

УДК 553.98

В. І. Коваль

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Україна

ГІДРОДИНАМІЧНИЙ СИМУЛЯТОР ДЛЯ ПРОЕКТУВАННЯ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ

Розглянуто особливості створення гідродинамічного симулятора для моделювання розроблення нафтових і газоконденсатних родовищ. Наведено приклади використання розроблених програмних комплексів для розрахунку фазової рівноваги і тривимірної трифазної багатокомпонентної фільтрації пластових флюїдів.

Ключові слова: *математичне моделювання, гідродинамічний симулятор, фазова проникність, фазова рівновага, фільтрація.*

Точність визначення початкових запасів вуглеводнів та прогнозування основних показників відіграють важливу роль у подальшому розробленні родовища і впливають на темпи розроблення, об'єм буріння, обсяг капіталовкладень та будівництва наземних комунікацій. Зважаючи на складну геологічну будову продуктивних пластів, термобаричні умови залягання флюїдів, фазові переходи та системи розроблення горизонтів, використання класичних статистичних методів моделювання процесу розроблення та спрощених математичних має обмежений характер. Альтернативою зазначених методів є використання новітніх технологій математичного моделювання.

Існує багато програмних продуктів, що дозволяють проводити гідродинамічне моделювання складних пластових систем та прогнозування основних показників. До них належать гідродинамічні симулятори таких провідних фірм, як ROXAR (Tempest MORE) та SHLUMBERGER (ECLIPSE). Потужний програмний комплекс розроблений фірмою CMG (Computer Modelling Group, Канада), а саме: IMEX, GEM і STARS. Російські вчені також намагаються створити комплексні програмні продукти, що давали б змогу створювати постійно діючі геолого-технологічні моделі родовищ, до яких належать TimeZYX науково-інжинірингової групи компаній «ТАЙМЗІКС», програмний комплекс «МТК», розроблений за участю, НЦ «ПІТ» та СеверНІПГаз «Газпрому» [1], і tNavigator компанії «Rock Flow Dynamics».

Закордонні компанії, університети та окремі науковці також активно розвивають цей напрям [2]. В огляді детально проаналізували основи та принципи побудови гідродинамічних моделей покладів вуглеводнів, методи розрахунку та моделювання горизонтальних і багатостовбурних свердловин та описано розроблений за участю багатьох дослідницьких груп універсальний об'єктноорієнтований симулятор досліджень GPRS.

Зважаючи на вищенаведене здійснено спробу створити конкурентоспроможні програмні продукти на базі світових досягнень у галузі математичного моделювання вуглеводневих систем та гідродинамічного моделювання. В межах проекту розроблено програмний комплекс з розрахунку фізичних властивостей багатокомпонентних вуглеводневих систем на основі рівняння стану, запропонованого А. І. Брусіловським [3]. За допомогою цього комплексу можна розраховувати густину речовини, молярну масу, коефіцієнт надстисливості, фазову рівновагу, тиск насичення, розподіляти компоненти вуглеводневої суміші у гравітаційному полі [4], а також моделювати процес контактної та диференційної конденсації та дегазації.

Як вхідні дані для моделювання пластової суміші застосовують мольні концентрації компонентів, їх критичні параметри, ацентричні чинники та інші специфічні табульовані коефіцієнти. Параметри вуглеводнів, що в нормальних умовах перебувають у рідкому стані,

визначали за результатами фракційної температурної розгонки. Точність відтворення пластової суміші контролювали за результатами розрахунку тиску насичення або контактної конденсації.

На основі описаного комплексу (модуль PVT), який виступає в ролі підпрограми розрахунку фазових перетворень, розробили методику та програмний продукт, що дає змогу створювати цифрові гідродинамічні моделі продуктивних пластів.

Для створення геометрії порового простору в програмі використали первинну геологопромислову інформацію: глибину залягання горизонтів, пористість та товщину продуктивних пластів, абсолютну відмітку вільної поверхні води, модель тектонічних розломів та ін.

Передбачено класичні типи побудови гідродинамічної сітки, що досягається розбиттям пласта на однакову кількість прошарків або на блоки певної товщини, що залягають паралельно покрівлі чи підшві горизонту. При цьому можливе врахування наявності кількох інтервалів розкриття пласта свердловинами. Абсолютні відмітки інтервалів перфорації та ефективну товщину, що розкрита свердловиною, розраховували на основі прив'язки за інклінометрією, та відображали з метою контролю. Вся вихідна інформація може бути імпортована як з текстових файлів, так і з таблиць.

Після створення гідродинамічної сітки заповнювали її флюїдами з врахування положення ВНК чи ГВК, пластового тиску та температури. За наявності покладу насичених вуглеводнів, зокрема газовий поклад з нафтовою облямівкою, або нафтовий з газовою «шапкою», початковий розподіл флюїдів за розрізом пласта розраховується з урахуванням гравітаційного перерозподілу компонентів у кожній з фаз, необхідною умовою якого є термодинамічна рівновага системи. З метою контролю отриманих результатів передбачали виведення інформації про запаси вуглеводнів як у масових, так і в об'ємних одиницях, а також розподіл за розрізом покладу тиску та насичення флюїдами.

Для розрахунку коефіцієнтів рівнянь фільтрації задали залежності абсолютної проникності від пористості та відносної фазової проникності для кожного з флюїдів від насиченості (модель Стоуна). Для абсолютної проникності можна використовувати одну з двох передбачених видів залежності – логарифмічну або степеневу. Для відносної фазової проникності передбачено можливість зміни початкової та кінцевої насиченості флюїдом та характеру безпосередньо кривої в координатах нафта–вода та газ–рідина.

В основу методу гідродинамічних розрахунків поклали модифіковану модель Маскета–Мереса [5], що враховує тривимірну трифазну багатокомпонентну фільтрацію. Рух флюїдів розраховували згідно з узагальненим законом Дарсі без врахування капілярного тиску.

В програмі передбачена можливість введення видобувних та нагнітальних свердловин, зміни скін-чинників, депресії та репресії на пласт, а також наявності гідродинамічного взаємозв'язку тектонічних блоків. Розрахунок основних показників здійснювали певним часовим інтервалом, а результати імпортували з довільним часовим кроком – день, місяць або рік.

Зважаючи на розвиток комп'ютерної техніки, а саме наявність багатоядерних процесорів, що значно підвищують швидкість розрахунків, у програмі проваджено виконання паралельних розрахунків. Загальновідомо, що звичайна комп'ютерна програма є однопотоковою та використовує лише одне системне ядро. Таким чином, завантаження двоядерного процесора при виконанні такої програми становить 50 %, чотириядерного – 25 %, восьмиядерного – близько 13 %. Звичайно, скласти програму, що використовуватиме усі доступні ресурси системи, дуже важко, проте такий програмний продукт конкурентоспроможним завдяки значній економії часу. Застосована у в програмі технологія дозволяє використовувати для розрахунку довільну кількість системних процесорів.

Для прикладу розрахуємо процес розробки нафтоносного пласта, що розділений тектонічним проникним порушенням на два блоки (1 та 2). Порушення, що розділяє блоки, є проникним, його амплітуда становить 4 м. Параметри пласта наступні: довжина та ширина – по 400 м, товщина – 10 м, глибина залягання покрівлі – 3326 м, пористість – 20 %, початковий

пластовий тиск – 50 МПа, пластова температура – 100 °С. Продуктивний пласт залягає горизонтально. Розріз поділили на п'ять однакових частин з кроком 25 м; у такий спосіб побудували гідродинамічну сітку з комірками розміром 25x25x2 м; всього 1280 комірок.

Блок 1 розкритий нагнітальною свердловиною 1 на глибині 3481,6–3483,6 м. Блок 2 – видобувною свердловиною 2 на глибин 3470,6–3472,6 м. Альтитуди свердловин рівні між собою та становлять 141,3 м. Перераховані відповідно до інклінометрії абсолютні відмітки інтервалів розкриття перфорацією – 3338–3340 та 3327–3329 м за відповідно свердловинами 1 та 2. При цьому свердловина 1 повністю розкриває нижню крайню комірку блоку 1 у північно-західній частині, свердловина 2 частково розкриває крайні комірки першого та другого шарів у південно-східній частині блоку 2, тобто діагонально протилежно. Розташування свердловин та інтервалів перфорації показано на рис. 1–3. Розкриті перфорацією комірки виділено темним кольором, інтервали перфорації відображено у вигляді паралелепіпеда.

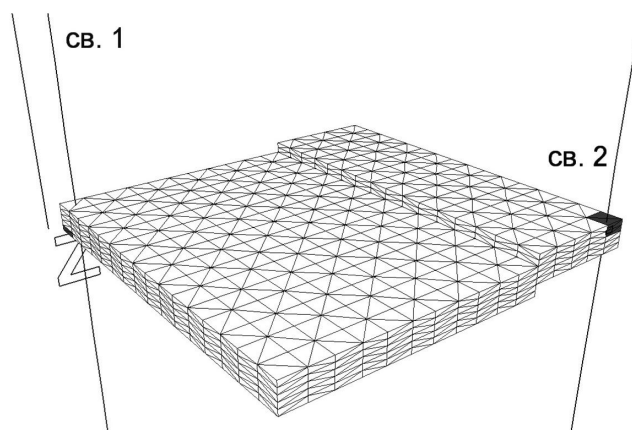


Рис. 1. Схема гідродинамічної сітки, розташування свердловин та інтервалів перфорації

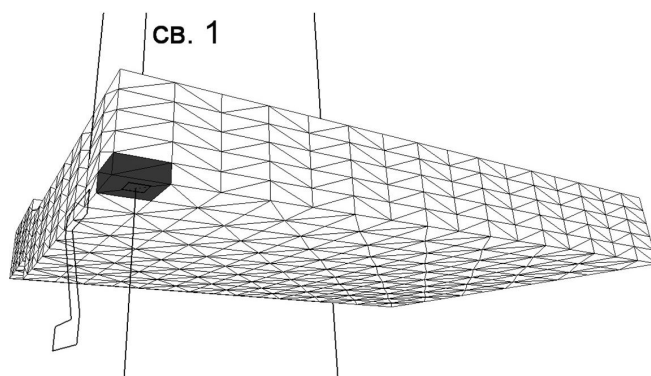


Рис. 2. Схема розкриття горизонту нагнітальною свердловиною 1

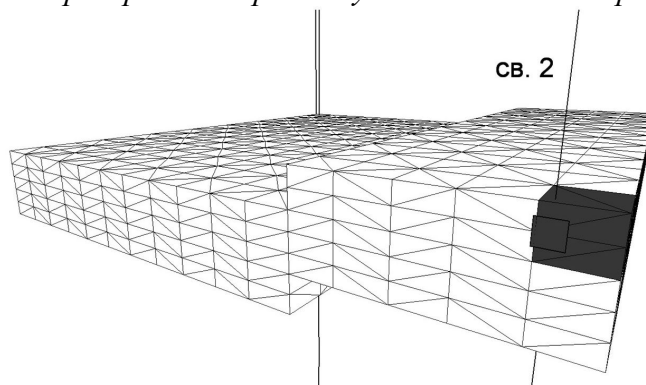


Рис. 3. Схема розкриття горизонту видобувною свердловиною 2

Колектор анизотропний за проникністю. Для заданої пористості проникність розраховували за степеневою залежністю (рис. 4), і взяли такою, що становить 100 мД у горизонтальному напрямку і у 100 разів нижча у вертикальному напрямку – 1 мД. Критичні насиченості пласта водою прийняли відповідно початкову – 0,2, кінцеву – 0,8. Характер прийнятих для моделювання фазових проникностей нафти та води показано на рис. 5.

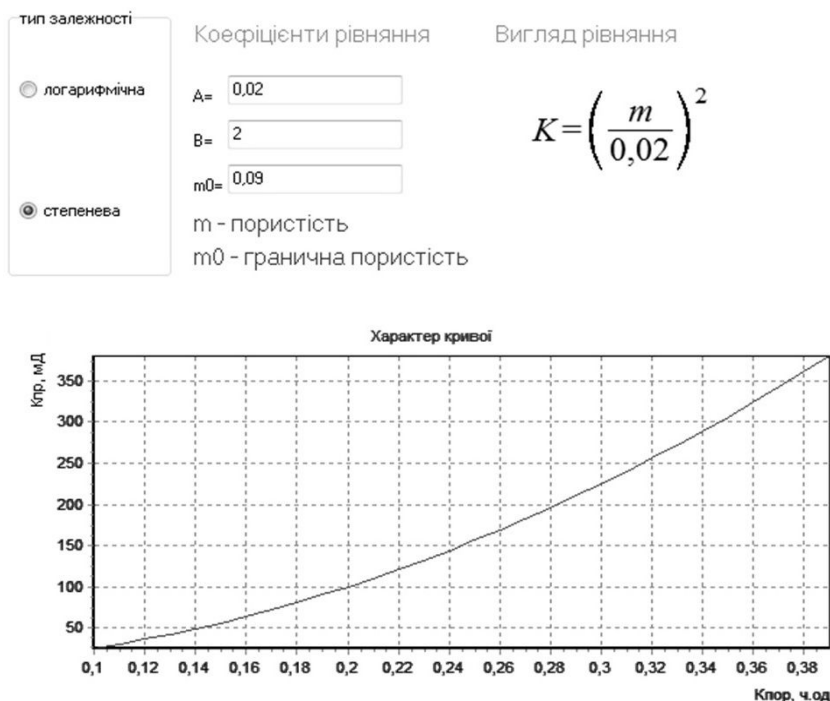


Рис. 4. Характер прийнятої для моделювання залежності проникності від пористості

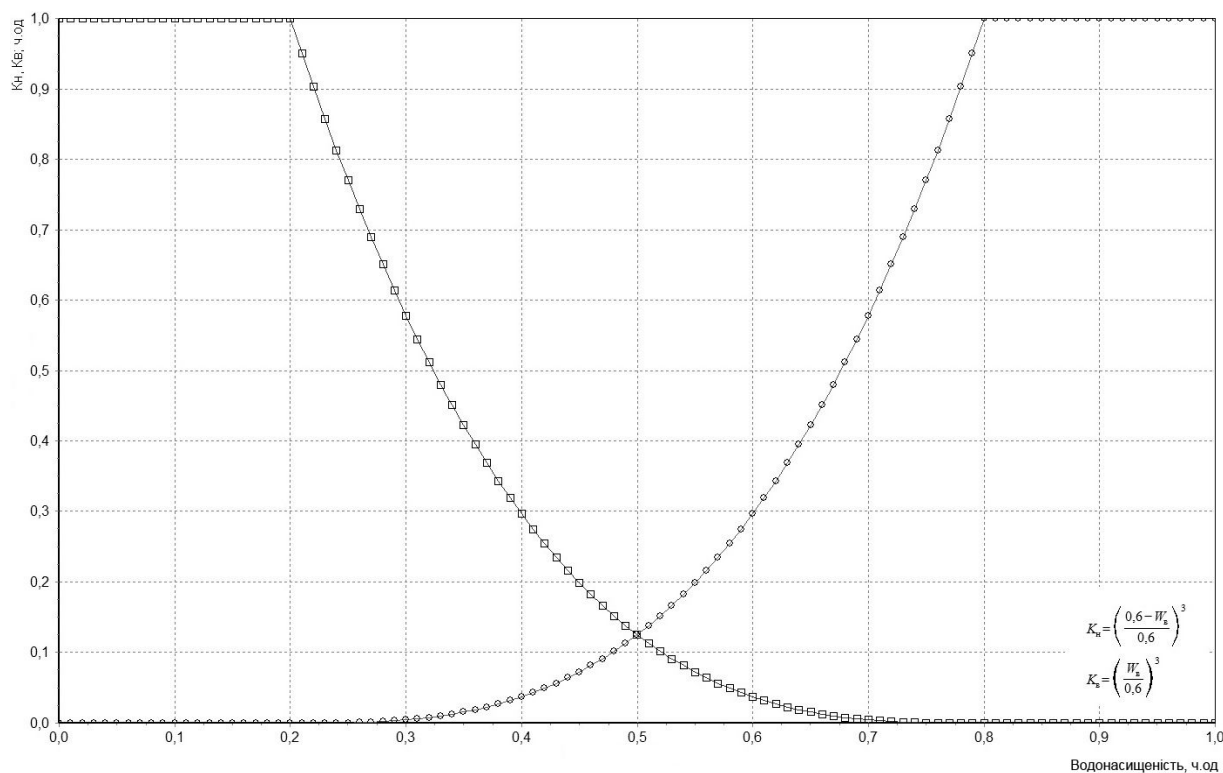


Рис. 5. Характер прийнятих для моделювання фазових проникностей нафти та води:
 ■ – Кн, ○ – Кв

Пластову нафту моделювали п'ятикомпонентною вуглеводневою системою такого складу: метан – 50 %, етан – 5 %, пропан – 3 %, ізобутан – 2 % та гексан – 40 %. Молярна маса суміші – 46,5 г/моль густина у пластових умовах – 507 кг/м³, тиск насичення – 14,2 МПа, об'ємний коефіцієнт при початковому пластовому тиску – 1,3; при тиску насичення – 1,7; газовміст пластової нафти – 722,9 м³/т; густина пластової води – 1150 кг/м³; динамічні коефіцієнти в'язкості нафти та води відповідно 5 та 1 мПа·с.

На основі наведених фізичних параметрів пластових флюїдів та пласта-колектора розраховували початкові запаси нафти, що становили 129,7 тис. т.

Процес розроблення моделювався наступним чином. Режим роботи свердловин задали з постійним вибійним тиском, отже вибійний тиск у нагнітальній свердловині 1 становив 55 МПа, у видобувній 2–15 МПа. Свердловини вводили в експлуатацію одночасно, період прогнозного розрахунку показників розроблення становив сім років. Динаміку основних показників розроблення показано на рис. 6 та 7.

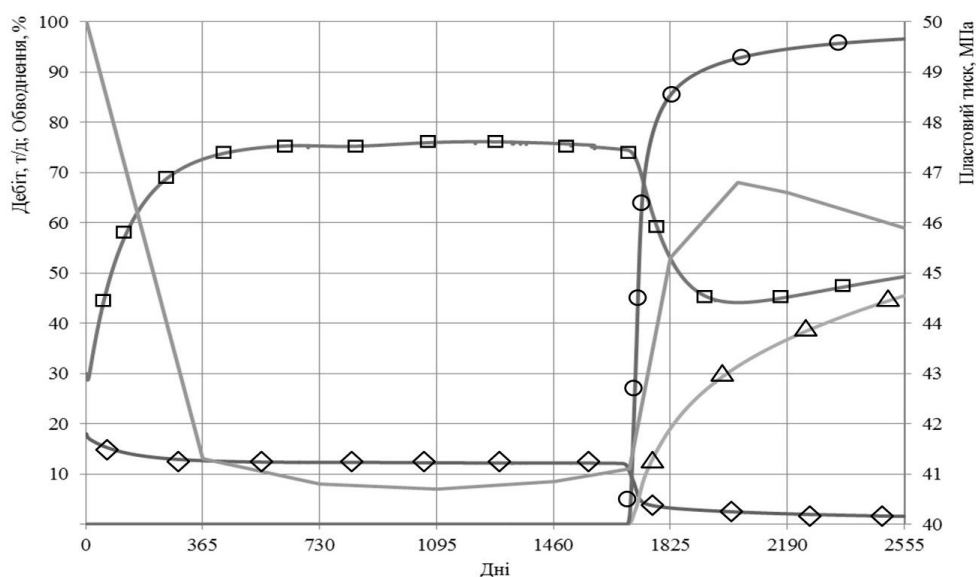


Рис. 6. Динаміка дебітів свердловин, обводнення та пластового тиску: □ – Нагрівання, т/д; ◇ – qн, т/д; △ – qв, т/д; ○ – Обводнення, %; — – Пластовий тиск, МПа

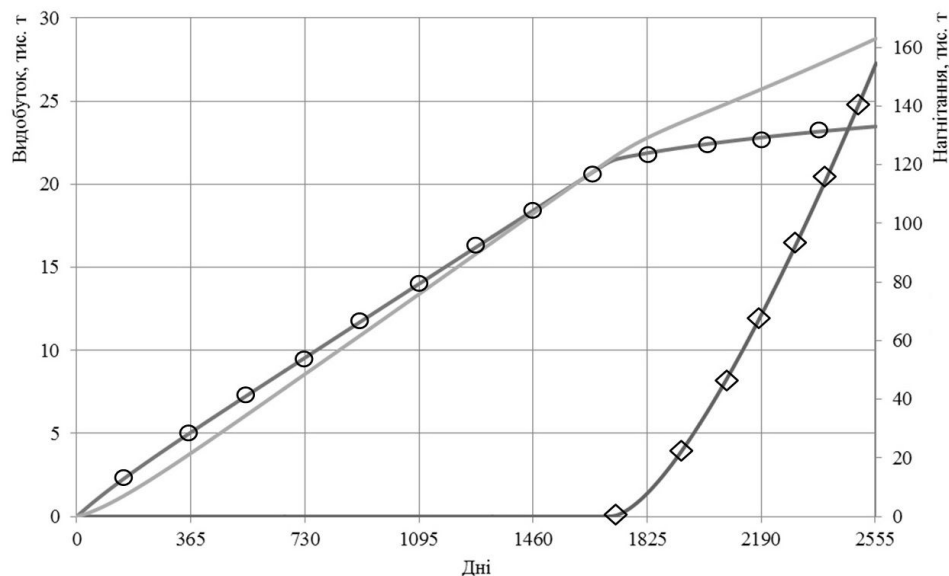


Рис. 7. Динаміка накопичених показників розроблення: ○ – Qн нак, тис. т; ◇ – Qв нак, тис. т; — – Qнаг нак, тис. т

Як видно з рис. 6, початкові дебїти нагнїтальної та видобувної свердловин становили відповідно 30 та 18 т/д. Протягом першого року експлуатації знизилися пластовий тиск та дебїт нафти, збільшилися обсяги нагнїтання. До середини другого року розроблення процес стабілізувався і протягом подальших трьох років пластовий тиск становив 40,8 МПа, дебїт нагнїтальної свердловини – ~75 т/д, видобувної – 12,2 т/д. Така ситуація зберігалась до 1696 дня розроблення (середини четвертого року) до прориву води до видобувної свердловини. Пластовий тиск на цей момент становив 41,1 МПа. Після цього продукція видобувної свердловини різко обводнилась, пластовий тиск підвищився, обсяги видобутку нафти зменшилися. Через 31 день після прориву обводнення досягло 50 %, а ще за 54 дні – 80 %. Пластовий тиск після прориву води підвищувався протягом 341 дня і досяг максимуму – 46,8 МПа; водночас обсяг нагнїтання став мінімальним – 44,15 т/д. Після цього почалося чергове поступове зниження пластового тиску і до кінця сьомого року розроблення він знизився до 45,9 МПа. Обводнення продукції видобувної свердловини за цей період підвищилося до 96,6 %, приймальність нагнїтальної свердловини - до 49,3 т/д, а дебїт нафти знизився до 1,6 т/д. На кінець періоду розрахунку накопичений обсяг видобутку нафти досяг 23,473 тис. т, води – 27,275 тис. т; у пласт запомповано 163 тис. т води.

Зміну насиченості пласта водою показано на рис. 8–10.

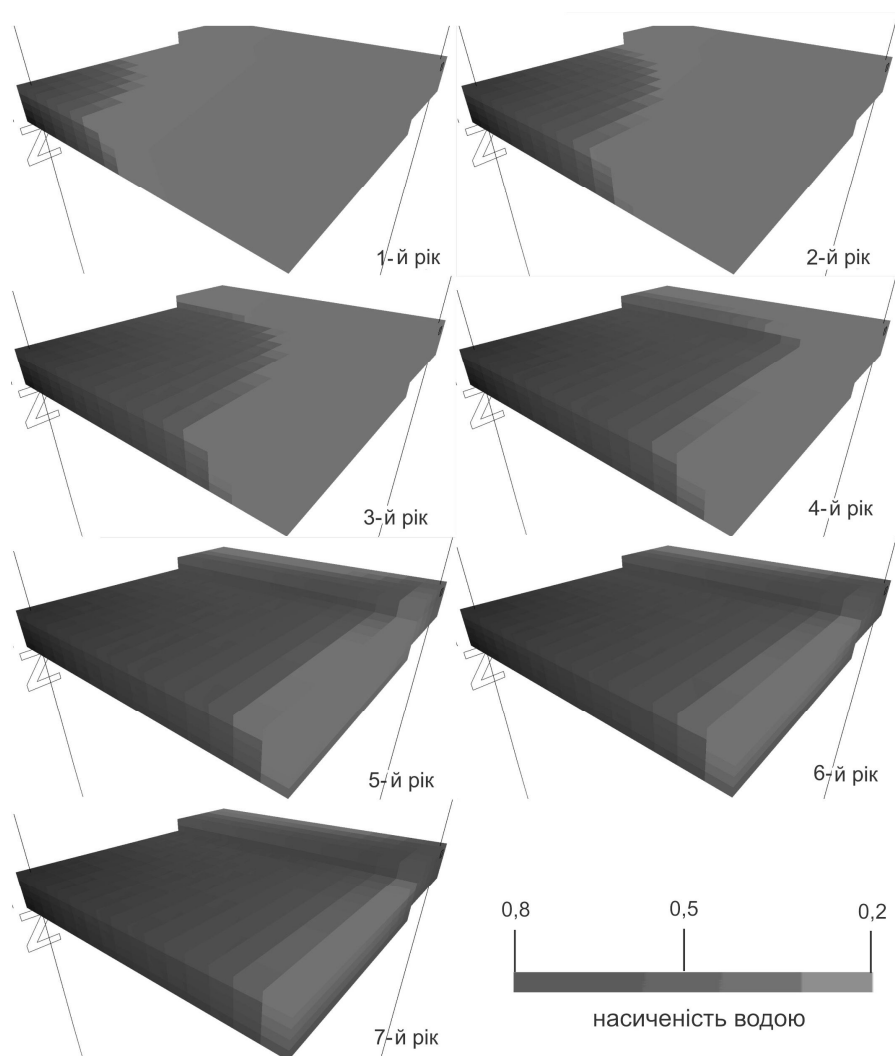


Рис. 8. Динаміка зміни насиченості пласта водою (вид збоку)

На рис. 8 (вид пласта збоку) видно, що першочергово вода просувається покладом по комірках нижнього пропластку, у той час як комірки верхнього залишаються менш водонасиченими. Це добре видно також на рис. 9, де відображено зміну насиченості водою прошарків пласта наприкінці сьомого року розроблення.

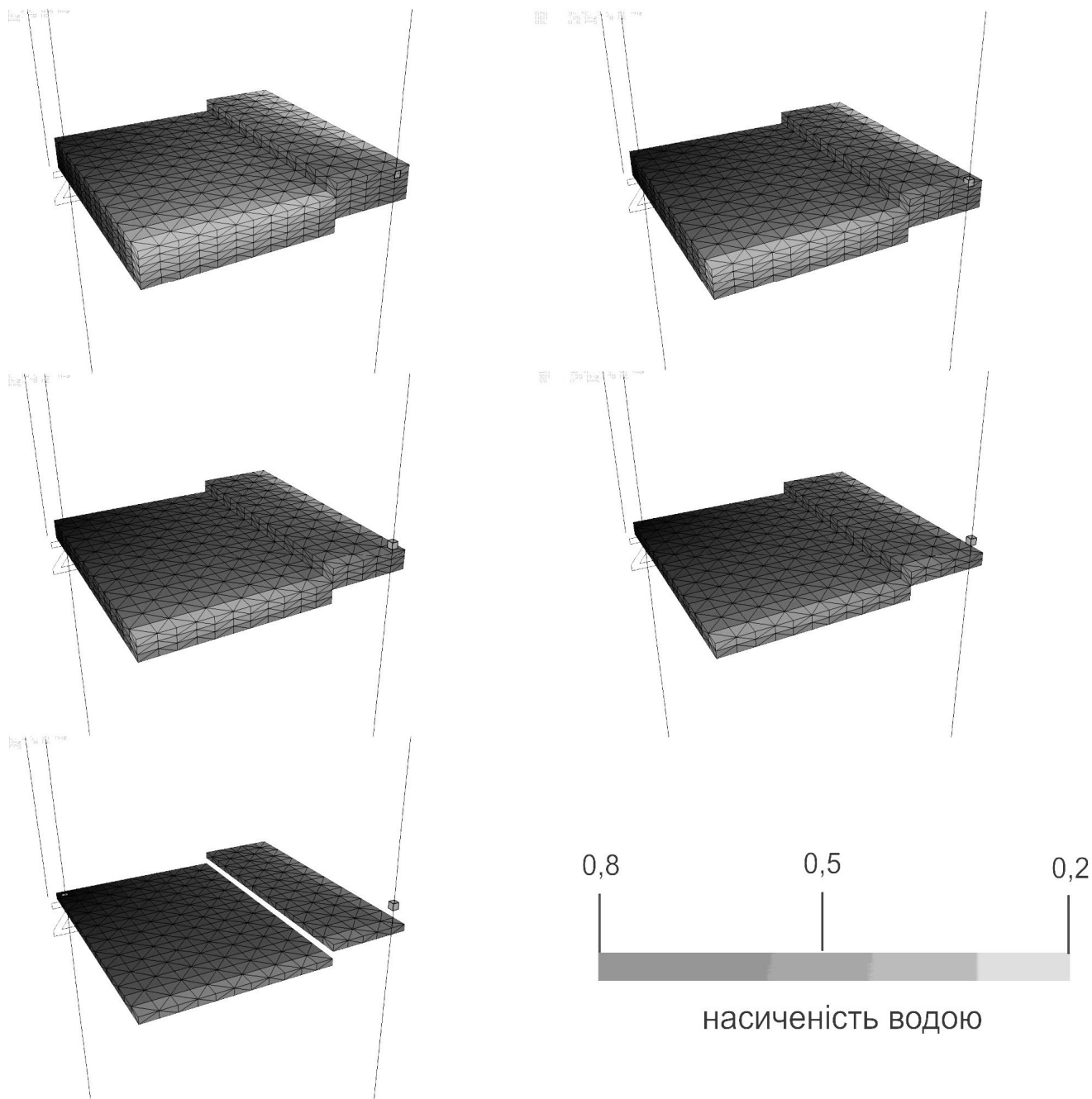


Рис. 9. Зміна насиченості пласта водою за пропластками (шарами) наприкінці періоду розроблення

Як видно на рис. 10 (вид пласта зверху) протягом перших трьох років фронт води просувався радіально, після чого відбувався випереджаючий прорив води в напрямку видобувної свердловини 2, що чітко прослідковується з п'ятого року розроблення.

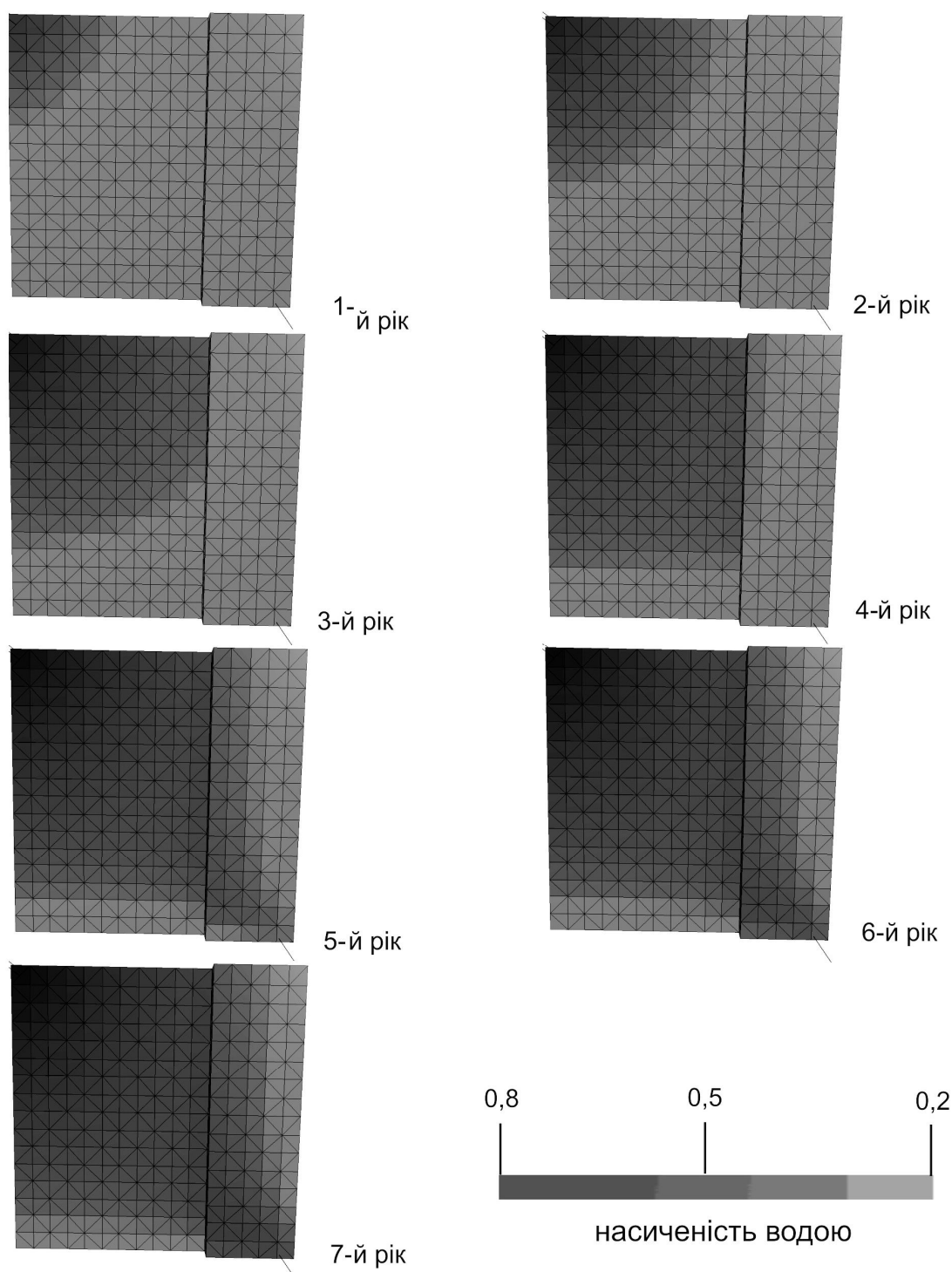


Рис. 10. Динаміка зміни насиченості пласта водою (вид зверху)

Отже, отримані на основі розроблених програмних комплексів результати моделювання процесу заводнення нафтового покладу цілком адекватні. У подальшому планується порівняти результати розрахунку процесу розроблення тестових гіпотетичних пластів, виконаних з використанням програмних комплексів TEMPEST та ECLIPSE, а також розрахувати процес розроблення за фактичним матеріалом на прикладі одного з родовищ ДДЗ, що дасть змогу більшою мірою оцінити достовірність закладених у розрахунки алгоритмів.

Рассмотрены особенности создания гидродинамического симулятора для моделирования разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений. Приведены примеры использования

разработанных программных комплексов для расчёта фазового равновесия и трёхмерной трёхфазной многокомпонентной фильтрации пластовых флюидов.

Ключевые слова: математическое моделирование, гидродинамический симулятор, фазовая проницаемость, фазовое равновесие, фильтрация.

In the article examined the features creation of simulator for modeling the development of oil and gas-condensate fields. Examples of the use of elaboration of the author of software packages for calculating the phase equilibrium and three-phase three-dimensional multicomponent reservoir fluid filtration are considered.

Key words: mathematical modeling, hydrodynamic simulations, phase permeability, phase equilibrium, filtration.

Література

1. Композиционный симулятор «МКТ». Модификация аквифера картера-трейси для моделирования ПХГ / А. Х. Пергамент, А. В. Горчаков, Б. В. Критский, С. Б. Попов // Вестник ЦКР РОСНЕДРА. – 2010. – С. 2–7.
2. Durlofsky J., Khalid A. Advanced Techniques for Reservoir Simulation and Modeling of Nonconventional Wells / Department of Petroleum Engineering School of Earth Sciences Stanford University Stanford, CA 94305-2220. – 2004. – 213 с.
3. Брусиловский А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
4. Намиот А. Ю. Различие свойств нефти в пределах нефтеносной залежи // Исследования в области физики пласта: Тр. ВНИИ.– 1954. – Вып. 3. С. 41–60.
5. Азиз Х., Сеттари С. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра, 1982. – 407 с.

Надійшла 07.06.12

УДК 622.24.053

А. А. Кожевников, д-р техн. наук; **Ю. Л. Кузин**, канд. техн. наук; **А. А. Лексиков**

*Державний вищий навчальний заклад «Національний гірничий університет»,
м. Дніпропетровськ, Україна*

ВИЗНАЧЕННЯ ЗАПАСУ МІЦНОСТІ ЗА НОРМАЛЬНИМИ НАВАНТАЖЕННЯМИ У НИЖНЬОМУ ПЕРЕРІЗІ КОМБІНОВАНОЇ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ

При використанні бурильних колон, які складаються з різних за товщиною бурильних труб, виникають проблеми щодо визначення можливості використання таких колон з використанням відповідних параметрів режиму буріння. Запропоновано методіку визначення запасу міцності в нижньому, найнапруженішому перерізі бурильної колони.

Ключові слова: бурильні труби, товщина стінки, потужність, міцність.

У стиснутій частині колони виникають нормальні (від стискання і вигинання) і дотичні (від крутіння) напруження. Стиснуту частину розраховують на витривалість, тому що напруження вигинання змінюються. За малих вигинів може виявитися, що напруження вигинання незначні й не здатні впливати на міцність стиснутої частини бурильної колони.

Відомі дослідження напружень, які виникають в бурильній колоні, що складається з однакових бурильних труб, тобто з однаковими зовнішнім та внутрішнім діаметрами [1–3].