

2. Louis J. Durlofsky, Khalid Aziz 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. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра, 1982. – 407 с.
4. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчёту фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. – М.: Недра, 1984. – 264 с.

Надійшла 10.07.14

УДК 553.98

Б. О. Чернов, д-р техн. наук; **В. І. Коваль**

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Україна

УДОСКОНАЛЕНА МЕТОДИКА РОЗРОБКИ НАФТОВОГО РОДОВИЩА ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ САЙКЛІНГ ПРОЦЕСУ

У статті розглянуто особливості використання гідродинамічного симулятора для моделювання процесу розробки нафтового покладу на виснаження та з підтримкою пластового тиску шляхом зворотної рециркуляції сухого газу (сайклінг-процес). Описано розроблені програмні комплекси для розрахунку фазової рівноваги складних багатокомпонентних 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. Розроблений гідродинамічний симулятор багатокомпонентної трифазної тривимірної фільтрації пластових флюїдів, який дає змогу здійснювати композиційне моделювання процесу розробки нафтових, газових, газоконденсатних та нафтогазоконденсатних покладів на різних режимах розробки. У програмі впроваджено виконання паралельних розрахунків. Ця технологія дозволяє використовувати для розрахунку довільну кількість системних процесорів.

З метою демонстрації можливостей симулятора для прикладу наводиться розрахунок процесу розробки нафтового покладу на виснаження та з підтриманням пластового тиску шляхом зворотної рециркуляції сухого газу (сайклінг-процес).

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

Основною метою дії на продуктивний пласт є підтримка пластового тиску та підвищення коефіцієнту кінцевого нафтовилучення (КВН). В останньому випадку методи впливу на пласт часто застосовуються на кінцевій стадії розробки, пластовий тиск при цьому може залишатись на рівні початкового. В основному методи дії на пласт переслідують дві мети – як підтримання пластового тиску так і підвищення КВН.

Стабілізації видобування нафти і газу для покладів, що знаходяться на пізній стадії розробки, можна досягти завдяки широкому впровадженні інтенсифікації видобування нафти і газу, у тому числі процесів діяння на пласти у привибійній зоні свердловин (ПЗС) [1].

Серед значної кількості розроблених та вживаних у виробництві процесів діяння на пласти у ПЗС найбільш широко використовуються процеси кислотного, термохімічного та вібраційно-хвильового впливу, процеси з використанням поверхнево-активних речовин та обмеження водоприпливу з використанням різних блокуючих реагентів, процеси комплексного діяння на

пласти у ПЗС та інші. Діяння на поровий та тріщинуватий простір продуктивних пластів у ПЗС кислотними розчинами забезпечує збільшення їх фільтраційно ємнісних параметрів під час освоєння або введення в експлуатацію нафтових, газових, газоконденсатних та водонагнітальних свердловин, розчиненням привнесених забруднень та компонентів гірських порід та під час експлуатації свердловин розчиненням у поровому просторі продуктивних пластів у ПЗС утворень, обумовлених процесами видобування нафти або процесами експлуатації свердловин, нагнітанням води у поклад, процесами ремонту свердловин та іншими чинниками. Кислотне діяння на пласти у ПЗС дозволяє, в першу чергу, збільшувати поточне видобування нафти і газу з конкретних свердловин. Зростання дебіту видобутку пластових флюїдів зі свердловини при здійсненні процесів кислотного діяння досягається завдяки збільшенню проникності пластів у привибійній зоні свердловин, утворенню каналів роз'їдання в матриці породи, очищенню пластів у ПЗС від різних видів забруднень, відновленню раніше зменшеної через вплив забруднення проникності пластів у ПЗС.

З методів дії на продуктивний пласт з ППТ домінуючим залишається запомповування в пласт води. Існують наступні основні методи дії на пласт [2]:

- а) ППТ запомповуванням в пласт води, до якого відносяться:
 - 1) законтурне заводнення;
 - 2) при контурне заводнення;
 - 3) внутрішньоконтурне заводнення, яке ділиться на площове, вибіркове, «очагове», блокове та на розрізання покладу рядами нагнітальних свердловин.
- б) ППТ запомповуванням газу:
 - 1) запомповування повітря;
 - 2) запомповування «сухого» газу;
 - 3) запомповування «жирного» газу;
 - 4) запомповування газу за величини термобаричних умов близьких до критичних;
- в) Теплові методи дії:
 - 1) запомповування в пласт гарячої води;
 - 2) запомповування перегрітого пару;
 - 3) створення в пласті рухомого фронту горіння.

Розглянемо більш докладно процес ППТ із запомповуванням «сухого» газу.

В продуктивних колекторах, в складі яких присутня велика кількість глинистого матеріалу, який набрякає в наслідок змочування водою, запомповування води для ППТ, як правило, неефективне. Нагнітальні свердловини в таких умовах характеризуються низькою приймальністю, існує необхідність попередньої спеціальної підготовки води і високих тисків запомповування. Однак, в тих же умовах запомповування «сухого» вуглеводневого газу, який не взаємодіє з породою колектора, може виявитись достатньо ефективним.

З енергетичної точки зору ППТ запомповуванням газу більш енергоємний в порівняння із запомповуванням води. Іншими словами, на витиснення одиниці об'єму нафти при запомповуванні газу витрачається більше енергії ніж при витисненні водою внаслідок наступних двох причин.

Перша причина – під час нагнітання води необхідний вибійний тиск створюється як тиском води на усті свердловини так і значним гідростатичним тиском водяного стовпа. Під час нагнітання газу, густина якого значно менша густини води, гідростатичний тиск стовпа газу в 7–15 разів нижчий водяного. Тому необхідна величини вибійного тиску досягається за рахунок збільшення тиску на усті свердловини, що в свою чергу збільшує енергозатрати процесу.

Друга причина – внаслідок значної стисливості газу необхідний об'єм газу необхідно стиснути до вибійного тиску, що потребує значних енергозатрат. В той же час, енергія необхідна на запомповування води внаслідок її мізерної стисливості, практично рівна нулю.

Крім того, значна кількість газу, що нагнітається, розчиняється в пластовій нафті, внаслідок чого, величина загальної кількості газу зростає.

До цього слід додати і той факт, що прорив газу, що нагнітається, у окремі видобувні свердловини також збільшує його питому витрату і енергетичні затрати. Тому важливо своєчасно виявляти такі свердловини та вживати заходів з їх усунення. Прорив газу відбувається по найбільш проникних пропластках після витиснення з них пластового флюїду.

З метою мінімалізації ускладнень спричинених проривом газу здійснюється зменшення відборів рідини з цих свердловин. В результаті цього зростає вибійний тиск і зменшується, або повністю припиняється приплив газу до свердловини. Інколи доводиться повністю закривати свердловину в якій відбувся прорив газу. В деяких випадках боротьбу з ускладненнями ведуть зі сторони нагнітальної свердловини, в яку разом із газом нагнітають воду, нафту або іншу в'язку рідину, яка заповнює високо проникний пропласток унеможливаючи фільтрацію газу по ньому.

Власне, у зв'язку з вищенаведеними причинами ППТ шляхом нагнітання газу не набуло широкого поширення і застосовується в основному на виснажених нафтових покладах, пластовий тиск яких малий, або на неглибоких покладах.

В даній роботі розглянуто спосіб зворотного закачування сухого газу при зниженні пластового тиску. Сутність його зводиться до повного повернення в пласт відсепарованого газу з моменту введення родовища в експлуатацію. Застосування цього способу дозволяє з самого початку розробки утилізувати до 100% 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:

- а) часткове підтримання тиску в покладі;
- б) можливість випаровування частини рідкої фази (нафти), що випала в пласті в недонасичений газ, що закачується.

Враховуючи світові досягнення в галузі математичного моделювання процесу розробки покладів вуглеводнів [3; 4], автором розроблено конкурентоздатні програмні продукти, в яких використано сучасні методи математичного моделювання вуглеводневих систем та гідродинамічного моделювання. В рамках даного проекту розроблено програмний комплекс розрахунку фізичних властивостей багатоконпонентних вуглеводневих систем на основі рівняння стану, запропонованого Брусіловським А.І. [5]. Даний комплекс дозволяє здійснювати розрахунок густини речовини, молярної маси, коефіцієнта надстисливості, фазової рівноваги, тиску насичення та моделювати процес контактної і диференційної конденсації та дегазації, розподілу компонентів вуглеводневої суміші у гравітаційному полі [6].

В основу методу гідродинамічних розрахунків закладено модифіковану модель Маскета-Мереса [7], яка враховує тривимірну трифазну багатоконпонентну фільтрацію. Рух флюїдів розраховують згідно з узагальненим законом Дарсі без урахування капілярного тиску.

В програмному пакеті 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 конкурентно спроможним завдяки значній економії часу. Застосована автором у програмі технологія дозволяє використовувати для розрахунку довільну кількість системних процесорів.

Раніше авторами в [8] було здійснено розрахунок розробки нафтового пласта з ППТ шляхом нагнітання води з використанням описаних вище програмних комплексів. Пізніше в [9] здійснено розрахунок процесу розробки газоконденсатного покладу на виснаження та з ППТ шляхом зворотного запомповування сухого газу в пласт (сайклінг-процес), для повноти висвітлення процесу витіснення «жирного» газу «сухим» було розраховано три варіанти з повною (100%) та частковою компенсацією відборів на рівні 80% та 90%.

У порівнянні з [8; 9] в симуляторі реалізовано можливість екстраполяції колекторських властивостей по пласту на основі даних які задаються по кожній свердловині зокрема. Таким чином розподіл здійснюється по товщині продуктивного прошарку та пористості на основі літотипу породи та її пористості, які в свою чергу визначаються на основі інтерпретації геофізичних досліджень свердловин. На даному етапі розподіл параметрів по площі реалізовано методом трикутників.

Щодо в'язкості нафти то в симуляторі реалізовано можливість задавати її у графічному вигляді (поліноми або таблиці), в'язкість газу розраховується за кореляційною залежністю Діна-Стіла [10].

Також симулятор доповнено можливістю задати наступні параметри роботи свердловин: мінімальний дебіт нафти, максимальний дебіт рідини, мінімальний вибійний тиск та максимальна депресія, та можливість періодичної експлуатації свердловини. На основі підключеного файлу з вказаними параметрами у хронологічному порядку можливо здійснювати адаптацію історії експлуатації свердловин та в автоматичному режимі моделювати перехід з режиму на режим, який в класичному вигляді може виглядати наступним чином:

- а) постійний дебіт рідини (газу) – падіння вибійного тиску та зростання депресії;
- б) постійна депресія – при досягненні максимального значення депресії експлуатація свердловини здійснюється до моменту зменшення вибійного тиску до мінімального значення;
- в) постійний вибійний тиск – при досягненні мінімального значення вибійного тиску експлуатація свердловини здійснюється до моменту зменшення дебіту нафти (газу) до мінімального значення;
- г) періодична експлуатація – при досягненні мінімального значення дебіту нафти (газу) автоматичне переведення свердловини у спостережний фонд з відслідковуванням пластового тиску в зоні свердловини та автоматичним її введенням у випадку його зростання до певної встановленої величини.

Для прикладу проведено розрахунок процесу розробки нафтового пласта. Параметри пласта наступні: довжина – 725 м, ширина – 675 м, товщина пласта – 12 м, початковий пластовий тиск – 13 МПа, пластова температура – 100 °С. Продуктивний пласт представляє собою класичну антиклинальну пастку з радіусом кривизни 800 м. Глибина залягання покрівлі горизонту змінюється від мінус 3530 м до мінус 3797,6 м, ВНК задана на глибині мінус 3580 м.

Розріз вертикально поділено на дві рівні частин, а горизонтально – на квадратні комірки з кроком 25 м, таким чином побудовано гідродинамічну сітку з параметрами комірки 25×25×6 м, всього 1566 комірок, з яких 690 – нафтонасичені.

Розміщення свердловин підібрано так, що свердловини 1 та 5 повністю розкривають всі комірки у водонасиченій частині за ВНК, а свердловини 2, 3 та 4 розкривають нафтову частину пласта. Причому свердловина 2 повністю розкриває тільки верхню комірку, а нижню тільки на 0,55 м, а свердловина 3 розташована у купольній частині покладу. Свердловини 2 та 4 розташовані поруч з ВНК для можливості відслідковування активності водоносного басейну. Кількість свердловин задано так, щоб мати змогу здійснити апроксимацію у водоносній частині покладу.

Схему пласта та розміщення свердловин наведено на рис. 1–3.

Колектор анізотропний за проникністю. Для заданої пористості проникність розраховували на основі степеневі залежності та у 10 разів нижчою в вертикальному напрямку. Критичні насиченості пласта водою прийнято відповідно: початкова – 0,2, кінцева – 0,8. Характер фазових кривих прийнято за моделлю Стоуна.

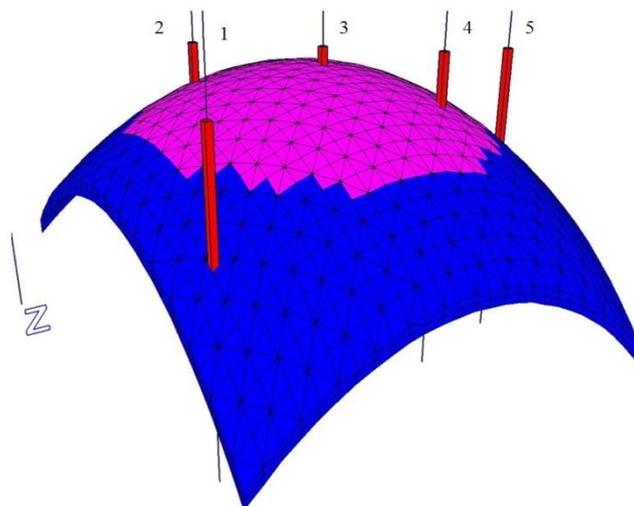


Рис. 1. Схема гідродинамічної сітки, розташування свердловин (вид збоку)

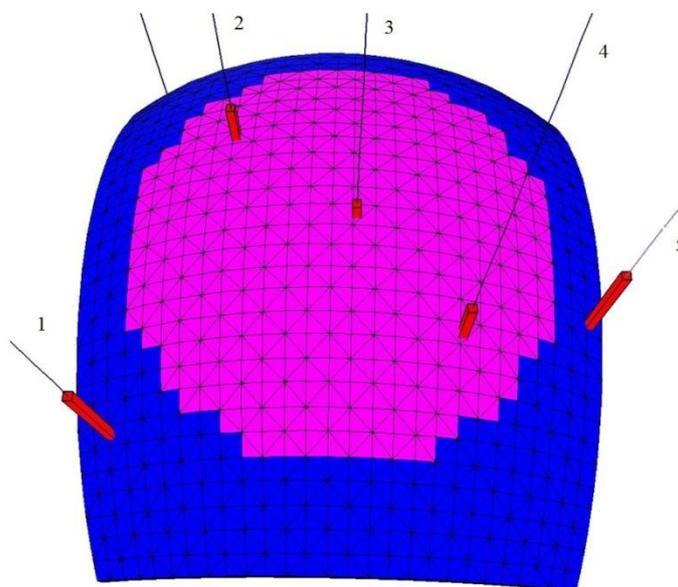


Рис. 2. Схема гідродинамічної сітки, розташування свердловин (вид зверху)

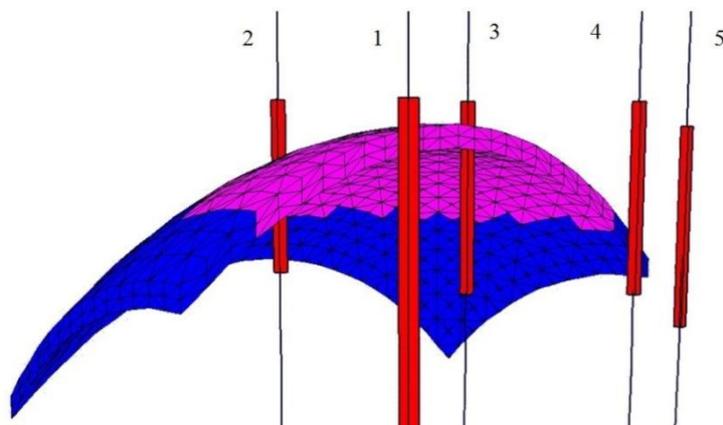


Рис. 3. Повздовжній профіль через свердловину 3 паралельно осі X (вид збоку)

Пластова суміш становить собою вуглеводневу систему наступного складу: метан – 43,75 %, етан – 8,75 %, пропан – 8,75 %, ізобутан – 8,75 % та гексан – 30 %. Молярна маса

суміші – 44,4 г/моль, густина в пластових умовах – 357 кг/м³, тиск насичення – 11,6 МПа. Вміст газу в пластовій суміші – 650,9 м³/т. Густину пластової води прийнято 1150 кг/м³. На основі наведених вище фізичних параметрів пластових флюїдів та пласта-колектора розраховано величину початкових запасів нафти та сухого газу, які становлять відповідно 96,860 тис. т та 63,056 млн м³.

Критичну криву пластової суміші по лінії тиску насичення в залежності від мольної частки газу наведено на рис. 4.

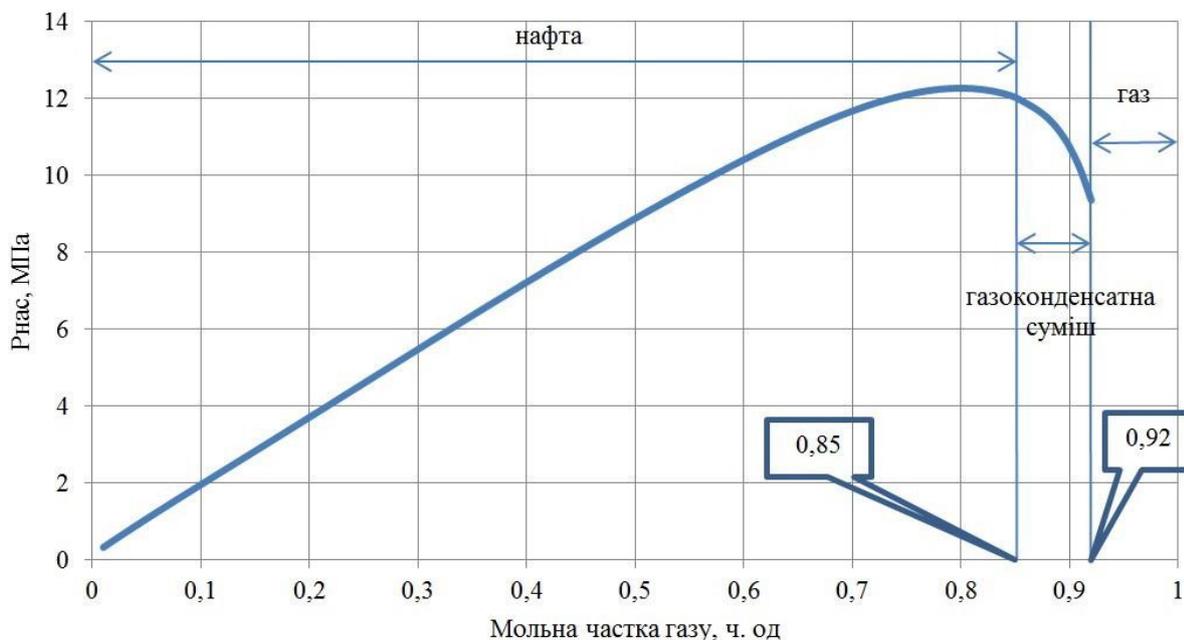


Рис. 4. Критична крива пластової суміші по лінії тиску насичення

Як видно з рисунку 5 до величини мольної частки газу 0,85 пластова суміш за пластової температури та тиску вище тиску насичення є нафтою. В діапазоні значень мольної частки газу від 0,85 до 0,92 пластова суміш є газоконденсатною системою, а вище 0,92 – газом, з якого при зниженні тиску випадіння конденсату не відбувається.

Процес розробки моделювали наступним чином. Режим роботи видобувних свердловин задано з наступними параметрами: максимальна депресія – 5 МПа, мінімальний вибійний тиск – 5 МПа, мінімальний дебіт нафти – 0,5 т/д, мінімальний дебіт газу – 0,5 тис. м³/д, максимальний дебіт газу – 200 тис. м³/д. Свердловини вводили в експлуатацію одночасно, і залежно від обраного варіанту розрахунку у рециркуляційну свердловину 3 моделювали повернення всієї кількості видобутого газу. Сайклінг-процес припиняли при прориві газу у обидві видобувні свердловини та зростання дебіту газу до максимального значення, після чого продовжували розробку на виснаження до падіння дебіту газу та нафти нижче встановлених значень з подальшою періодичною експлуатацією. Таким чином, розраховано варіант розробки на виснаження – базовий варіант та варіант з ППТ зі 100% рециркуляцією газу – варіант 1.

Динаміку основних показників розробки по варіантах наведено в табл. 1, 2 та на рис. 6–9.

Базовий варіант. Розробку за цим варіантом розраховано 33 місяці. Варіант характеризується відносно швидким темпом падіння дебіту видобувних свердловини у зв'язку зменшенням фазової проникності нафти пов'язаної з накопиченням в привибійній зоні пласта газу. Так, дебіт нафти по свердловині 3 впродовж перших 12 місяців зменшуватиметься з початкового 40 т/д до 15 т/д. ГФ за той же період зазнає поступового зменшення до 584 м³/т в четвертому місяці з наступним поступовим зростанням до величини більше 1100 м³/т.

Протягом наступного періоду до 20 місяця відбуватиметься стабілізація дебіту нафти та стрімке зростання ГФ. Стабілізація видобутку нафти відбуватиметься власне за рахунок збільшених обсягів видобутку насиченого рівноважного газу з високим вмістом важких вуглеводнів незважаючи на зменшення видобутку рідинної фази. Після зростання ГФ по видобувних свердловинах до позначки 3500 м³/т відбуватиметься його стабілізація з наступним стрімким зменшенням дебіту нафти.

Щодо обводнення свердловинної продукції, то поява води відбуватиметься у свердловинах 2 та 4 у кінці п'ятого місяця розробки внаслідок пружного об'ємного розширення за контурного водоносного басейну. В подальшому обводнення поступово зростатиме і сягне свого максимуму на 16 місяці – 27,9%. Із наступним падінням пластового тиску обводнення теж поступово зменшуватиметься і на кінець періоду розробки становитиме 3,4%. Свердловини виводились з експлуатації після зменшення видобутку газу нижче гранично встановленого – 0,5 тис. м³/д.

За весь період розробки буде досягнуто накопиченого видобутку нафти 27,874 тис. т, 31,627 тис. т рідини та 37,247 млн м³ газу, буде досягнуто коефіцієнту вилучення нафти (КВН) на рівні 0,288, коефіцієнт газовилучення (КВГ) становитиме – 0,591.

Варіант 1 з використанням сайклінгу. Розробку за цим варіантом розраховано впродовж 35 місяців. За вказаним варіантом продукція видобуватиметься із свердловин 2 та 4, а весь видобутий газ буде запомповуватись у свердловину 3. Сайклінг-процес із 100 % рециркуляцією газу триватиме до кінця 21 місяця розробки, після чого нагнітальну свердловину 3 відключали і продовжували розрахунок на режимі виснаження пластової енергії.

Варто зазначити, що впродовж перших 20 місяців розробки у порівнянні з базовим варіантом відбуватиметься незначне падіння дебіту нафти, в цілому по покладу середньодобовий видобуток з 20 т/д зменшиться до 12 т/д. Проте, після прориву газу спершу до свердловини 4, а через місяць до свердловини 2 відбуватиметься спочатку стрімке короткотривале зростання дебіту нафти з наступним швидким падінням видобутку. Після прориву газу у свердловину 4 величина дебіту газу була обмежена максимально допустимою величиною – 200 тис. м³/д.

Обводнення свердловинної продукції набуде дещо іншого характеру у порівнянні з базовим варіантом. Нагнітання газу в купольну частину дасть змогу зтворити зону підвищеного тиску, тому прорив контурної води відбуватиметься у свердловинах 2 та 4 у незначній кількості і за період ППТ поступово зростатиме і сягне свого максимуму на 19 місяці – 12,4%. Із призупиненням ППТ обводнення навпаки стрімко зросте – до 31,3 %, так як зникне протитиск з боку нафтової частини пласта, що в свою чергу дасть змогу активно проявитись законтурному басейну. На кінець періоду розробки обводнення продукції становитиме 5,4%. Виведення свердловини з експлуатації, як і за базовим варіантом, відбуватиметься за падінням видобутку газу нижче гранично встановленого.

За цим варіантом буде видобуто 31,517 тис. т нафти, 35,163 тис. т рідини та 35,519 млн. м³ газу та буде досягнуто КВН – 0,325 та КВГ – 0,563.

Розподіл газонасиченості на кінець розробки по варіантах наведено на рис. 5. Внаслідок розробки покладу за вказаним варіантом утвориться вторинна газова шапка еліптичної форми, яка буде розташована в купольній частині пласта та по формі буде витягнута в напрямку видобувних свердловин.

Порівняння основних технологічних показників розробки і коефіцієнтів вилучення для зручності наведено на рис. 5.

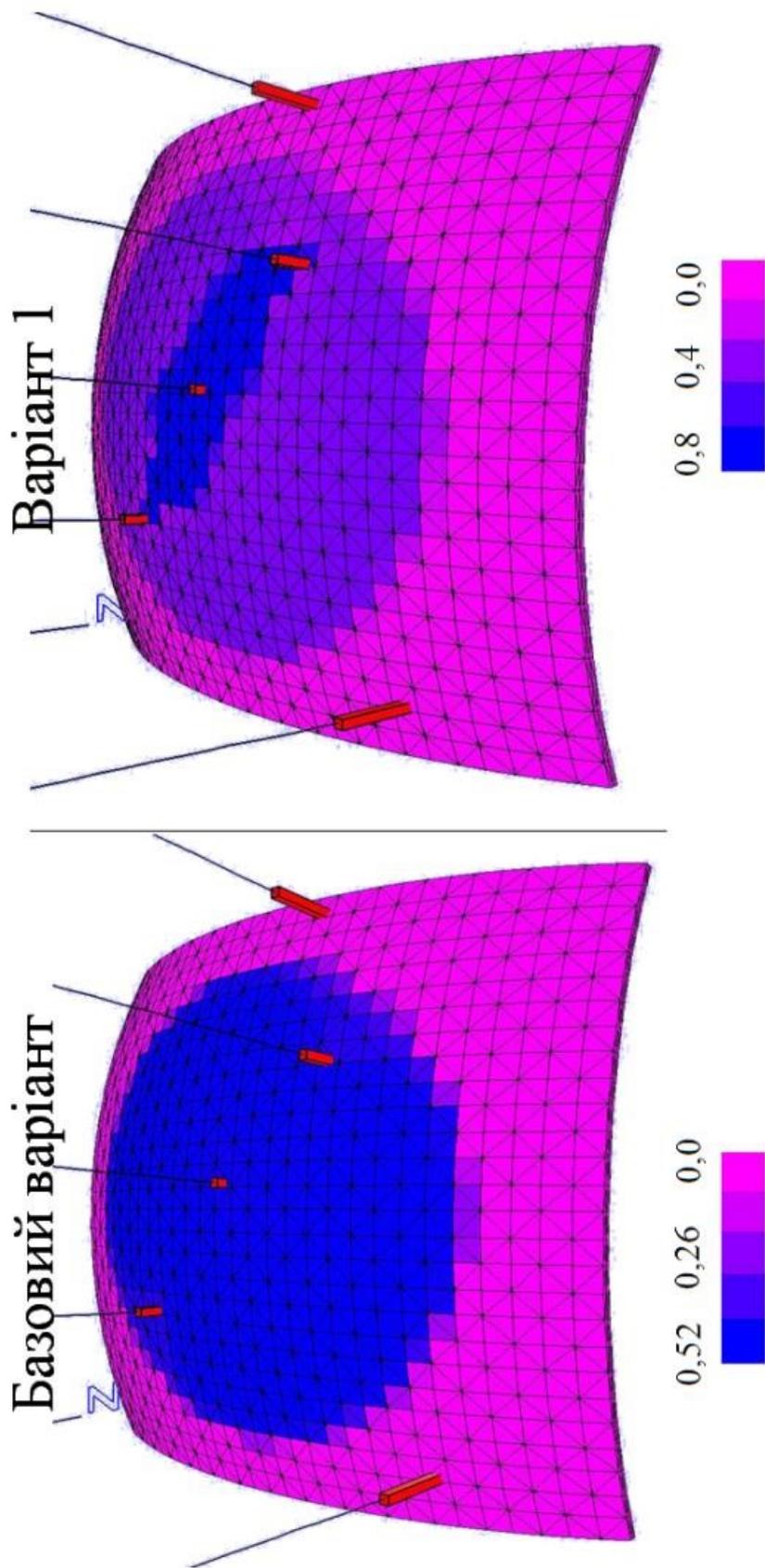


Рис. 5. Розподіл газонасиченості на кінець розробки по варіантах

Таблиця 1. Динаміка основних показників розробки за базовим варіантом

Місяці	Річний видобуток			Накопичений видобуток			ГФ, мз/г	Обвод- нення, %	КВН, ч. од.	КВГ, ч. од.	Середній дебіт		
	нафти	газу	рідини	нафти	газу	рідини					нафти	рідини	газу
	тис. т	млн м ³	тис. т	млн м ³	тис. т	тис. т					т/д	т/д	тис. м ³ /д
1	3,452	2,184	3,452	3,452	2,184	3,452	633	0,0	0,036	0,035	38,4	38,4	24,3
2	1,865	1,160	1,865	5,317	3,345	5,317	622	0,0	0,055	0,053	20,7	20,7	12,9
3	1,932	1,147	1,932	7,249	4,491	7,249	593	0,0	0,075	0,071	21,5	21,5	12,7
4	1,736	1,014	1,736	8,985	5,505	8,985	584	0,0	0,093	0,087	19,3	19,3	11,3
5	1,638	0,958	1,649	10,623	6,464	10,634	585	0,6	0,110	0,103	18,2	18,3	10,6
6	1,448	0,856	1,508	12,071	7,320	12,142	591	4,0	0,125	0,116	16,1	16,8	9,5
7	1,370	0,838	1,482	13,441	8,158	13,624	612	7,6	0,139	0,129	15,2	16,5	9,3
8	1,261	0,817	1,415	14,702	8,975	15,039	648	10,9	0,152	0,142	14,0	15,7	9,1
9	1,110	0,788	1,297	15,812	9,763	16,336	710	14,4	0,163	0,155	12,3	14,4	8,8
10	1,055	0,854	1,285	16,867	10,616	17,621	809	17,9	0,174	0,168	11,7	14,3	9,5
11	0,950	0,899	1,198	17,818	11,516	18,819	946	20,7	0,184	0,183	10,6	13,3	10,0
12	0,949	1,068	1,232	18,767	12,584	20,051	1126	23,0	0,194	0,200	10,5	13,7	11,9
13	0,865	1,162	1,149	19,632	13,746	21,200	1343	24,7	0,203	0,218	9,6	12,8	12,9
14	0,735	1,158	0,991	20,366	14,904	22,191	1577	25,9	0,210	0,236	8,2	11,0	12,9
15	0,756	1,393	1,034	21,122	16,297	23,226	1843	27,0	0,218	0,258	8,4	11,5	15,5
16	0,692	1,500	0,960	21,814	17,797	24,186	2167	27,9	0,225	0,282	7,7	10,7	16,7
17	0,707	1,771	0,973	22,521	19,567	25,159	2505	27,4	0,233	0,310	7,9	10,8	19,7
18	0,688	1,936	0,924	23,209	21,503	26,083	2813	25,5	0,240	0,341	7,6	10,3	21,5
19	0,711	2,180	0,926	23,920	23,683	27,009	3066	23,2	0,247	0,376	7,9	10,3	24,2
20	0,695	2,264	0,877	24,615	25,947	27,885	3258	20,7	0,254	0,411	7,7	9,7	25,2
21	0,633	2,141	0,774	25,247	28,089	28,660	3385	18,3	0,261	0,445	7,0	8,6	23,8
22	0,593	2,051	0,706	25,840	30,139	29,366	3460	16,0	0,267	0,478	6,6	7,8	22,8
23	0,493	1,725	0,573	26,333	31,864	29,938	3496	13,9	0,272	0,505	5,5	6,4	19,2
24	0,418	1,466	0,475	26,752	33,331	30,413	3507	11,9	0,276	0,529	4,6	5,3	16,3
25	0,327	1,148	0,364	27,079	34,478	30,777	3505	10,0	0,280	0,547	3,6	4,0	12,8
26	0,226	0,792	0,247	27,306	35,270	31,024	3497	8,3	0,282	0,559	2,5	2,7	8,8
27	0,187	0,654	0,201	27,493	35,924	31,225	3489	6,9	0,284	0,570	2,1	2,2	7,3
28	0,130	0,454	0,139	27,623	36,378	31,364	3480	5,8	0,285	0,577	1,4	1,5	5,0
29	0,095	0,332	0,101	27,719	36,710	31,465	3474	5,2	0,286	0,582	1,1	1,1	3,7
30	0,065	0,224	0,068	27,783	36,934	31,532	3469	4,7	0,287	0,586	0,7	0,8	2,5
31	0,046	0,160	0,048	27,830	37,094	31,581	3465	4,5	0,287	0,588	0,5	0,5	1,8
32	0,030	0,103	0,031	27,859	37,196	31,611	3462	3,8	0,288	0,590	0,3	0,3	1,1
33	0,015	0,051	0,015	27,874	37,247	31,627	3457	3,4	0,288	0,591	0,2	0,2	0,6

Таблиця 2. Динаміка основних показників розробки за першим варіантом з використанням сайклінгу

Місяці	Річний видобуток		Накопичений видобуток		ГФ, м ³ /т	Обводнення, %	КВН, ч. од.	КВГ, ч. од.	Середній дебіт	
	нафти тис. т	газу млн м ³	нафти тис. т	газу млн м ³					нафти т/д	газу тис. м ³ /д
1	2,628	0,000	2,628	0,000	0	0,0	0,027	0,000	43,8	0,0
2	1,216	0,000	3,844	0,000	0	0,0	0,040	0,000	20,3	0,0
3	1,228	0,000	5,073	0,000	0	0,0	0,052	0,000	20,5	0,0
4	1,165	0,000	6,238	0,000	0	0,0	0,064	0,000	19,4	0,0
5	1,173	0,000	7,411	0,000	0	0,0	0,077	0,000	19,6	0,0
6	1,089	0,000	8,501	0,000	0	0,1	0,088	0,000	18,1	0,0
7	1,064	0,000	9,564	0,000	0	1,1	0,099	0,000	17,7	0,0
8	1,015	0,000	10,578	0,000	0	3,3	0,109	0,000	16,9	0,0
9	0,955	0,000	11,533	0,000	0	5,2	0,119	0,000	15,9	0,0
10	0,965	0,000	12,498	0,000	0	6,6	0,129	0,000	16,1	0,0
11	0,916	0,000	13,414	0,000	0	7,7	0,138	0,000	15,3	0,0
12	0,925	0,000	14,340	0,000	0	8,8	0,148	0,000	15,4	0,0
13	0,906	0,000	15,246	0,000	0	9,6	0,157	0,000	15,1	0,0
14	0,800	0,000	16,046	0,000	0	10,1	0,166	0,000	13,3	0,0
15	0,868	0,000	16,915	0,000	0	10,9	0,175	0,000	14,5	0,0
16	0,824	0,000	17,738	0,000	0	11,6	0,183	0,000	13,7	0,0
17	0,835	0,000	18,573	0,000	0	12,2	0,192	0,000	13,9	0,0
18	0,788	0,000	19,361	0,000	0	12,2	0,200	0,000	13,1	0,0
19	0,788	0,000	20,149	0,000	0	12,4	0,208	0,000	13,1	0,0
20	0,740	0,000	20,889	0,000	0	11,1	0,216	0,000	12,3	0,0
21	1,210	0,000	22,098	0,000	0	3,0	0,228	0,000	20,2	0,0
22	1,796	6,860	23,894	6,860	3820	3,5	0,247	0,109	29,9	114,3
23	2,124	8,433	26,019	15,293	3970	16,2	0,269	0,243	35,4	140,5
24	1,412	5,249	27,431	20,542	3717	30,8	0,283	0,326	23,5	87,5
25	1,164	4,295	28,595	24,838	3689	31,3	0,295	0,394	19,4	71,6
26	0,907	3,351	29,502	28,188	3695	26,9	0,305	0,447	15,1	55,8
27	0,741	2,727	30,243	30,915	3677	23,4	0,312	0,490	12,4	45,4
28	0,484	1,763	30,727	32,678	3647	20,1	0,317	0,518	8,1	29,4
29	0,323	1,168	31,050	33,847	3617	16,8	0,321	0,537	5,4	19,5
30	0,196	0,705	31,246	34,551	3592	13,8	0,323	0,548	3,3	11,7
31	0,124	0,444	31,370	34,995	3575	11,6	0,324	0,555	2,1	7,4
32	0,074	0,263	31,444	35,258	3564	10,1	0,325	0,559	1,2	4,4
33	0,042	0,149	31,486	35,407	3557	9,0	0,325	0,562	0,7	2,5
34	0,024	0,086	31,510	35,493	3553	7,9	0,325	0,563	0,4	1,4
35	0,007	0,025	31,517	35,519	3554	5,4	0,325	0,563	0,1	0,4

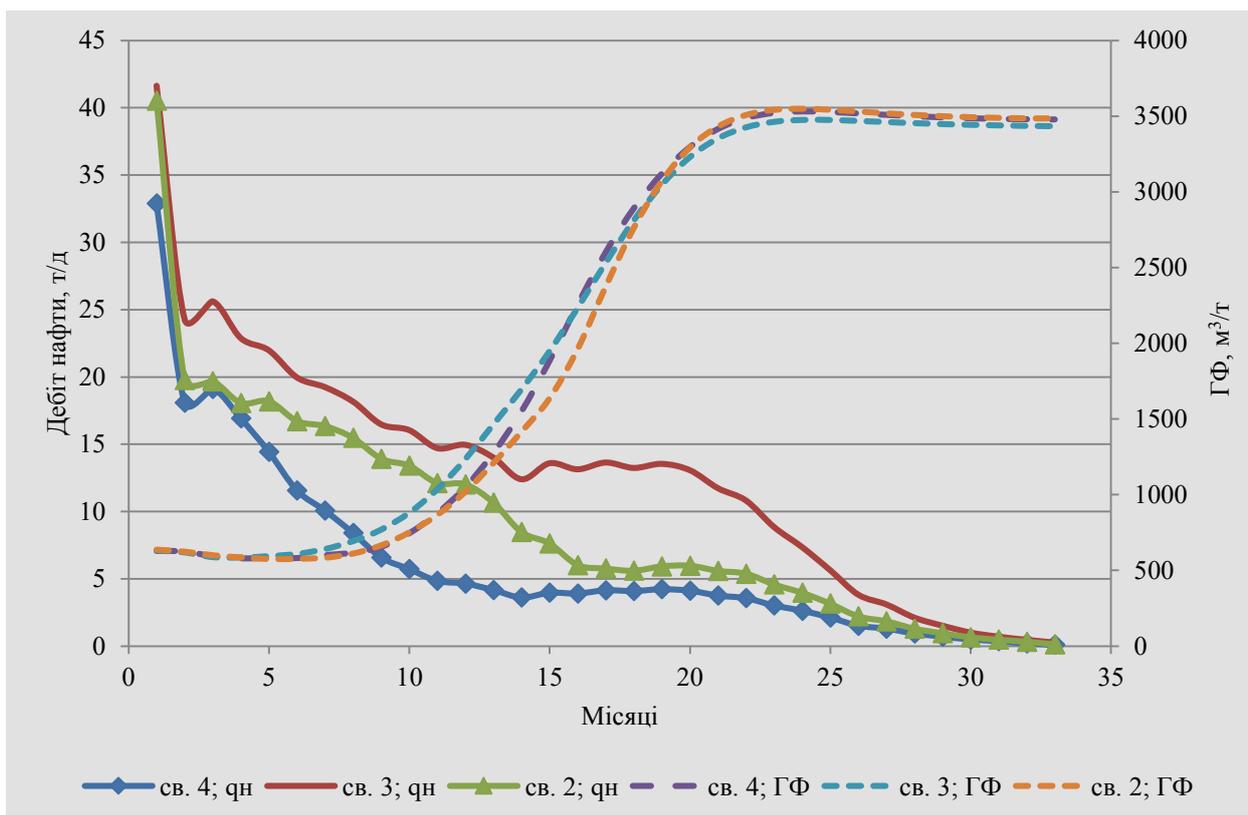


Рис. 6. Динаміка основних показників експлуатації свердловин за базовим варіантом

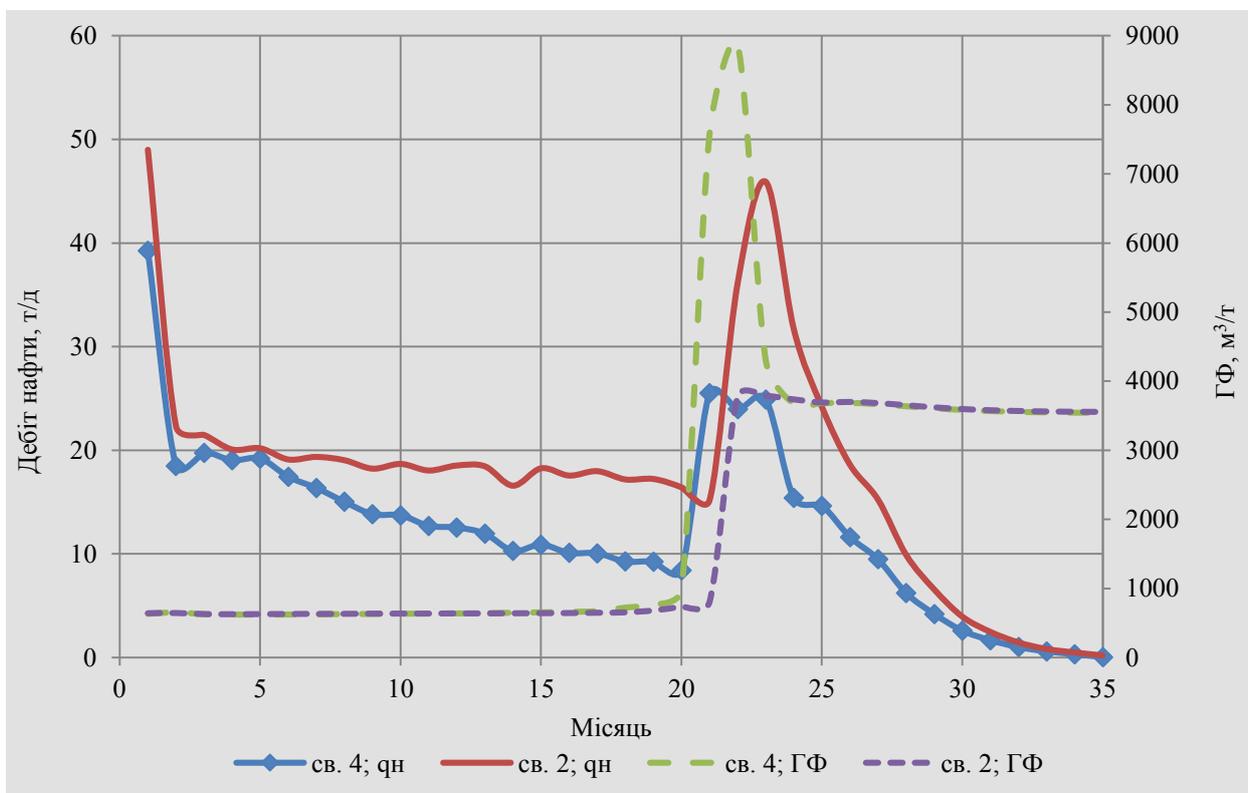


Рис. 7. Динаміка основних показників експлуатації свердловин за варіантом з використанням сайклінгу

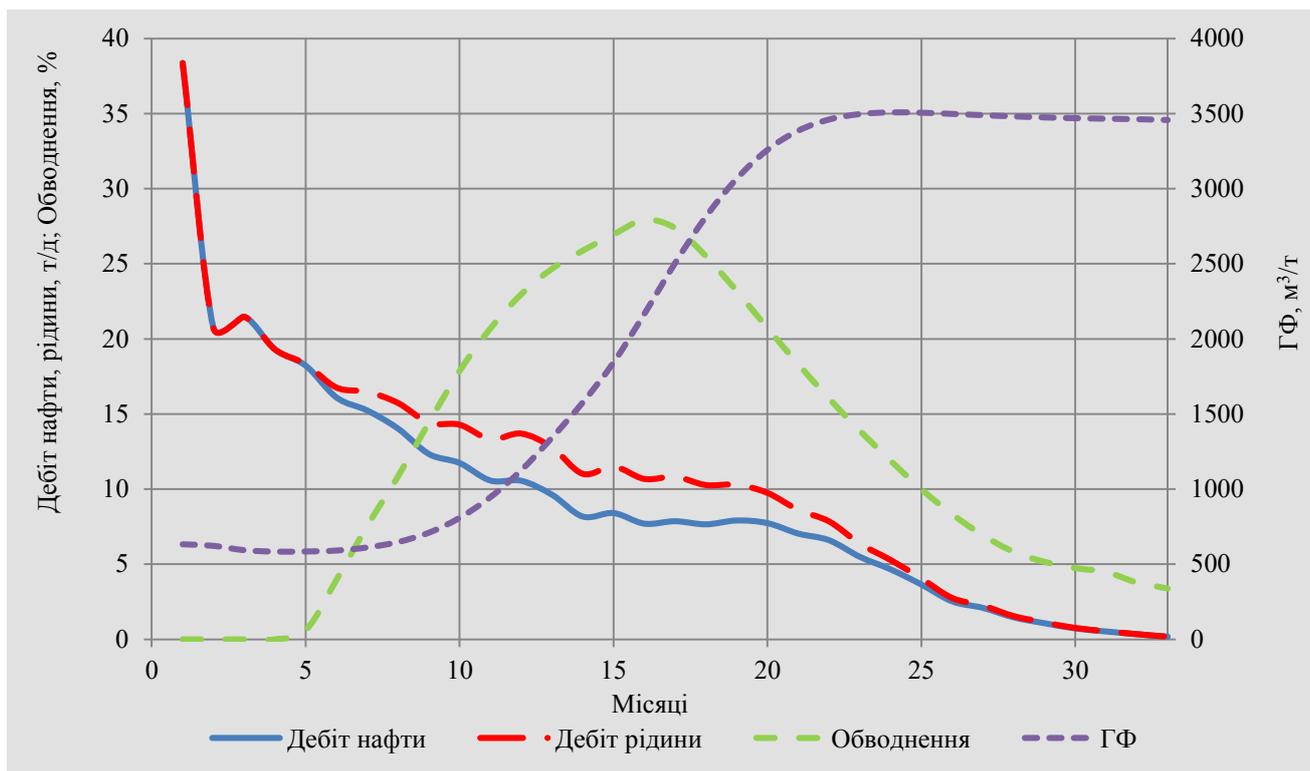


Рис. 8. Динаміка основних показників розробки за базовим варіантом

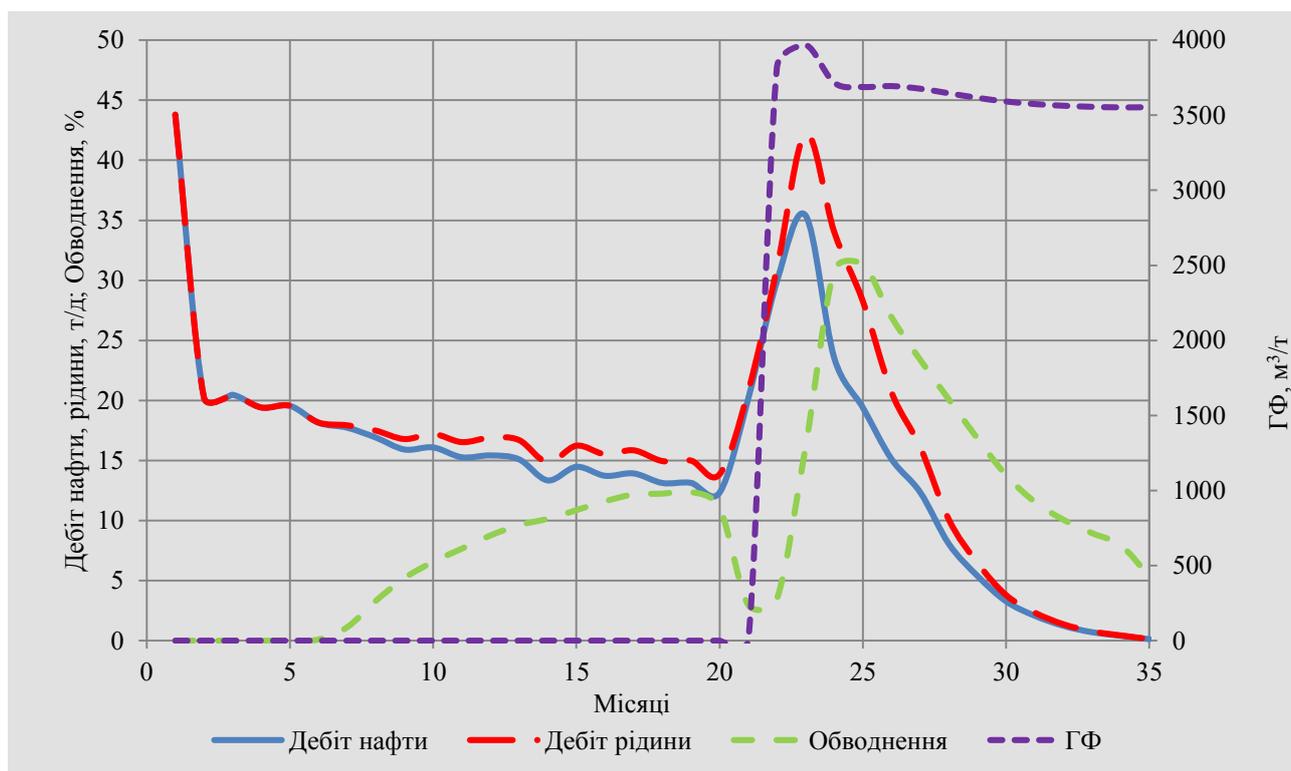


Рис. 9. Динаміка основних показників розробки за базовим варіантом використання сайклінгу

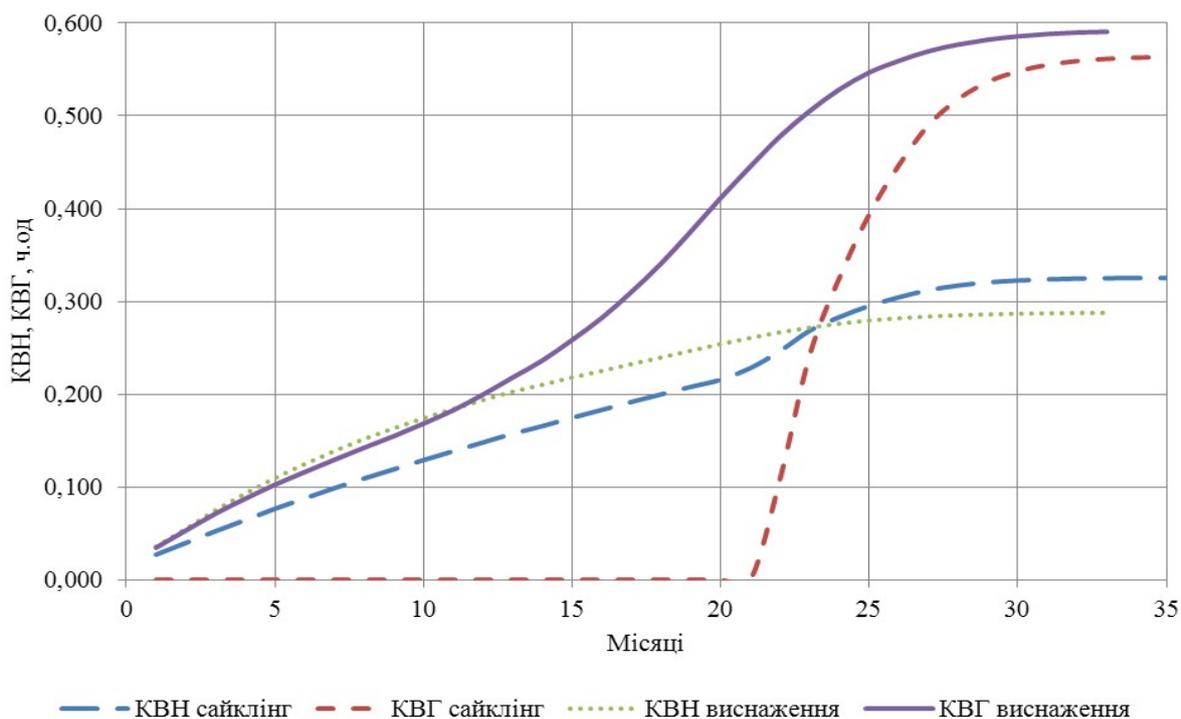


Рис. 10. Порівняння основних показників розробки за варіантами

Як бачимо з наведеного на рисунку 10 найбільш привабливим з точки зору видобутку нафти є варіант 1 з використанням зворотної рециркуляції сухого газу, який забезпечує найвищий КВН. За КВГ базовий варіант дещо привабливіший від першого, проте різниця по надлишковому видобутку газу становить 1,728 млн. м³, що в переводі на нафту через умовне паливо становить 1,728 тис. т, а відставання по видобутку нафти – 3,634 тис. т, таким чином сумарно видобуток нафти менший на 1,915 тис. т. До цього слід додати і менший на 107 т видобуток води за першим варіантом.

Отже, отримані на основі розроблених авторами програмних комплексів результати моделювання процесу розробки нафтового 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 нафтовилучення.

В статье рассмотрены особенности использования гидродинамического симулятора для моделирования процесса разработки нефтяной залежи на истощение и с поддержанием пластового давления путем обратной рециркуляции сухого газа (сайклінг-процесс). Описаны разработанные программные комплексы для расчета фазового равновесия сложных многокомпонентных углеводородных систем с учетом содержания неуглеводородных компонентов таких как азот и углекислый газ. Приведенные программы позволяют осуществлять расчет контактной и дифференциальной конденсации и дегазации, давления насыщения и распределение компонентов пластовых систем в гравитационном поле. Разработанный гидродинамический симулятор многокомпонентной трехфазной трехмерной фильтрации пластовых флюидов, который позволяет осуществлять композиционное моделирование процесса разработки нефтяных, газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей на различных режимах разработки. В программе введена возможность выполнения параллельных расчетов. Эта технология позволяет использовать для расчета произвольное количество системных процессоров, что значительно повышает скорость расчетов.

С целью демонстрации возможностей симулятора для примера приводится расчет процесса разработки нефтяной залежи на истощение и с поддержанием пластового давления путем обратной рециркуляции сухого газа (сайклинг-процесс).

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

The article focuses on features of hydrodynamic simulator application to model the process of oil deposit development by pressure depletion and pressure maintenance through cycling process. Software systems for 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. The programs allow to calculate contact and differential condensation and degasification, saturated pressure and distribution of components of reservoir systems in gravitational field. Developed hydrodynamic simulator of multicomponent three-phase-dimensional filtration of reservoir fluids enables to perform compositional simulation of oil, gas, gas-condensate and oil-gas-condensate deposits development in different reservoir drives. The performance of parallel calculations was implemented in the program. The technology allows to use arbitrary number of system processors for calculations that increases calculating speed.

The calculation of oil deposit development by pressure depletion and pressure maintenance through cycling process is given as an example in order to demonstrate the possibilities of the simulator.

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

Література

5. Рудий М.І. Нові технології кислотної дії на привибійну зону пласта. – Івано-Франківськ: ПП «Галицька друкарня плюс», 2010. – 296 с.
6. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. Учебник для вузов. – М.: Недра, 1983. – 510 с.
7. 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. ООО «НИПИ НГ». – 2010. – С. 2–7.
8. Louis J. Durlofsky, Khalid Aziz. 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.
9. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: Грааль. – 2002. – 575 с.
10. Намиот А.Ю. Различие свойств нефти в пределах нефтеносной залежи // Исследования в области физики пласта: труды ВНИИ. – Вып. 3. – 1954. – С. 41–60.
11. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра, 1982. – 407 с.
12. Коваль В.І. Гідродинамічний симулятор для проектування розробки родовищ вуглеводнів // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: Сборник научных трудов.– К.: ИСМ им. В.Н. Бакуля, НАН Украины, 2012. – Вып. 15. – 631 с.
13. Чернов Б.О., Коваль В.І. Гідродинамічний симулятор для проектування розробки родовищ вуглеводнів. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ: всеукр. наук.-техн. журн. – Івано-Франківськ: Факел, 2012. – №4. – 215 с.
14. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчёту фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. – М.: Недра, 1984. – 264 с.

Надійшла 14.07.14