

В.Й. Прокопів
канд. геол. наук
В.А. Пітоня
О.М. Придачина
ПАТ «Укрнафта»

Експрес-метод визначення зон залишкових запасів нафти на пізній стадії розробки покладів

УДК 622.276.344

Пропонується експрес-метод для виявлення невикористаних (або мало використаних) зон нафтових покладів на пізній стадії розробки. Метод апробований на прикладі горизонту П-1+2 Гнідинцівського родовища.

Предлагается экспресс-метод для выявления невыработанных (или мало выработанных) зон нефтяных залежей на поздней стадии разработки. Метод апробирован на примере горизонта П-1+2 Гнединцевского месторождения.

Presents the method of rapid analysis to identify wild (or little produced) zones of oil deposits at a late stage of development. The method was tested on the example of horizon P-1+2 Gnidyntsi field.

Більшість нафтових родовищ ПАТ «Укрнафта» перебуває на пізній або завершальній стадії розробки. Родовища характеризуються високим ступенем обводненості продукції. Середня обводненість на більшості із них становить 83–88 %.

Основним ефективним методом розробки нафтових родовищ ПАТ «Укрнафта» є процес підтримки пластового тиску (ППТ) шляхом заводнення, широке застосування якого протягом тривалого часу забезпечувало високі рівні видобутку нафти. У процесі витіснення нафти пластовою та нагнітальною водою залишаються не охоплені дренаванням зони покладів. Важливим завданням є виявлення таких зон для максимального вироблення запасів.

У світовій практиці широкого розповсюдження набули методи гідродинамічного моделювання розробки родовищ, застосування яких дає змогу створювати детальні гідродинамічні моделі з урахуванням більшості факторів, що впливають на процеси розробки. Це дає можливість використовувати весь первинний матеріал, який накопичується на нафтопромислах у результаті документування стану розробки по свердловинах і покладях у цілому.

Для більшості родовищ ПАТ «Укрнафта», які перебувають на пізній стадії і мають тривалу історію розробки, гідродинамічне моделювання зумовлює великі затрати праці і часу та ускладнює процес прийняття оперативних рішень.

Для виконання оперативних завдань є необхідність створити більш спрощені методики, так звані «експрес-методи». Наприклад, для оперативного уточнення місцеположення проектних свердловин чи визначення доцільності переведення свердловин із інших горизонтів. Наявність об'єктивних, але інтегральних показників по свердловинах ускладнює можливість оперативно виконати поставлені завдання.

Для вирішення вищеписаних завдань авторами запропоновано експрес-метод для визначення зон залишкових запасів нафти на пізній або завершальній стадії розробки на основі обмежених вихідних даних інтегрального типу.

Вихідними даними для експрес-методу є накопичені відбори нафти, води і рідини з видобувних свердловин та (за наявності системи ППТ) накопичена закачка води із нагнітальних свердловин. Важливою є наявність інформації про контури продуктивності горизонту, його ефективну нафтонасичену та загальну товщину.

Метод передбачає побудову базових карт за даними накопичених відборів нафти, води, рідини та закачки води зі свердловин.

У подальшому шляхом математичних перетворень для виключення впливу змінної нафтонасиченої товщини колекторів вихідні дані корегуються на товщину колектора і приводяться із об'ємних значень у площинні характеристики.

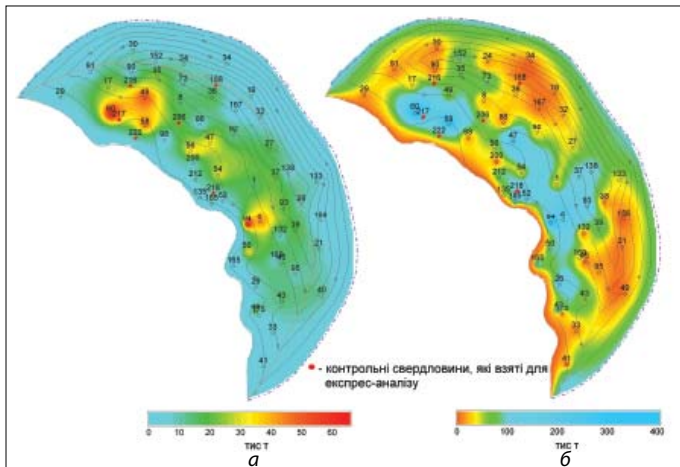


Рис. 1. Карти накопичених відборів: а – нафти, б – рідини

Під час створення карт детального розподілу геологічної інформації на родовищі вуглеводнів складним завданням є розповсюдження по всій площі досліджуваних параметрів горизонту, які визначені в свердловинах. Відповідно, кількість вихідних даних є обмеженою, тому одним із визначальних факторів у процесі їх поширення на об'єкті розробки є оцінка рівномірності розподілу даних та вибір такого методу обробки даних, при якому точність візуалізації вихідної інформації була б найкращою. При цьому завдання полягає у вивченні однорідності та щільності розподілу параметрів, а також логічного зв'язку між ними. Найбільш достовірні результати отримують у ході комплексного вирішення завдання [1, 2].

На першому етапі будують карти розподілу по площі первинних параметрів. На другому етапі застосовують математичні операції як із базовими картами, так і з даними зі свердловин.

Для побудови регулярних сіток (гридів) можна використовувати широкий спектр алгоритмів інтерполяції-екстраполяції даних, але не кожен із методів підходить для вирішення такого завдання. Так, наприклад, побудова ґридів за алгоритмом тонкої мембрани дає можливість моделювати кривизну пласта і простежувати в районах найбільшої кривизни зони тріщинуватості та (із досягненням критичних значень геомеханічних напружень) тектонічні порушення. Такі побудови значно точніше відтворюють просторову конфігурацію тонких прошарків геологічної моделі, ніж статистично детерміновані алгоритми Kriging- методу, які використовуються зазвичай.

Одним із визначальних факторів у процесі побудови моделі є геологічно змістовне та диференційоване розповсюдження параметрів по площі.

Для побудови базових сіток було використано модифікований метод Шепарда (*Modified Shepard's Method*) [3, 4], подібний до методу зворотних відстаней (*Inverse Distance to a Power*). Він також використовує зворотні відстані для обчислення вагових коефіцієн-

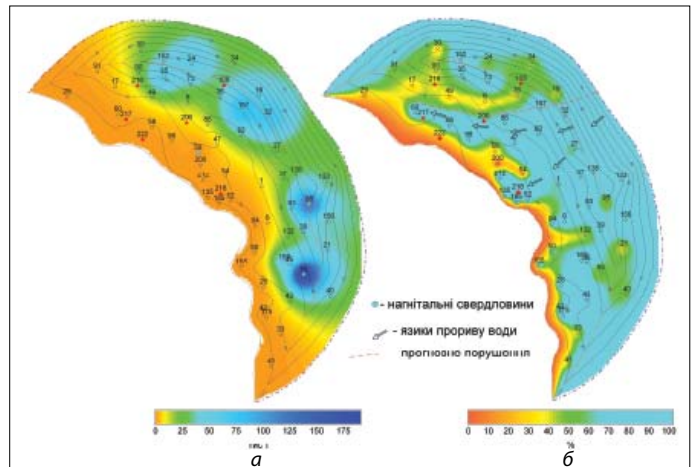


Рис. 2. Карти площинного розподілу: а – нагнітання води по горизонту; б – обводненості горизонту

тів, за допомогою яких зважуються значення експериментальних даних у точках розкриття свердловинами покладу. Відмінність полягає в тому, що під час побудови інтерполяційної функції в локальних областях використовується метод найменших квадратів. Це виключає появу на згенерованій поверхні артефактів типу «бичаче око».

Радіуси впливу повинні бути достатньо великими, щоб об'єднувати свердловини в зони зі сталим режимом видобування, але при цьому і достатньо малим, щоб свердловини однієї зони не впливали на інші зони. Тому саме метод Шепарда дає змогу під час побудови карт задавати одночасно як радіальні, так і локальні радіуси впливу.

Для прикладу проведення експрес-методу з метою оцінки розподілу залишкових запасів нафти вибрано горизонт П-1+2 Гнідинцівського родовища.

Горизонт П-1+2 є літолого-стратиграфічною пасткою, витягнутою в плані у формі півмісяця з півночі на південь. Загальна його товщина змінюється від нуля в західній частині покладу до 70 м – у східній. Горизонт представлений пісковиками, які перешаровані глинами та алевролітами.

Особливістю геологічної будови об'єкта є наявність літологічного виклинювання колекторів у західній присклепінній частині структури, що значно ускладнює вироблення запасів у таких зонах унаслідок як погіршення колекторських властивостей, так і суттєвого зменшення його нафтонасичених товщин (2–6 м).

Продуктивна частина горизонту П-1+2 обмежена початковим контуром нафтоносності та лінією літологічного виклинювання колекторів. Водонафтова зона досить широка і займає майже третину покладу.

Розробка горизонту відбувається під час витіснення нафти водою від контура нафтоносності до лінії виклинювання продуктивних пластів. Такий характер витіснення нафти водою створює сприятливі умови для утворення тупикових слабодренуваних зон між лініями виклинювання і першим рядом видобувних сверд-

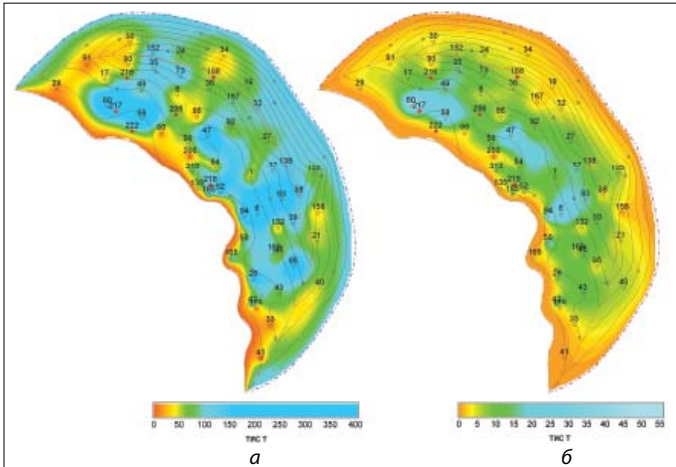


Рис. 3. Карти площинного розподілу: а – об'ємів рухомої рідини; б – накопичених видобутків нафти, витісненої водою

ловин. У таких зонах зосереджені значні залишкові запаси нафти.

На горизонті проводили ППТ шляхом нагнітання води (1974–2001 рр.). Усього горизонт П-1+2 розробляло 57 видобувних і 10 нагнітальних свердловин. Поклад знаходиться на завершальній стадії розробки.

За первинною інформацією побудовані карти накопичених відборів нафти, води та рідини по свердловинах. За даними нагнітання води також побудовано базову карту накопиченої закачки води по свердловинах.

Для всіх базових карт радіальний радіус було вибрано однаковим – 3000 м, а локальні радіуси – залежно від поставленої перед нами мети. Наприклад, для карти накопиченого видобутку нафти і рідини – 100 м (рис. 1, а та б).

Карти закачки води і обводненості горизонту (рис. 2 а і б) будувалася з радіусами 80 м. Еліпс анізотропії потрібно орієнтувати за падінням пласта або від групи нагнітальних свердловин до групи видобувних.

Для створення границь регіонів на картах зони літологічного заміщення колекторів екрануючі порушення оцифровувалися, а значення параметрів на границі приймалися рівними 0. Аналогічно оцифровували зовнішній контур продуктивності, якому залежно від завдань, які вирішувалися, надавали значення 0 або 100 %.

Усі подальші карти побудовано як комбінацію вищезазначених базових карт та приведено до ефективних товщин:

карту об'ємів рухомої рідини (рис. 3, а) розраховували як суму значень карти накопиченого нагнітання води і карти накопичених відборів рідини;

карту накопичених видобутків нафти, що витіснена водою (рис. 3, б), розраховували як добуток двох ґридів – накопиченого видобутку нафти та обводненості;

карту компенсації відборів за рахунок нагнітання води визначали як частку значень карти накопиченого нагнітання до значень карти накопичених відборів рідини, визначену у відсотках (рис. 4, а);

карта залишкової нафтонасиченості – різниця одини-

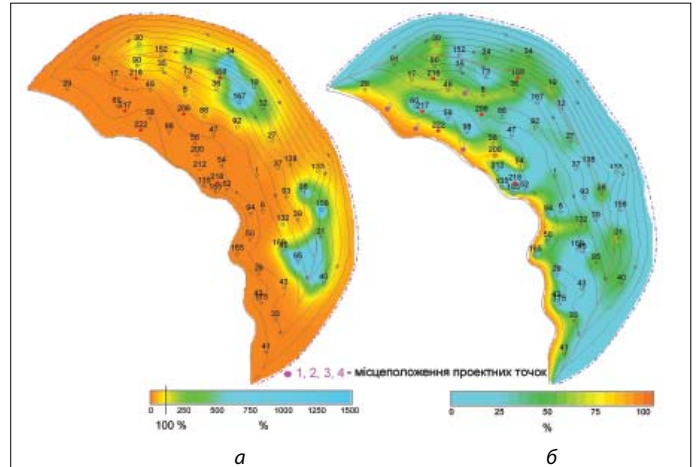


Рис. 4. Карти площинного розподілу: а – компенсації відборів за рахунок нагнітання; б – залишкової нафтонасиченості

ці і частки кількості нафти, що витіснена водою, від накопичених відборів нафти, визначена у відсотках (рис. 4, б).

На горизонті П-1+2 проводили ущільнення сітки шляхом буріння нових свердловин та переведення свердловин із інших горизонтів. У період 2011–2012 рр. уведено в буріння св. 216, 217, 218, 222, а св. 206 переведено з іншого горизонту. Значення відборів нафти, води і рідини по нових свердловинах під час побудови первинних карт розподілу параметрів не враховували.

Розташування та роботу нових свердловин було проаналізовано у зіставленні з визначеними зонами залишкових запасів нафти за експрес-методом.

Св. 206 почала експлуатацію з початковим дебітом нафти 55,3 т/добу, обводненість продукції – 11,4 %. Поточний дебіт нафти становив 17,6 т/добу, обводненість – 77 %. На карті залишкової нафтонасиченості (рис. 4, б) свердловина розташована в зоні з насиченістю 38 % у районі промитої зони (св. 58, 98, 86, 47), що вказує на те, що за короткий термін роботи (кілька місяців) обводненість продукції суттєво зростає.

Св. 216 введено на горизонт із початковим дебітом 18 т/добу нафти та обводненістю продукції – 1,2 %. На кінець року дебіт нафти становив 15,6 т/добу, обводненість – 0,7 %. На рисунку 2, б свердловина знаходиться в зоні низької обводненості, на карті накопичених видобутків нафти, що витіснена водою (див. рис. 3, б), – у зоні незначного витіснення водою. На карті об'ємів рухомої рідини (див. рис. 3, а) свердловина знаходиться на границі інтенсивних флюїдопотоків і рідини, що залишається в статичному стані. Можливо, вона ще дрениє нерухому рідину. На рис. 4, б свердловина розташована в зоні з залишковою нафтонасиченістю – 63 %. Більша половина нафти в дренованій зоні ще залишається в пласті.

Св. 217 почала розробляти горизонт із початковим дебітом нафти 4,7 т/добу, обводненість продукції – 1,6 %. На карті залишкової нафтонасиченості свердловина розташована в зоні з насиченістю 32 % (рис. 4, б) і може дрениувати зону збоку лінії виклинювання, де зосереджені запаси нафти з початковою насиченістю.

Св. 218 введена в експлуатацію з початковим дебітом нафти 8,2 т/добу, обводненістю продукції – 94,3 %. Згідно з рис. 2, б, свердловина розташована в зоні високої обводненості (80 %), про що свідчить її фактичне значення. На карті накопичених відборів нафти, що витісна водою (див. рис. 3, б), свердловина знаходиться у заводненій зоні, при чому св. 185 розташована поблизу св. 218, яка виявляється на шляху руху води св. 185 (рис. 2, б).

На рис. 4, б свердловина знаходиться у зоні низької нафтонасиченості (10 %), що добре кореспондує з обводненістю продукції.

Св. 222 введено в експлуатацію з початковим дебітом нафти 17,3 т/добу, обводненістю продукції – 0,8 %. Зважаючи на невелику товщину колектору (2 м), свердловина є успішною з-поміж групи контрольних. Фактична обводненість відповідає зоні мінімальної обводненості (рис. 2, б).

На рис. 4 видно, що свердловина працює у зоні за межами області підвищеної рухомості води (район св. 60–58), де прогноуються шляхи прориву законтурної води. На карті залишкової нафтонасиченості (див. рис. 4, б) свердловина розташована в зоні із значенням 78 %, де з боку лінії виклинювання зосереджені запаси нафти з початковою насиченістю.

На картах обводненості горизонту, об'ємів рухомої рідини та залишкової нафтонасиченості прослідковуються зони підвищеного водовмісту, які з'єднуються із законтурною областю та областю інтенсивної закачки води та оцінюються як можливі шляхи міграції води.

У результаті проведеного аналізу на основі розробленої методики побудови та розрахунку вищезначених карт можна зробити висновок, що найбільш проникні ділянки горизонту зосереджені в склепінній частині структури. Погіршення колекторських властивостей спостерігалось на північному і південному закінченнях структури. Зони підвищеної рухомості води корелюють із зонами тріщинуватості в районі розповсюдження за геоморфологічними даними можливих тектонічних порушень. Залишкові запаси нафти зосереджені біля зони літологічного виклинювання колекторів (по лінії св. 29–222–212) та в північно-західній частині покладу (район св. 17–90–49). У цьому трикутнику спостерігаються найменші об'єми рухомої рідини.

Згідно з побудованими картами обводненості горизонту можна зробити припущення, що св. 17, 211, 49, 8, 36 знаходяться на північ від екрануючого порушення, уздовж якого з південної сторони утворився «язик» прориву законтурної води.

Побудовані прогнозні карти добре підтверджуються роботою нових свердловин. Карти залишкової нафтонасиченості, побудовані на основі інтегральних параметрів, дають можливість оперативно приймати рішення під час вибору та обґрунтування місцеположення проектних свердловин, а також переведення на об'єкт свердловин із інших горизонтів.

На основі проведеного експрес-методу для вибору місцеположення свердловин із метою ущільнення сітки та відборів залишкових запасів із горизонту П-1+2 пропонуються точки 1–4 (див. рис. 4, б).

Таким чином, апробація експрес-методу для визначення зон залишкових запасів нафти на прикладі горизонту П-1+2 Гнідинцівського родовища підтвердила можливість його використання на нафтових покладах.

Список літератури

1. **Придачина О.М.** Екстраполяція даних при створенні геологічних моделей // Геодинамика, сейсмичность и нефтегазоносность Черноморско-Каспийского региона. – Симферополь, 2005. – С. 180–181.
2. **Придачина О.М.** Нові технології моделювання колекторів як основа гідродинамічної моделі / О.М. Придачина, В.Ю. Філатов // Проблеми нафтогазової промисловості. 36. наук праць. – К.: ДП «Науканафтогаз» НАК «Нафтогаз України», 2006. – Вип. 3. – С. 78–83.
3. **Shepard D.** A two-dimensional interpolation function for irregularly-spaced data // Proc. of the 23 ACM National Conference. – ACM Press, New York, 1968. – Pp. 517–524.
4. **R. Caira.** Shepard-Bernoulli operator / R. Caira, F. Dell'Accio // Mathematics of computation. – 2007. – V. 76. – N. 257. – Pp. 229–321.

Автори статті



Прокопів Володимир Йосипович

Директор департаменту буріння та геології ПАТ «Укрнафта», канд геол. наук, член-кореспондент Української нафтогазової академії, член міжнародної геофізичної організації «Ассоциация научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и работам в скважинах (АИС)». Закінчив ІФНТУНГ за спеціальністю геофізичні методи пошуку та розвідки. Коло виробничих та наукових інтересів – передові технології пошуку, розвідки та розробки родовищ нафти та газу.

Пітоня Віктор Анатолійович

Начальник відділу оптимізації процесів розробки родовищ управління гідродинамічного моделювання родовищ вуглеводнів ПАТ «Укрнафта». Закінчив ІФНТУНГ за спеціальністю розробка нафтових і газових родовищ. Основні напрями наукових досліджень – оптимізації процесів розробки родовищ нафти і газу; вивчення факторів, що впливають на величину нафтовилучення на завершальній стадії розробки.



Придачина Олена Михайлівна

Заступник начальника відділу геологічного та гідродинамічного моделювання управління гідродинамічного моделювання родовищ вуглеводнів. Закінчила ІФНТУНГ за спеціальністю геофізичні методи пошуку та розвідки. Основні напрями наукових досліджень – прогнозування геологічного розрізу, моделювання колекторів, побудова об'ємних геологічних моделей родовищ вуглеводнів.

