використаних джерел

- ГОСТ 26450.0-85 Порода горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 12 с.
- ГОСТ 26450.1-85 Порода горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 8 с.
- ГОСТ 26450.2-85 Порода горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 16 с.
- ГСТУ 41-00032626-00-025-2000 Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків. – К.: Мінекоресурсів України, 2001. – 19 с.
- СОУ 73.1-41-08.11.09:2007 Визначення параметрів порового простору порід-колекторів. Методичні вказівки. – К.: Держгеолслужба, 2007. – 13 с.
- ГСТУ 41-31-2002 Визначення параметрів структури нафтонасичення порід-колекторів методом центрифугування зразків. – К.: Мінекоресурсів України, 2002. – 20 с.
- Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами. – М.: ВНИГНИ, 1978. – 395 с.
- Нестеренко М.Ю. Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів. – К.: УкрДГРІ, 2010. – 224 с.