

ГІДРОДИНАМІЧНИЙ СИМУЛЯТОР ДЛЯ ПРОЕКТУВАННЯ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ

Б.О. Чернов, В.І. Коваль

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 48090,
e-mail: vitalik-ndpi@rambler.ru

Розглянуто особливості створення гідродинамічного симулятора для моделювання процесу розробки нафтових і газоконденсатних родовищ, існуючі програмні продукти відомих світових компаній та інші розробки закордонних вчених. Описано розроблені автором програмні комплекси для розрахунку фазової рівноваги складних багатоконпонентних вуглеводневих систем з урахуванням вмісту неуглеводневих компонентів таких як азот та вуглекислий газ. Наведені програми дають змогу здійснювати розрахунок контактної і диференційної конденсації та дегазації, тиску насичення та розподіл компонентів пластових систем у гравітаційному полі. Розроблено гідродинамічний симулятор багатоконпонентної трифазної тривимірної фільтрації пластових флюїдів, який дає змогу здійснювати композиційне моделювання процесу розробки нафтових, газових, газоконденсатних та нафтогазоконденсатних покладів на різних режимах розробки. Для створення геологічної моделі порового простору в програмі використовують первинну геологопромисловою інформацію, таку як глибини залягання горизонтів, пористість та товщини продуктивних пластів, абсолютні позначки водонафтового чи газоводяного контакту, модель тектонічних розломів, інклінометрію свердловин та результати геофізичних досліджень. Зважаючи на розвиток комп'ютерної техніки, а саме наявність багатоядерних процесорів, що значно підвищують швидкість розрахунків, у програмі впроваджено виконання паралельних розрахунків. Ця технологія дозволяє використовувати для розрахунку довілну кількість системних процесорів.

З метою демонстрації можливостей симулятора для прикладу наводиться розрахунок процесу розробки газоконденсатного покладу на виснаження та з підтриманням пластового тиску шляхом зворотної рециркуляції сухого газу (сайклінг-процес). Для повноти висвітлення процесу витіснення "жирного" газу "сухим" розраховано три варіанти з повною (100%) та частковою компенсацією відборів на рівні 80% та 90%.

Ключові слова: математичне моделювання, гідродинамічний симулятор, фазова проникність, фазова рівновага, фільтрація, сайклінг-процес.

Рассмотрены особенности создания гидродинамического симулятора для моделирования процесса разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений, существующие программные продукты известных мировых компаний и другие разработки иностранных и российских ученых. Описаны разработанные автором программные комплексы для расчета фазового равновесия сложных многокомпонентных углеводородных систем с учетом содержания неуглеводородных компонентов, таких как азот и углекислый газ. Представленные программы позволяют произвести расчет контактной и дифференциальной конденсации и дегазации, давления насыщения и распределение компонентов пластовых систем в гравитационном поле. Разработан гидродинамический симулятор многокомпонентной трехфазной трехмерной фильтрации пластовых флюидов, который позволяет осуществлять композиционное моделирование процесса разработки нефтяных, газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей в различных режимах разработки. Для создания геологической модели порового пространства в программе используется первичная геологопромысловая информация, такая как глубины залегания горизонтов, пористость и толщины продуктивных пластов, абсолютная отметка водонефтяного или газоводяного контактов, модель тектонических разломов, инклінометрия скважин и результаты геофизических исследований. Учитывая развитие компьютерной техники, а именно наличие многоядерных процессоров, что значительно повышает скорость расчетов, имеется возможность параллельных расчетов. Данная технология позволяет использовать для расчета произвольное количество системных процессоров.

С целью демонстрации возможностей симулятора пример приводится расчет процесса разработки газоконденсатной залежи на истощение и с поддержанием пластового давления путем обратной рециркуляции сухого газа (сайклінг-процесс). Для полноты освещения процесса вытеснения "жирного" газа "сухим" рассчитано три варианта с полной (100%) и частичной компенсацией отборов на уровне 80% и 90%.

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

The article deals with the features of hydrodynamic simulator for modeling the process of oil and gas condensate fields. Development existing software products of well-known world companies and other researches of foreign and Russian scientists are considered. Software units for the calculation of phase equilibrium of complex multicomponent hydrocarbon systems with regard to content of non-hydrocarbon components such as nitrogen and carbon dioxide are developed. These programs enable to make the calculation of contact and differential condensation and degasification to estimate saturated pressure and distribution of components of reservoir systems in gravitational field. Based on the above described programs hydrodynamic simulator of multicomponent three-phase-dimensional filtration of reservoir fluids which makes it possible to perform compositional simulation of oil, gas, gascondensate and oil-gascondensate deposits development in different reservoir drives was devised. To create a geological model of pore space primary field-geologic information such as horizons depth, porosity and thickness of productive strata, absolute mark of oil-water contact or gas-water contact, model of tectonic faults, well inclinometer and the

results of geophysical surveys are used in the program. Considering the development of computer technology, namely the presence of multi-core processors which significantly increase the speed of calculations, performance of parallel calculations was implemented in the program. The applied technology enables to use an arbitrary number of system processors for calculations.

In order to demonstrate the possibilities of the simulator, the calculation of gas condensate deposit depletion drive and with maintaining reservoir pressure by reverse dry gas recirculation (cycling process) is given as an example. For complete coverage of the displacement of "fat" gas by "dry" one, three options with full (100%) and partial compensation of selections respectively at 80% and 90% are calculated.

Key words: mathematical modeling, hydrodynamic simulator, phase permeability, phase equilibrium, filtration, cycling process.

У світі існує декілька програмних продуктів, що уможливають гідродинамічне моделювання складних пластових систем та прогнозування основних показників розробки. До них належать відповідні гідродинамічні симулятори таких провідних фірм, як ROXAR (Tempest MORE) та SHLUMBERGER (ECLIPSE). Потужний програмний комплекс (IMEX, GEM і STARS) розроблено канадською фірмою CMG (Computer Modelling Group). Російські вчені також докладають значних зусиль для створення комплексних програмних продуктів, які давали б змогу створювати постійно діючі геолого-технологічні моделі родовищ, до яких можна віднести TimeZYX науково-інжинірингової групи компанії "ТАЙМЗІКС". Сюди ж можна віднести і програмний комплекс "МТК", розроблений за участю «НЦ РІТ» та «СеверНИПИ-газ» російського "Газпрому" [1] та tNavigator компанії "Rock Flow Dynamics".

Американські компанії, університети та окремі науковці також активно розвивають цей напрям, що досить детально висвітлено в огляді Louis J. Durlofsky і Khalid Aziz [2], де проаналізовано 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'єктно-орієнтований симулятор досліджень GPRS.

Враховуючи світові досягнення, авторами розроблено конкурентоздатні програмні продукти, в яких використано сучасні методи математичного моделювання вуглеводневих систем та гідродинамічного моделювання. В рамках проекту на даний час розроблено програмний комплекс розрахунку фізичних властивостей багатокомпонентних вуглеводневих систем на основі рівняння стану, запропонованого Брусіловським А.І. [3]. Даний комплекс дозволяє здійснювати розрахунок густини речовини, молярної маси, коефіцієнта надстигливості, фазової рівноваги, тиску насичення та моделювати процес контактної і диференційної конденсації та дегазації, розподілу компонентів вуглеводневої суміші у гравітаційному полі [4].

Вхідними даними для моделювання пластової суміші є мольні концентрації компонентів, їх критичні параметри, ацентричні фактори та інші специфічні табульовані коефіцієнти. Параметри вуглеводнів, що в нормальних умовах перебувають у рідкому стані, перераховують за результатами фракційної температурної розгонки. Контроль точності відтворення пластової суміші може бути здійснено за результа-

тами розрахунку тиску насичення чи, наприклад, контактної конденсації.

На основі описаного вище комплексу (модуль PVT), який є підпрограмою розрахунку фазових перетворень, розроблено методику та програмний продукт, що дає змогу формувати цифрові гідродинамічні моделі продуктивних пластів.

Для створення геометрії порового простору в програмі використовують первинну геологопромисловою інформацію: глибини залягання горизонтів, пористість та товщини продуктивних пластів, абсолютну позначку вільної поверхні води, модель тектонічних розломів тощо.

Передбачено класичні типи побудови гідродинамічної сітки, яка створюється розбиттям пласта на рівну кількість прошарків або на блоки певної товщини, що залягають паралельно до покрівлі чи подошви горизонту. Можливе врахування наявності декількох інтервалів розкриття пласта свердловинами. Абсолютні позначки інтервалів перфорації та ефективну товщину, розкрити свердловиною, розраховують на основі прив'язки по інклінометрії; вони можуть бути відображені з метою контролю. Вся вхідна інформація може бути імпортована як з текстових файлів, так і з таблиць.

Після створення гідродинамічної сітки здійснюють заповнення її флюїдами з врахування положення ВНК чи ГВК, пластового тиску та температури. За наявності покладу насичених вуглеводнів, такого як газовий поклад з нафтовою облямівкою або нафтовий з газовою "шапкою", початковий розподіл флюїдів по розрізу пласта розраховують з врахуванням гравітаційного перерозподілу компонентів у кожній з фаз, необхідною умовою якого є термодинамічна рівновага системи. З метою контролю отриманих результатів передбачено виведення інформації щодо запасів вуглеводнів як в масових, так і в об'ємних одиницях, а також розподіл по розрізу покладу тиску та насичення флюїдами.

Для розрахунку коефіцієнтів рівнянь фільтрації задають залежності абсолютної проникності від пористості та відносної фазової проникності для кожного з флюїдів від насиченості (модель Стоуна). Для абсолютної проникності може бути використана одна з двох передбачених видів залежності – логарифмічна або степенева. Для відносної фазової проникності передбачено можливість зміни початкової та кінцевої насиченості флюїдом та характеру самої кривої в координатах «нафта-вода» та «газ-рідина».

В основу методу гідродинамічних розрахунків закладено модифіковану модель Маскета-Мереса [5], яка враховує тривимірну трифазну багатоконпонентну фільтрацію. Рух флюїдів розраховують згідно з узагальненим законом Дарсі без урахування капілярного тиску.

В програмі передбачено можливість введення видобувних та нагнітальних свердловин, зміни скін-факторів, депресії та репресії на пласт. Також передбачено можливість наявності гідродинамічного зв'язку між тектонічними блоками. Розрахунок основних показників здійснюють з певним часовим інтервалом, а результати можуть експортуватись з довільним кроком по часу – день, місяць або рік.

Зважаючи на розвиток комп'ютерної техніки, а саме наявність багатоядерних процесорів, що значно підвищують швидкість розрахунків, у програмі впроваджено виконання паралельних розрахунків. Загальновідомим є той факт, що звичайна комп'ютерна програма є однопоточною та використовує тільки одне системне ядро. Таким чином, завантаження двоядерного процесора під час виконання такої програми становить 50%, чотириядерного – 25%, восьмиядерного, відповідно, близько 13%. Звичайно, складання програми, що повністю використовує усі доступні ресурси системи, є набагато більш складнішим процесом, проте такий програмний продукт є більш конкурентоспроможним завдяки значній економії часу. Застосована авторами у програмі технологія дозволяє використовувати для розрахунку довільну кількість системних процесорів.

В [6] наведено розрахунок розробки нафтового пласта з ППТ шляхом нагнітання води з використанням описаних вище програмних комплексів. В рамках даної роботи здійснено розрахунок процесу розробки газоконденсатного покладу на виснаження та з ППТ шляхом зворотного запомпювання сухого газу в пласт (сайклінг-процес). Для повноти висвітлення процесу витіснення "жирного" газу "сухим" розраховано три варіанти з повною (100%) та частковою (на рівні 80% та 90%) компенсацією відборів.

При розробці газоконденсатних родовищ значну увагу приділяють питанням газовіддачі у зв'язку з тим, що вона зумовлює конденсатовіддачу при реалізації режиму виснаження. Навіть якщо коефіцієнт газовіддачі близький до 100%, то конденсатовіддача зазвичай не перевищує 70%, оскільки мають місце пластові втрати конденсату у зв'язку з ретроградною конденсацією.

Залежність конденсатовіддачі від газовіддачі пояснюється наступним. Кожен мікро- і макрозашемлений об'єм газу містить конденсат у розчиненому вигляді. Тому, якщо втрачаються ці бульбашки газу, то разом з ними втрачається і конденсат. Отже, якщо в наведеному прикладі газовіддача розглянутого покладу очікується на рівні 0,8, то коефіцієнт конденсатовіддачі не перевищить 0,56.

Отже, чим більший початковий питомий вміст конденсату в газі (конденсатний фактор),

тим нижчий коефіцієнт конденсатовіддачі в режимі виснаження пластової енергії.

Наприклад, вміст конденсату в пластовому газі Оренбурзького родовища [7] до початку його розробки становив 72 г/м^3 , очікувана тут конденсатовіддача оцінюється в 54%. Початковий вміст конденсату в газі родовища Вуктил становив 360 г/м^3 ($500 \text{ см}^3/\text{м}^3$), а фактично досягнута, близька до кінцевої величина конденсатовіддачі знаходиться на рівні 30-31%. На Карачаганакському родовищі вміст конденсату в пластовому газі істотно змінюється з глибиною залягання, тому й конденсатовіддача відповідних інтервалів (експлуатаційних об'єктів) при виснаженні пластової енергії буде відрізнятися.

Наведені дані свідчать про те, що режими виснаження при розробці газових і, особливо газоконденсатних родовищ, не завжди забезпечують високі коефіцієнти вилучення газу, конденсату та інших компонентів. Оскільки газовіддача зумовлює величину конденсатовіддачі, то і видобуток інших компонентів (етану, пропану, рідкісних газів тощо) залежить від кінцевої газовіддачі.

У зарубіжній газопромисловій практиці найбільш поширений спосіб розробки родовища з підтриманням пластового тиску шляхом рециркуляції відсепарованого газу. Найвідомішою його модифікацією є спосіб, при якому середньозважений за об'ємом покладу пластовий тиск підтримують на рівні, дещо вищому тиску початку конденсації (точки роси) вихідної системи. Очевидно, що ця умова гарантує відсутність випадіння конденсату в пласті, за винятком невеликих за розміром привибійних зон експлуатаційних свердловин.

Окремим випадком такої модифікації є спосіб підтримання на вибої експлуатаційних свердловин тиску, що перевищує тиск початку конденсації. Пластовий тиск, як правило, має бути вищим початкового, тобто обсяг запомпювання газу повинен перевищувати сумарний відбір його з покладу. При дотриманні умови $P_{\text{пл}} > P_{\text{виб}}$ забезпечується досягнення максимальної продуктивності експлуатаційних свердловин, а, отже, можливість скорочення до мінімуму їх числа. Однак, на практиці здійснення подібної модифікації є вельми проблематичним через труднощі, пов'язані із залученням додаткових ресурсів газу та економічною шкодою від їх консервації.

Найбільш вірогідною можливістю реалізації умови $P_{\text{пл}} > P_{\text{виб}}$ стає лише на багатопластових родовищах, у розрізі яких чергуються горизонти з високим і низьким вмістом конденсату. Аналогічна можливість з'являється при розташуванні газових і газоконденсатних родовищ у безпосередній близькості один від одного.

Альтернативою способу зворотного закачування сухого газу може бути використання як агента, що закачується, неуглеводневих або штучних газів.

Спосіб підтримання тиску при $P_{\text{пл}} > P_{\text{виб}}$ широко застосовують у зарубіжній промисловій практиці, починаючи з 1939-1940 рр. Слід за-

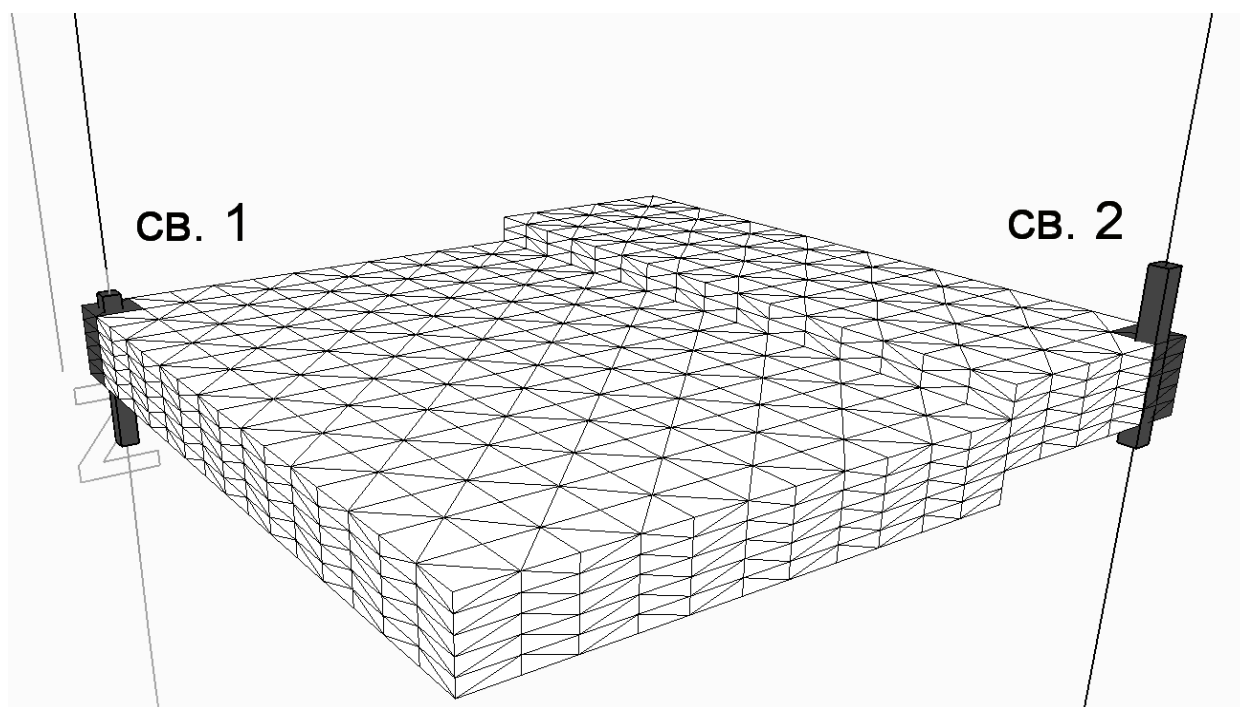


Рисунок 1 – Схема гідродинамічної сітки, розташування свердловин та інтервалів перфорації

уважити, що повернення відсепарованого газу в пласт не забезпечує підтримання тиску на постійному рівні. Причиною цього є так звана усадка пластового газу, зумовлена вилученням з нього широкої вуглеводневої фракції. Однак, після видалення стабільного конденсату (фракція C_{5+}) усадка пластового газу не перевищує 2% за об'ємом.

Проте в конденсаті, що виділився в сепараторі, у розчиненому стані міститься значна кількість газових вуглеводнів. Якщо цей газ після стабілізації також повертається в пласт, розбалансування між обсягами видобутого і закачаного газів складає лише до 6%. Якщо ж гази стабілізації утилізуються на поверхні, то це розбалансування може досягти від 10% до 12%. В останньому випадку виникає проблема так званого "стороннього" газу, необхідного для компенсації згаданого розбалансування.

На практиці при впровадженні способу зворотного закачування сухого газу як "стороннього" використовують або попутний газ нафтових, або природний газ прилеглих газових родовищ.

Найбільш перспективним є спосіб зворотного закачування сухого газу при зниженні пластового тиску. Сутність його зводиться до часткового (а не повного) повернення в пласт відсепарованого газу з моменту введення родовища в експлуатацію. Застосування цього способу дозволяє з самого початку розробки утилізувати до 60% видобутого газу і одночасно домогтись значного підвищення конденсатовіддачі порівнянно з віддачею при розробці на режимі виснаження.

До числа основних факторів, що забезпечують досягнення зазначеного ефекту, відносяться:

- 1) часткове підтримання тиску в покладі;
- 2) можливість випаровування частини рідкої фази (конденсату), що випала в пласті в недонасичений газ, що закачується;
- 3) підвищення ступеня охоплення пласта сухим газом за рахунок більш рівномірного дренажу покладу;
- 4) можливість зниження тиску ретроградної точки роси пластової системи за рахунок зміни її складу.

Для прикладу проведено розрахунок процесу розробки газоконденсатного пласта, що розділений тектонічним проникним порушенням на два блоки (блок 1 та блок 2). Порушення, що розділяє блоки, є проникним, його амплітуда становить чотири метри. Параметри пласта наступні: довжина – 400 м, ширина – 400 м, товщина пласта – 10 м, пористість – 20%, початковий пластовий тиск – 18 МПа, пластова температура – 100°C. Продуктивний пласт залягає горизонтально. Розріз поділено на п'ять рівних частин з кроком 25 м, таким чином побудовано гідродинамічну сітку з параметрами комірки 25x25x2 м (всього 1280 комірок).

У разі застосування сайклінг-процесу моделювали розкриття блоку 1 нагнітальною свердловиною 1. Блок 2 розкрито видобувною свердловиною 2. Розміщення свердловин підбрано так, що свердловина 1 повністю розкриває всі комірки блоку 1 у верхній лівій частині, а свердловина 2 повністю розкриває крайні комірки в нижній правій частині блоку 2, тобто діагонально протилежно. Розташування свердловин та інтервалів перфорації зображено на рисунку 1. Комірки, які розкриті перфорацією, виділено темним кольором, інтервали перфорації відображено у вигляді паралелепіпеда.

тип залежності

логарифмічна

степенева

Коефіцієнти рівняння

A= 0,02

B= 2

m0= 0,09

m - пористість

m0 - гранична пористість

Вигляд рівняння

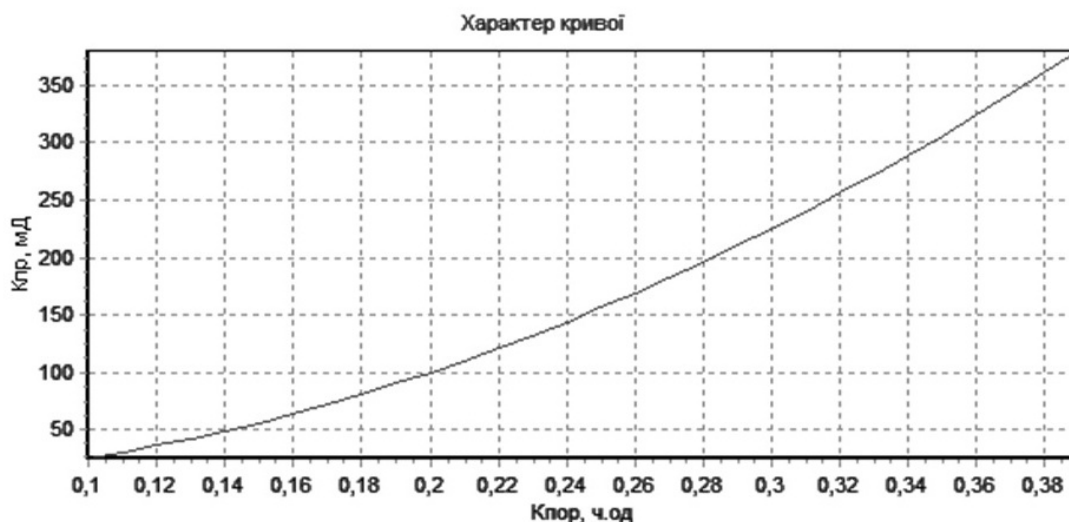
$$K = \left(\frac{m}{0,02} \right)^2$$


Рисунок 2 – Характер прийнятої для моделювання залежності проникності від пористості

Колектор анізотропний за проникністю. Для заданої пористості проникність розраховували на основі степеневі залежності (рис. 2) і була прийнята на рівні 100 мД в горизонтальному напрямку та у 100 разів нижчою в вертикальному напрямку – 1 мД. Критичні насиченості пласта водою прийнято відповідно: початкова – 0,2, кінцева – 0,8. Характер прийнятих для моделювання фазових проникностей для нафти, газу та води наведено на рисунках 3 та 4.

Пластову суміш змодельовано як п'ятикомпонентну вуглеводневу систему наступного складу: метан – 65%, етан – 10%, пропан – 5%, ізобутан – 5% та гексан – 15%. Молярна маса суміші – 31,5 г/моль, густина в пластових умовах – 330 кг/м³, тиск насичення – 14,52 МПа. Вміст конденсату пластової суміші в перерахунку на сухий газ – 632,6 г/м³. Криві диференційної конденсації, розраховані аналітичним способом з використанням авторських програмних комплексів, наведено на рисунку 5. Густина пластової води прийнято 1150 кг/м³. На основі наведених вище фізичних параметрів пластових флюїдів та пласта-коллектора розраховано величину початкових запасів сухого газу та конденсату, що становить відповідно 39,576 млн м³ та 25,034 тис. т.

Як видно з рисунку 5, мінімум вмісту конденсату в газі знаходиться в точці, що дорівнює

величині пластового тиску близько 7 МПа, а максимум пластових втрат – 8,5 МПа. При зниженні пластового тиску в 10 разів (до 1,8 МПа) теоретичний видобуток конденсату становить 352 г/м³, втрати – 230 г/м³. Таким чином, теоретичний коефіцієнт конденсатовилучення становить 0,556.

Процес розробки моделювали наступним чином. Режим роботи видобувної свердловин задано з постійним вибійним тиском – 5 МПа. Свердловини вводили в експлуатацію одночасно, і залежно від обраного рівня компенсації відборів у нагнітальну свердловину моделювали повернення тієї чи іншої кількості газу. Компонентний склад газу, що нагнітали, розраховували на основі видобутого газу, а вміст конденсату приймали на рівні 1%, що в перерахунку на сухий газ становить 36 г/м³. Сайклінг-процес припиняли при падінні конденсатного фактору (КФ) у видобувній свердловині нижче 100 г/м³, після чого продовжували розробку на виснаження до падіння дебіту газу нижче 1 тис. м³/д. Таким чином, розраховано варіант розробки на виснаження – базовий варіант та варіанти з ППТ, відповідно зі 100% компенсацією відборів – варіант 1, з 90% компенсацією відборів – варіант 2 та з 80% компенсацією відборів – варіант 3. Розрахунок розпочинали з 01.01.2012 р.

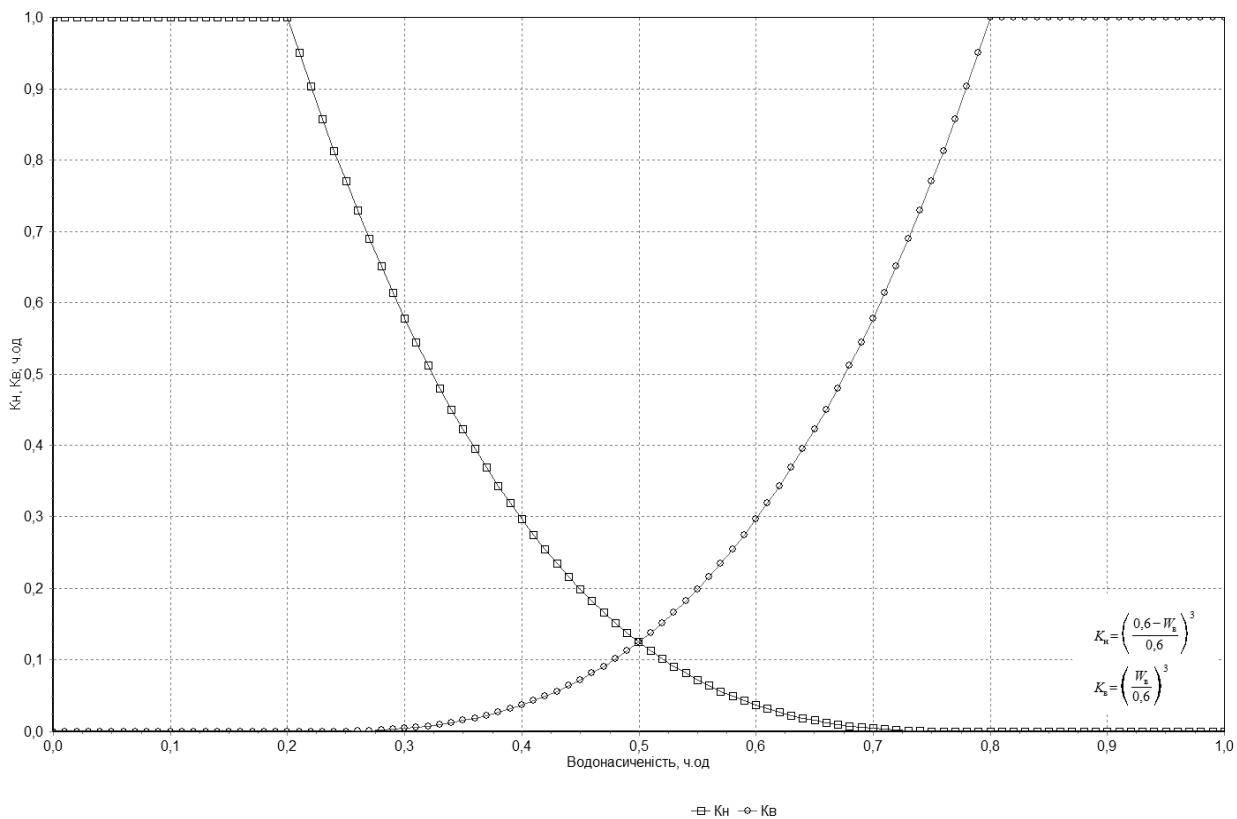


Рисунок 3 – Характер прийнятих для моделювання фазових проникностей для нафти та води

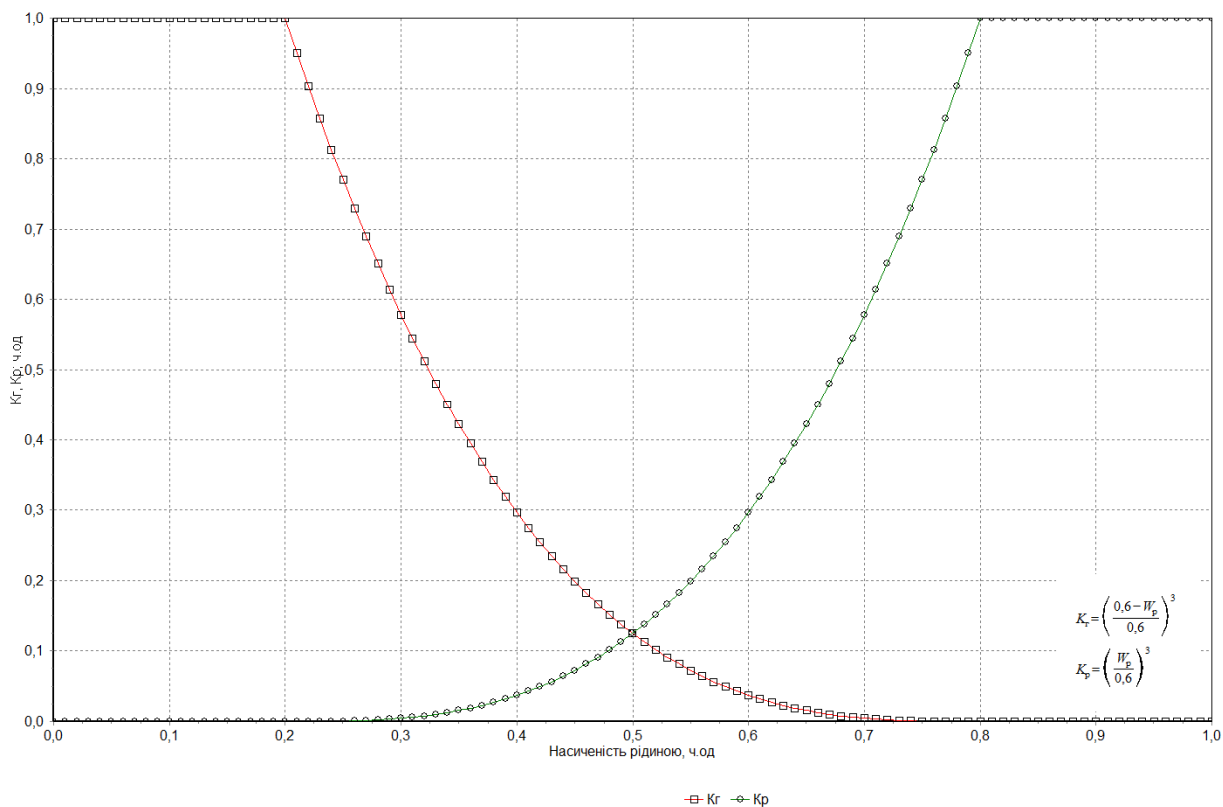


Рисунок 4 – Характер прийнятих для моделювання фазових проникностей для газу та рідини

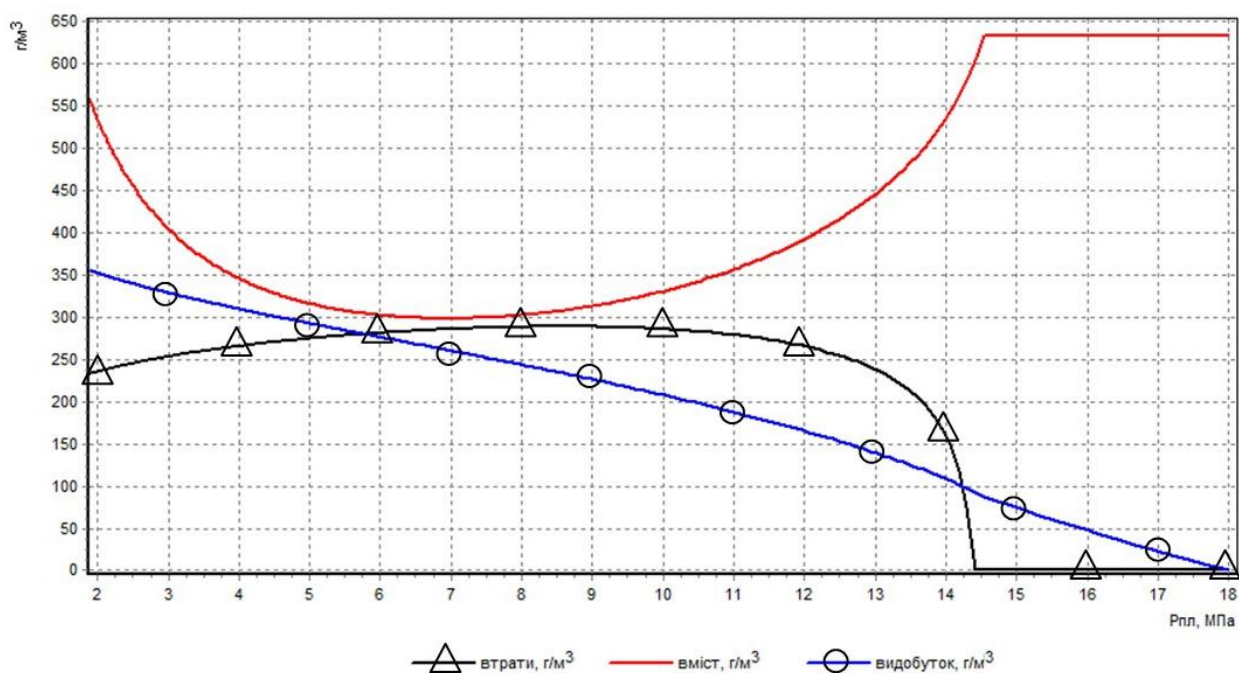


Рисунок 5 – Диференційна конденсація пластової суміші

Щодо облаштування та необхідного обладнання, то за базовим варіантом передбачено буріння однієї видобувної свердловини, прокладання шлейфу та будівництво установки низькотемпературної сепарації з використанням штучного холоду та диетиленгліколю. Для варіантів з ПЗП додатково передбачено буріння однієї нагнітальної свердловини та встановлення поршневого компресора 2ГМ4-1,3/12-250.

Динаміку основних показників розробки по варіантах наведено в таблицях 1, 2, 3, 4 та на рисунках 6 і 7.

Базовий варіант. Розробку за цим варіантом розраховано до кінця березня 2037 р., тобто впродовж 25 років та трьох місяців. За цей період буде видобуто 24,554 млн м³ газу та 9,143 тис. т конденсату. Варіант характеризується швидким темпом падіння дебіту видобувної свердловини у зв'язку з накопиченням в привибійній зоні пласта конденсату. Так, дебіт впродовж перших двох років зменшуватиметься з початкового 27,5 тис. м³/д до 3,6 тис. м³/д. Протягом наступного періоду відбуватиметься поступове зменшення пластового тиску та поширення області ретроградної конденсації. На кінець періоду розробки середня насиченість пласта конденсатом становитиме 11 %, буде досягнуто коефіцієнта вилучення газу (КВГ) на рівні 0,620, коефіцієнт конденсатовилучення становитиме (КВК) – 0,365, пластовий тиск зменшиться до 6,83 МПа. Якщо порівнювати фактичну криву зміни КФ і отриману в результаті розрахунку диференційної конденсації, то згідно з останньою видобуток конденсату повинен становити 263 г/м³, або 10,408 тис. т. Різниця становить 1,265 тис. т і пояснюється розробкою об'єкта протягом перших двох років при пластовому тиску, вищому тиску насичення, проте в ПЗП все ж конденсація відбувалась, що і спричинило вказану розбіжність.

Варіант 1. Розробку за цим варіантом розраховано до кінця вересня 2026 р., тобто впродовж 14 років та дев'яти місяців. Сайклінг-процес із 100% рециркуляцією газу триватиме до кінця 2016 р., після чого нагнітальну свердловину 1 відключали і продовжували розрахунок на режимі виснаження пластової енергії. За цим варіантом буде видобуто 28,125 млн м³ газу та 24,490 тис. т конденсату та досягнеться КВГ – 0,711 та КВК – 0,978. Варто зазначити, що до березня 2016 р. відбуватиметься незначне випадіння конденсату в ПЗП, проте, після прориву сухого газу відбуватиметься повне зворотне випаровування і в подальшому конденсація не буде відбуватись. Це характерним чином відбивається на зміні дебіту – до прориву середній дебіт видобувної свердловини залишатиметься практично незмінним і становитиме 24 тис. м³/д, а після прориву стрімко зросте і сягне 45 тис. м³/д.

Варіант 2. Розробку за цим варіантом розраховано до кінця вересня 2027 р., тобто впродовж 15 років та дев'яти місяців. Сайклінг-процес із 90% рециркуляцією газу триватиме до листопада 2018 р., після чого нагнітальну свердловину 1 буде відключено і продовжено розрахунок на режимі виснаження пластової енергії. За цим варіантом видобуватиметься 27,993 млн м³ газу та 24,509 тис. т конденсату та буде досягнуто КВГ – 0,707 та КВК – 0,979. Після прориву сухого газу, як і за варіантом 1, відбуватиметься повне зворотне випаровування конденсату, що випав у ПЗП, і в подальшому конденсація в пласті не буде відбуватись.

Варіант 3. Розробку за цим варіантом розраховано протягом 20 років до кінця 2031 р. Рециркуляція газу на рівні 80% триватиме до кінця 2023 р., після чого нагнітальну свердловину 1 буде відключено і продовжено розрахунок на режимі виснаження пластової енергії. За

Таблиця 1 – Динаміка основних показників розробки за базовим варіантом

Роки	Річний видобуток		Накопичений видобуток		КФ ₃ г/м ³	КВГ, ч. од.	КВК, ч. од.	Середньорічний дебіт		Рпл, МПа
	газу	конденсату	газу	конденсату				газу	конденсату	
	млн. м ³	тис. т	млн. м ³	тис. т				тис. м ³ /д	т/д	
2012	4,495	1,105	4,495	2,818	627	0,114	0,113	12,3	7,7	15,12
2013	1,766	0,354	6,261	3,720	511	0,158	0,149	4,8	2,5	14,26
2014	1,336	0,236	7,597	4,321	450	0,192	0,173	3,7	1,6	13,74
2015	1,246	0,198	8,842	4,825	405	0,223	0,193	3,4	1,4	13,26
2016	1,181	0,173	10,024	5,268	374	0,253	0,210	3,2	1,2	12,79
2017	1,122	0,154	11,146	5,660	349	0,282	0,226	3,1	1,1	12,34
2018	1,074	0,138	12,220	6,012	328	0,309	0,240	2,9	1,0	11,92
2019	1,027	0,125	13,247	6,330	310	0,335	0,253	2,8	0,9	11,50
2020	0,986	0,114	14,233	6,619	294	0,360	0,264	2,7	0,8	11,11
2021	0,938	0,103	15,171	6,883	281	0,383	0,275	2,6	0,7	10,73
2022	0,894	0,094	16,065	7,124	269	0,406	0,285	2,4	0,7	10,37
2023	0,851	0,087	16,916	7,345	260	0,427	0,293	2,3	0,6	10,02
2024	0,810	0,080	17,725	7,549	252	0,448	0,302	2,2	0,6	9,69
2025	0,765	0,074	18,490	7,737	246	0,467	0,309	2,1	0,5	9,37
2026	0,725	0,068	19,215	7,911	241	0,486	0,316	2,0	0,5	9,07
2027	0,684	0,063	19,899	8,073	236	0,503	0,322	1,9	0,4	8,79
2028	0,647	0,059	20,546	8,224	233	0,519	0,329	1,8	0,4	8,52
2029	0,608	0,055	21,154	8,364	231	0,535	0,334	1,7	0,4	8,27
2030	0,571	0,051	21,725	8,496	230	0,549	0,339	1,6	0,4	8,03
2031	0,537	0,048	22,262	8,618	229	0,563	0,344	1,5	0,3	7,80
2032	0,504	0,045	22,766	8,733	228	0,575	0,349	1,4	0,3	7,59
2033	0,470	0,042	23,236	8,841	228	0,587	0,353	1,3	0,3	7,39
2034	0,439	0,039	23,675	8,941	229	0,598	0,357	1,2	0,3	7,20
2035	0,409	0,037	24,084	9,035	230	0,609	0,361	1,1	0,3	7,03
2036	0,381	0,034	24,465	9,123	230	0,618	0,364	1,0	0,2	6,87
2037	0,089	0,008	24,554	9,144	231	0,620	0,365	1,0	0,2	6,83

Таблиця 2 – Динаміка основних показників розробки за першим варіантом (100% компенсація)

Роки	Річний видобуток		Накопичений видобуток		КФ ₃ г/м ³	КВГ, ч. од.	КВК, ч. од.	Середньорічний дебіт		Рпл, МПа
	газу	конденсату	газу	конденсату				газу	конденсату	
	млн. м ³	тис. т	млн. м ³	тис. т				тис. м ³ /д	т/д	
2012	0,000	2,073	0,000	5,289	-	0,000	0,211	0,0	14,5	17,99
2013	0,000	2,041	0,000	10,494	-	0,000	0,419	0,0	14,3	17,99
2014	0,000	2,020	0,000	15,649	-	0,000	0,625	0,0	14,1	17,99
2015	0,000	1,856	0,000	20,383	-	0,000	0,814	0,0	13,0	18,06
2016	0,000	0,940	0,000	22,780	-	0,000	0,910	0,0	6,6	18,00
2017	12,103	0,338	12,103	23,643	71	0,306	0,944	33,2	2,4	12,51
2018	5,664	0,133	17,767	23,982	60	0,449	0,958	15,5	0,9	10,08
2019	3,414	0,071	21,181	24,164	53	0,535	0,965	9,4	0,5	8,61
2020	2,238	0,044	23,420	24,275	50	0,592	0,970	6,1	0,3	7,64
2021	1,534	0,029	24,954	24,348	48	0,631	0,973	4,2	0,2	6,97
2022	1,090	0,020	26,044	24,398	46	0,658	0,975	3,0	0,1	6,49
2023	0,794	0,014	26,838	24,434	45	0,678	0,976	2,2	0,1	6,13
2024	0,589	0,010	27,427	24,460	44	0,693	0,977	1,6	0,1	5,87
2025	0,440	0,008	27,868	24,479	44	0,704	0,978	1,2	0,1	5,67
2026	0,258	0,004	28,125	24,490	43	0,711	0,978	1,0	0,0	5,55

Таблиця 3 – Динаміка основних показників розробки за другим варіантом (90% компенсація)

Роки	Річний видобуток		Накопичений видобуток		КФ ₃ г/м ³	КВГ, ч. од.	КВК, ч. од.	Середньорічний дебіт		Рпл, МПа
	газу	конденсату	газу	конденсату				газу	конденсату	
	млн. м ³	тис. т	млн. м ³	тис. т				тис. м ³ /д	т/д	
2012	0,812	1,922	0,812	4,903	6036	0,021	0,196	2,2	13,4	17,47
2013	0,687	1,619	1,500	9,033	6007	0,038	0,361	1,9	11,3	17,12
2014	0,610	1,421	2,110	12,657	5940	0,053	0,506	1,7	9,9	16,82
2015	0,569	1,262	2,679	15,876	5654	0,068	0,634	1,6	8,8	16,57
2016	0,632	1,171	3,311	18,863	4728	0,084	0,753	1,7	8,2	16,32
2017	1,012	1,126	4,322	21,735	2839	0,109	0,868	2,8	7,9	15,98
2018	2,741	0,560	7,063	23,162	521	0,178	0,925	7,5	3,9	14,76
2019	7,986	0,246	15,049	23,790	79	0,380	0,950	21,9	1,7	11,26
2020	4,478	0,110	19,527	24,070	63	0,493	0,961	12,3	0,8	9,35
2021	2,807	0,062	22,334	24,227	56	0,564	0,968	7,7	0,4	8,14
2022	1,882	0,039	24,217	24,326	52	0,612	0,972	5,2	0,3	7,32
2023	1,316	0,026	25,533	24,392	50	0,645	0,974	3,6	0,2	6,74
2024	0,949	0,018	26,481	24,438	49	0,669	0,976	2,6	0,1	6,32
2025	0,694	0,013	27,175	24,471	48	0,687	0,978	1,9	0,1	6,01
2026	0,517	0,010	27,692	24,496	47	0,700	0,978	1,4	0,1	5,77
2027	0,301	0,005	27,994	24,510	47	0,707	0,979	1,1	0,1	5,64

Таблиця 4 – Динаміка основних показників розробки за другим варіантом (80% компенсація)

Роки	Річний видобуток		Накопичений видобуток		КФ ₃ г/м ³	КВГ, ч. од.	КВК, ч. од.	Середньорічний дебіт		Рпл, МПа
	газу	конденсату	газу	конденсату				газу	конденсату	
	млн. м ³	тис. т	млн. м ³	тис. т				тис. м ³ /д	т/д	
2012	1,499	1,787	1,499	4,559	3041	0,038	0,182	4,1	12,5	17,03
2013	1,092	1,293	2,591	7,857	3020	0,065	0,314	3,0	9,0	16,46
2014	0,870	1,000	3,461	10,407	2932	0,087	0,416	2,4	7,0	16,04
2015	0,733	0,789	4,194	12,419	2747	0,106	0,496	2,0	5,5	15,70
2016	0,664	0,641	4,858	14,054	2463	0,123	0,561	1,8	4,5	15,40
2017	0,632	0,547	5,489	15,449	2209	0,139	0,617	1,7	3,8	15,12
2018	0,604	0,486	6,093	16,689	2053	0,154	0,667	1,7	3,4	14,87
2019	0,569	0,438	6,662	17,806	1963	0,168	0,711	1,6	3,1	14,64
2020	0,570	0,424	7,233	18,887	1896	0,183	0,754	1,6	3,0	14,40
2021	0,715	0,471	7,948	20,088	1679	0,201	0,802	2,0	3,3	14,11
2022	1,342	0,605	9,289	21,632	1151	0,235	0,864	3,7	4,2	13,54
2023	1,711	0,348	11,000	22,520	519	0,278	0,900	4,7	2,4	12,66
2024	5,623	0,194	16,623	23,016	88	0,420	0,919	15,4	1,4	10,14
2025	3,369	0,096	19,992	23,260	73	0,505	0,929	9,2	0,7	8,64
2026	2,193	0,057	22,185	23,407	67	0,561	0,935	6,0	0,4	7,65
2027	1,502	0,038	23,688	23,503	64	0,599	0,939	4,1	0,3	6,97
2028	1,067	0,026	24,755	23,569	62	0,626	0,941	2,9	0,2	6,48
2029	0,772	0,018	25,527	23,617	61	0,645	0,943	2,1	0,1	6,13
2030	0,570	0,014	26,097	23,651	61	0,659	0,945	1,6	0,1	5,86
2031	0,427	0,010	26,524	23,677	61	0,670	0,946	1,2	0,1	5,66

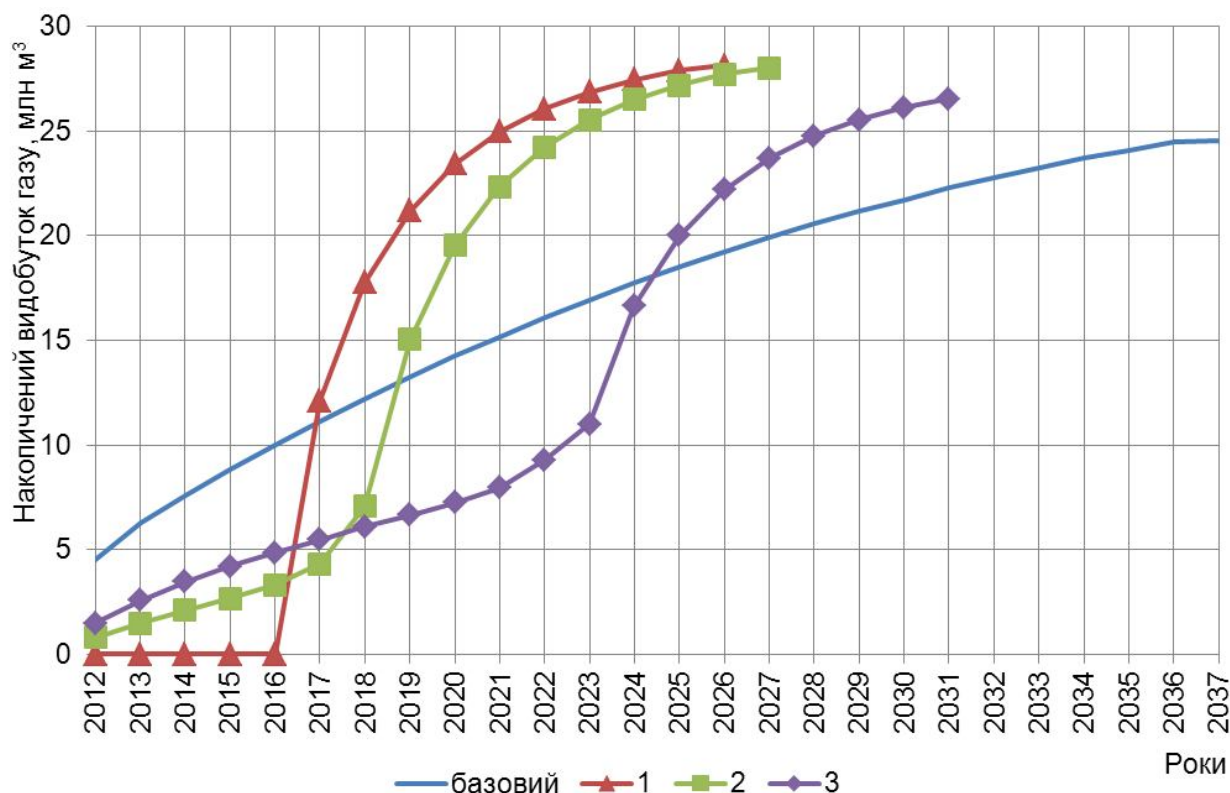


Рисунок 6 – Порівняння накопиченого видобутку газу по варіантах розробки

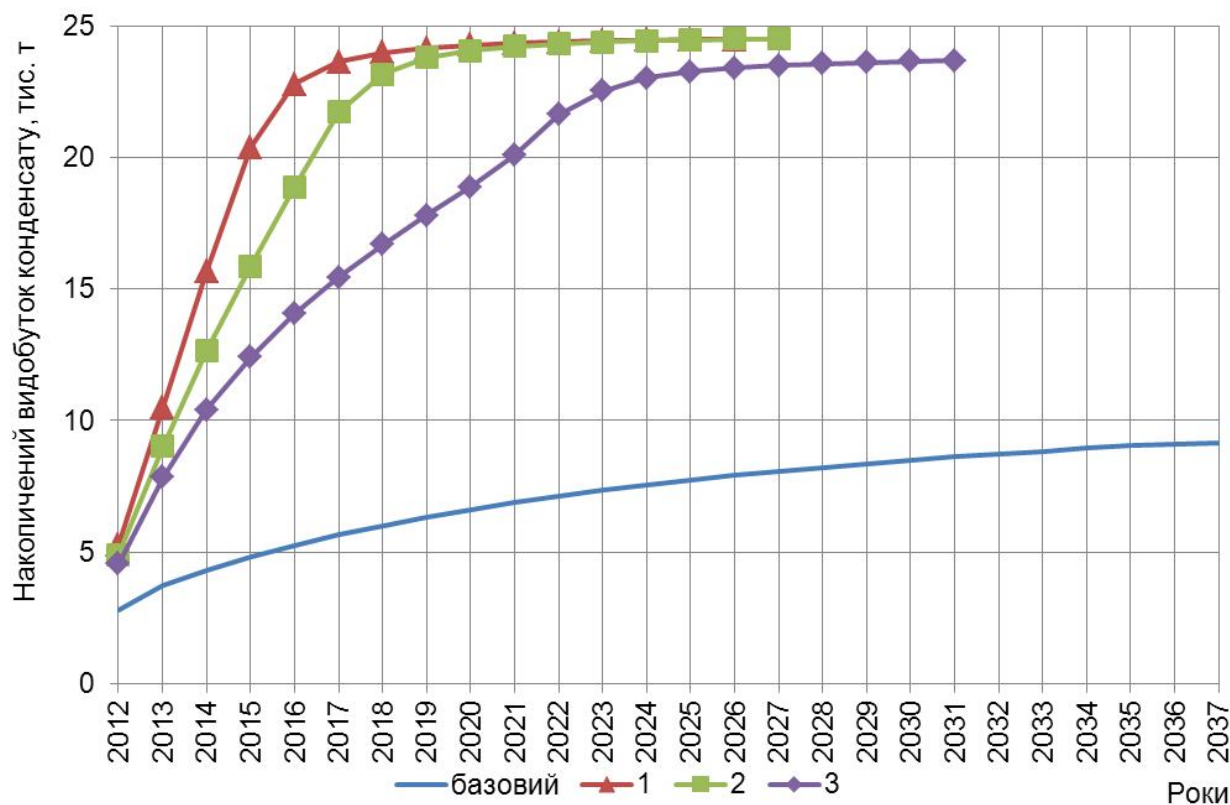


Рисунок 7 – Порівняння накопиченого видобутку конденсату по варіантах розробки

цим варіантом видобуватиметься 26,524 млн м³ газу та 23,677 тис. т конденсату та буде досягнуто КВГ – 0,670 та КВК – 0,946.

Основні технологічні та економічні показники розробки і коефіцієнти вилучення для зручності зведено до таблиці 5.

Таблиця 5 – Основні технологічні і економічні показники та коефіцієнти вилучення згідно з варіантами розробки

Варіант розробки	Накопичений видобуток		КВГ, ч. од.	КВК, ч. од.	Кількість років розробки, р	Капітальні вкладення, млн. грн	Дисконтований грошовий потік, млн. грн
	газу	конденсату					
	млн. м ³	тис. т					
Базовий	24,554	9,144	0,62	0,37	26	20,90	22,14
1	28,125	24,490	0,71	0,98	15	36,05	53,87
2	27,994	24,510	0,71	0,98	16	36,12	48,92
3	26,524	23,677	0,67	0,95	20	36,36	34,31

Як бачимо з наведеного в таблиці 5, найбільш привабливим з технологічної та економічної точки зору є варіант 1, який забезпечує найшвидший темп вилучення запасів, найвищий КВГ та найбільшу величину дисконтованого грошового потоку. За КВК варіант 2 дещо привабливіший від першого, проте різниця по надлишковому видобутку конденсату становить всього 20 т, а відставання по видобутку газу – 131 тис. м³, дисконтований грошовий потік менше на 4,95 млн грн., а період розробки довший першого на один рік. За рахунок ізотропії пласта за проникністю та пористістю відбулось практично поршневе витіснення «жирного» газу «сухим», що і забезпечило значно вищі коефіцієнти вилучення конденсату у випадках застосування зворотної рециркуляції порівняно з розробкою на виснаження.

Отже, отримані на основі розроблених програмних комплексів результати моделювання процесу розробки газоконденсатного покладу як на виснаження пластової енергії, так і з ППТ з використанням сайклінг-процесу, є адекватними реальним процесам розробки. Закладені в симулятор алгоритми та використання технології паралельних обчислень дають змогу швидко та точно розраховувати показники розробки та здійснювати оперативний контроль процесу газо– та конденсатовилучення. В подальшому плануємо здійснити розрахунки з використанням наведеного симулятора з більшим числом активних комірок, більшим числом видобувних та нагнітальних свердловин, анізотропією пласта за пористістю та проникністю, складнішими системами розробки та порівняти результати розрахунку з існуючими гідродинамічними симуляторами Tempest MORE та ECLIPSE.

Література

- 1 Пергамент А.Х. Композиционный симулятор "МКТ". Модификация аквифера картартрейси для моделирования ПХГ / А.Х. Пергамент, А.В. Горчаков, Б.В. Критский, С.Б. Попов // Вестник ЦКР Роснедра. ООО "НИПИ НГ". – 2010. – С. 2-7.
- 2 Louis J. Durllofsky. Advanced Techniques for Reservoir Simulation and Modeling of Nonconventional Wells / Louis J. Durllofsky, Khalid Aziz. – 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 / А.И. Брусиловский. – М.: Грааль. – 2002. – 575 с.
- 4 Намиот А.Ю. Различие свойств нефти в пределах нефтеносной залежи / А.Ю. Намиот // Исследования в области физики пласта: труды ВНИИ. – 1954. – Вып. 3. – С. 41-60.
- 5 Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари. – М.: Недра, 1982. – 407 с.
- 6 Коваль В.І. Гідродинамічний симулятор для проектування розробки родовищ вуглеводнів / В.І. Коваль // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент — техника и технология его изготовления и применения: Сборник научных трудов. – 2012. – Вып. 15. – 631 с.
- 7 Гуревич Г.Р. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления / Г.Р. Гуревич, В.А. Соколов, Ц.Т. Шмыгля. – М.: Недра, 1976. – 184 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
17.10.12

Рекомендована до друку професором
Бойком В.С.