

Для пошуку, вивчення і дослідної розробки підводних скупчень газових гідратів запропоновано підводну обертальну бурову установку, яка спускається в море з борту спеціалізованого судна на трос-кабелі, виконує буріння свердловин глибиною 6–8 м. Установка має підвищену стійкість на морському дні та надійність.

**Ключові слова:** газові гідрати, підводна бурова установка.

To search, explore and pilot production of submarine gas hydrate accumulations proposed underwater rotational drilling rig, which runs down to the sea from the ship on a wire-cable. Drilling rig to drill wells a depth 6–8 m, stable on the seabed and reliable.

**Key words:** gas hydrates, underwater drilling rig.

### Литература

1. Бондаренко В. И., Ганушевич К. А., Сай Е. С. К вопросу скважинной подземной разработки газовых гидратов // Научный вестник НГУ. – 2011. – Т. 1. – С. 60–66.
2. Пат. 2403379 РФ, МПК E21B 43/01. Способ добычи газа из придонных скоплений газовых гидратов / Т. В. Матвеева, В. А. Соловьёв, Л. Л. Мазуренко. – Опубл. 10.11.2010; Бюл. № 31.
3. Макогон Ю. Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы // Рос. хим. журн. – 2003. – Т. XLVII. – №3. – С. 70–79.
4. Шнюков Е. Ф., Зиборов А. П. Минеральные богатства Черного моря. – К.: ОМГОР НАН Украины, 2004. – 280 с.
5. Пат. 2370642 РФ, МПК E21B 43/22. Добыча свободного газа конверсией газового гидрата / Арне Грэуэ и др. – Опубл. 20.10.2009.
6. Пат. 65280 Україна, МПК E21B 43/00. Спосіб добування газу метану з морських газогідратних родовищ / В. І. Бондаренко та ін. – Опубл. 25.11.2011. Бюл. № 22.
7. Пат. 23522 Україна, МПК E21B 7/12. Верстат для підводного буріння / С. В. Гошовський, Б. М. Васюк. – Опубл. 25.05.2007; Бюл. № 7.
8. Пат. 34391 Україна, МПК E21B 17/00. Універсальний затворний пристрій ґрунтоносу / С. В. Гошовський, Б. М. Васюк. – Опубл. 11.08.2008. Бюл. №15.

Поступила 04.06.13

УДК 553.98

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

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Україна*

### ЗВОРОТНА РЕЦИРКУЛЯЦІЯ ГАЗУ В НАФТОВОМУ РОДОВИЩІ

Розглянуто особливості використання гідродинамічного симулятора для моделювання процесу розробки нафтового покладу на виснаження та з підтримання пластового тиску шляхом зворотної рециркуляції сухого газу (сайклінг-процес). Розроблено гідродинамічний симулятор багатокомпонентної трифазної тривимірної фільтрації пластових флюїдів, який дає змогу здійснювати композиційне моделювання процесу розробки нафтових покладів за різних режимів розробки. У програмі передбачено виконання паралельних розрахунків.

З метою демонстрації можливостей симулятора як приклад наведено розрахунок розробки нафтового покладу 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 підтримання 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 метою дії на пласт є як підтримання пластового тиску так і підвищення КВН.

Існують наступні основні методи дії на пласт [1]:

а) ППТ нагнітання в пласт води, до якого відносяться:

1) законтурне заводнення;

2) приконтурне заводнення;

3) внутрішньоконтурне заводнення, яке ділиться на площове, вибіркове, блокове та на розрізання покладу рядами нагнітальних свердловин.

б) ППТ нагнітання газу:

1) нагнітання повітря;

2) нагнітання «сухого» газу;

3) нагнітання «жирного» газу;

4) нагнітання газу за величини термобаричних умов близьких до критичних;

в) теплові методи дії:

1) нагнітання в пласт гарячої води;

2) нагнітання перегрітого пару;

3) створення в пласті рухомого фронту горіння.

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

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

З енергетичної точки зору ППТ нагнітання газу більш енергоємний в порівнянні із нагнітанням води. На витиснення одиниці об'єму нафти при нагнітанні газу витрачається більше енергії ніж при витисненні водою внаслідок декількох 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 величина 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 мінімізації ускладнень спричинених проривом газу зменшують відбори 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. У 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 високопроникний 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. Суть 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 нагнітається.

Враховуючи світові досягнення в галузі математичного моделювання процесу розробки покладів вуглеводнів [2; 3], нами розроблено конкурентоздатні програмні продукти, в яких використано сучасні методи математичного моделювання вуглеводневих систем та гідродинамічного моделювання. Авторами розроблено програмний комплекс розрахунку фізичних властивостей багатокомпонентних вуглеводневих систем на основі рівняння стану, запропонованого А. І. Брусіловським [4]. 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 [5]. В основу методу гідродинамічних розрахунків закладено модифіковану модель Маскета-Мереса [6], яка враховує тривимірну трифазну багатокомпонентну фільтрацію. Рух флюїдів розраховують згідно з узагальненим законом Дарсі без урахування капілярного тиску.

В роботі [7] здійснено розрахунок розробки нафтового пласта з ППТ шляхом нагнітання води з використанням описаних вище програмних комплексів. Автором [8] 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 запропонованому стимуляторі на відміну від [7; 8], 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 літологічних властивостей 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, в симуляторі реалізовано можливість задавати її у графічному вигляді (поліноми або таблиці), в'язкість газу розраховується за кореляційною залежністю Діна-Стіла [9].

Запропонований симулятор доповнено можливістю задати наступні параметри роботи свердловин: мінімальний дебіт нафти, максимальний дебіт рідини, мінімальний вибійний тиск та максимальну депресію, 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 та його мінімального значення;

в) постійний вибійний тиск – при досягненні мінімального значення вибійного тиску експлуатація свердловини здійснюється до моменту зменшення дебіту нафти (газу) та мінімального значення тиску;

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 є класичною антиклінальною пасткою 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 підбрано 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. 1–2.

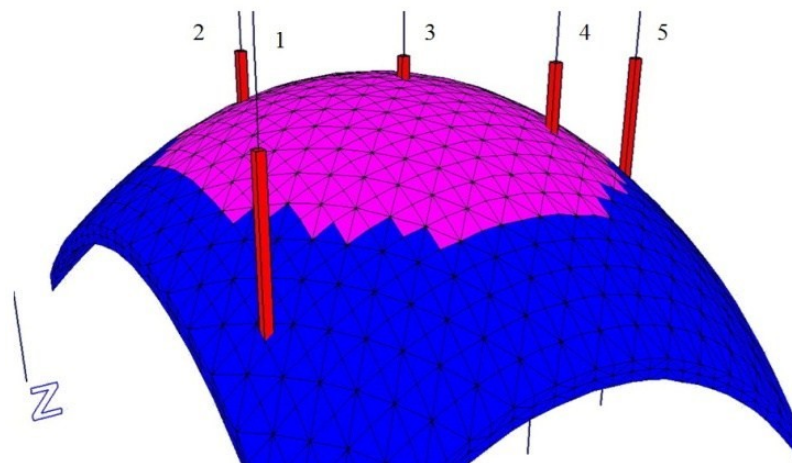


Рис. 1. Схема гідродинамічної сітки та розташування свердловин (вид збоку)

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.

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/м<sup>3</sup>, тиск насичення – 11,6 МПа. Вміст газу в пластовій суміші – 650,9 м<sup>3</sup>/т. Густина пластової води прийнято 1150 кг/м<sup>3</sup>. 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. м<sup>3</sup>.

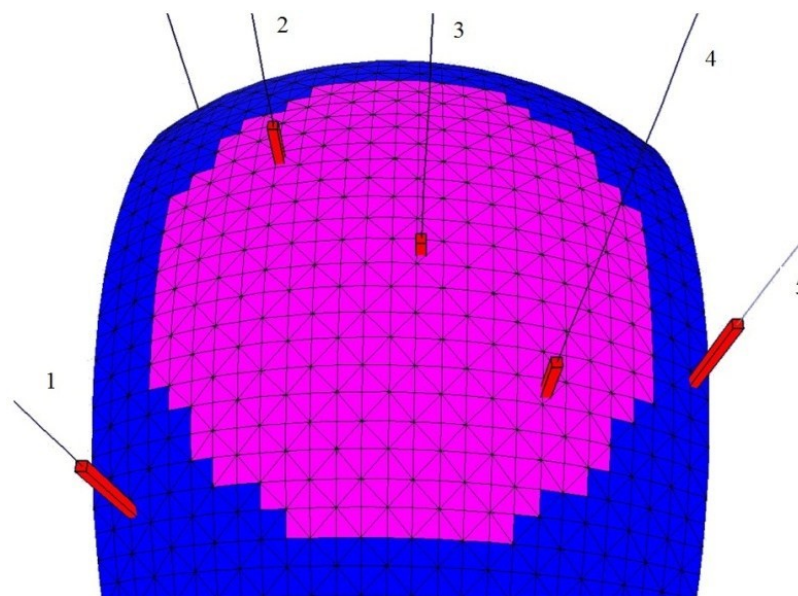


Рис. 2. Схема гідродинамічної сітки та розташування свердловин (вигляд зверху)

Критичну криву пластової суміші по лінії тиску насичення в залежності від мольної частки газу наведено на рисунку 3.

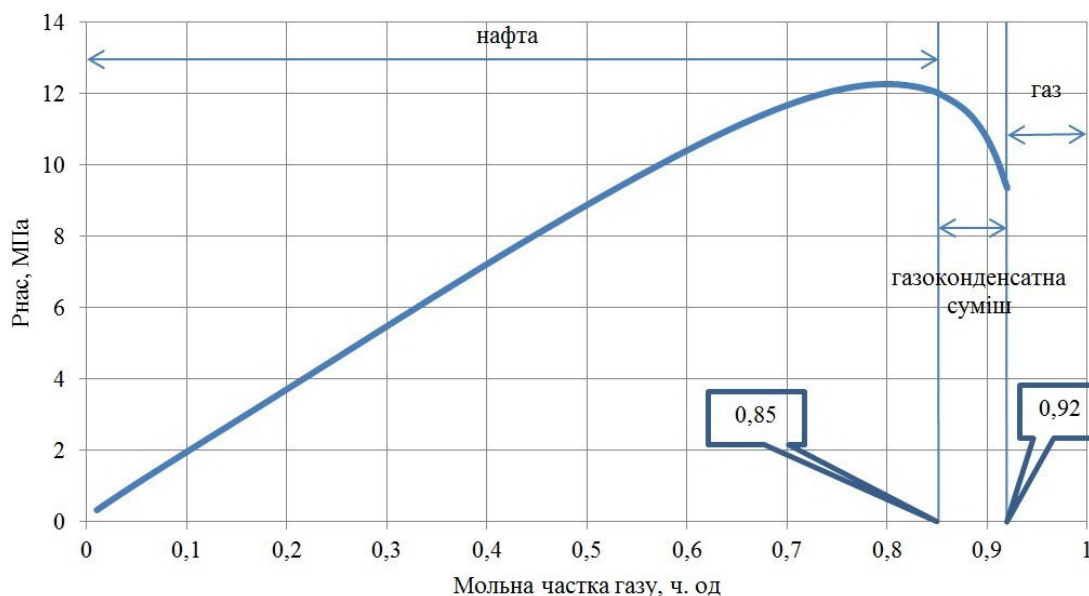


Рис. 3. Критична крива пластової суміші по лінії тиску насичення

Як видно з рисунку 3 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. м<sup>3</sup>/д, максимальний дебіт газу – 200 тис. м<sup>3</sup>/д. Свердловини вводили в експлуатацію одночасно, 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.

Отже, розробку таким чином розраховано впродовж 35 місяців. За вказаним варіантом продукція видобуватиметься із свердловин 2 та 4, а весь видобутий газ буде нагнітатись 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 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 величину дебіту газу було обмежено максимально допустимою величиною – 200 тис. м<sup>3</sup>/д.

Динаміка обводнення свердловинної продукції характеризується наступним чином. Нагнітання газу в купольну частину дасть змогу створити 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 водоносному 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 розробки буде видобуто 31,517 тис. т нафти, 35,163 тис. т рідини та 35,519 млн. м<sup>3</sup> газу та буде досягнуто КВН – 0,325 та КВГ – 0,563.

Динаміку основних показників розробки по покладу наведено в таблиці 1 та на рис. 4, 5.

Розподіл газонасиченості на кінець розробки наведено на рисунку 6. 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.

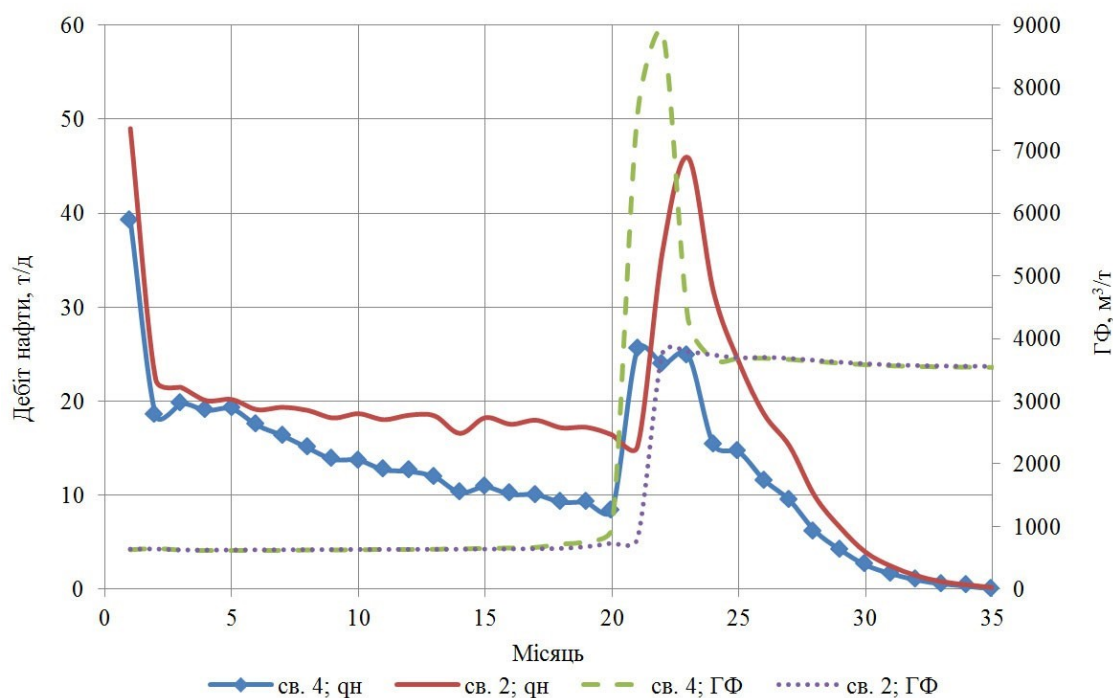


Рис. 4. Динаміка основних показників експлуатації свердловин

Таблица 1. Динамика основных показателей розробки з використанням сайклінгу

Місяці	Річний видобуток			Накопичений видобуток			ГФ, м³/т	Обводнення, %	КВН, ч. од.	КВГ, ч. од.	Середній дебіт		
	нафти тис. т	газу млн. м³	рідини тис. т	нафти тис. т	газу млн. м³	рідини тис. т					нафти т/д	рідини т/д	газу тис. м³/д
1	2,628	0,000	2,628	2,628	0,000	2,628	0	0,0	0,027	0,000	43,8	43,8	0,0
2	1,216	0,000	1,216	3,844	0,000	3,844	0	0,0	0,040	0,000	20,3	20,3	0,0
3	1,228	0,000	1,228	5,073	0,000	5,073	0	0,0	0,052	0,000	20,5	20,5	0,0
4	1,165	0,000	1,165	6,238	0,000	6,238	0	0,0	0,064	0,000	19,4	19,4	0,0
5	1,173	0,000	1,173	7,411	0,000	7,411	0	0,0	0,077	0,000	19,6	19,6	0,0
6	1,089	0,000	1,090	8,500	0,000	8,501	0	0,1	0,088	0,000	18,1	18,2	0,0
7	1,064	0,000	1,076	9,564	0,000	9,577	0	1,1	0,099	0,000	17,7	17,9	0,0
8	1,015	0,000	1,050	10,578	0,000	10,626	0	3,3	0,109	0,000	16,9	17,5	0,0
9	0,955	0,000	1,007	11,533	0,000	11,634	0	5,2	0,119	0,000	15,9	16,8	0,0
10	0,965	0,000	1,033	12,498	0,000	12,667	0	6,6	0,129	0,000	16,1	17,2	0,0
11	0,916	0,000	0,992	13,414	0,000	13,659	0	7,7	0,138	0,000	15,3	16,5	0,0
12	0,925	0,000	1,014	14,340	0,000	14,673	0	8,8	0,148	0,000	15,4	16,9	0,0
13	0,906	0,000	1,002	15,246	0,000	15,675	0	9,6	0,157	0,000	15,1	16,7	0,0
14	0,800	0,000	0,891	16,046	0,000	16,566	0	10,1	0,166	0,000	13,3	14,8	0,0
15	0,868	0,000	0,974	16,915	0,000	17,540	0	10,9	0,175	0,000	14,5	16,2	0,0
16	0,824	0,000	0,932	17,738	0,000	18,472	0	11,6	0,183	0,000	13,7	15,5	0,0
17	0,835	0,000	0,951	18,573	0,000	19,423	0	12,2	0,192	0,000	13,9	15,9	0,0
18	0,788	0,000	0,897	19,361	0,000	20,321	0	12,2	0,200	0,000	13,1	15,0	0,0
19	0,788	0,000	0,900	20,149	0,000	21,220	0	12,4	0,208	0,000	13,1	15,0	0,0
20	0,740	0,000	0,832	20,889	0,000	22,052	0	11,1	0,216	0,000	12,3	13,9	0,0
21	1,210	0,000	1,247	22,098	0,000	23,299	0	3,0	0,228	0,000	20,2	20,8	0,0
22	1,796	6,860	1,861	23,894	6,860	25,159	3820	3,5	0,247	0,109	29,9	31,0	114,3
23	2,124	8,433	2,534	26,019	15,293	27,693	3970	16,2	0,269	0,243	35,4	42,2	140,5
24	1,412	5,249	2,042	27,431	20,542	29,735	3717	30,8	0,283	0,326	23,5	34,0	87,5
25	1,164	4,295	1,696	28,595	24,838	31,431	3689	31,3	0,295	0,394	19,4	28,3	71,6
26	0,907	3,351	1,241	29,502	28,188	32,672	3695	26,9	0,305	0,447	15,1	20,7	55,8
27	0,741	2,727	0,968	30,243	30,915	33,640	3677	23,4	0,312	0,490	12,4	16,1	45,4
28	0,484	1,763	0,605	30,727	32,678	34,245	3647	20,1	0,317	0,518	8,1	10,1	29,4
29	0,323	1,168	0,388	31,050	33,847	34,633	3617	16,8	0,321	0,537	5,4	6,5	19,5
30	0,196	0,705	0,227	31,246	34,551	34,861	3592	13,8	0,323	0,548	3,3	3,8	11,7
31	0,124	0,444	0,140	31,370	34,995	35,001	3575	11,6	0,324	0,555	2,1	2,3	7,4
32	0,074	0,263	0,082	31,444	35,258	35,083	3564	10,1	0,325	0,559	1,2	1,4	4,4
33	0,042	0,149	0,046	31,486	35,407	35,129	3557	9,0	0,325	0,562	0,7	0,8	2,5
34	0,024	0,086	0,026	31,510	35,493	35,156	3553	7,9	0,325	0,563	0,4	0,4	1,4
35	0,007	0,025	0,008	31,517	35,519	35,163	3554	5,4	0,325	0,563	0,1	0,1	0,4

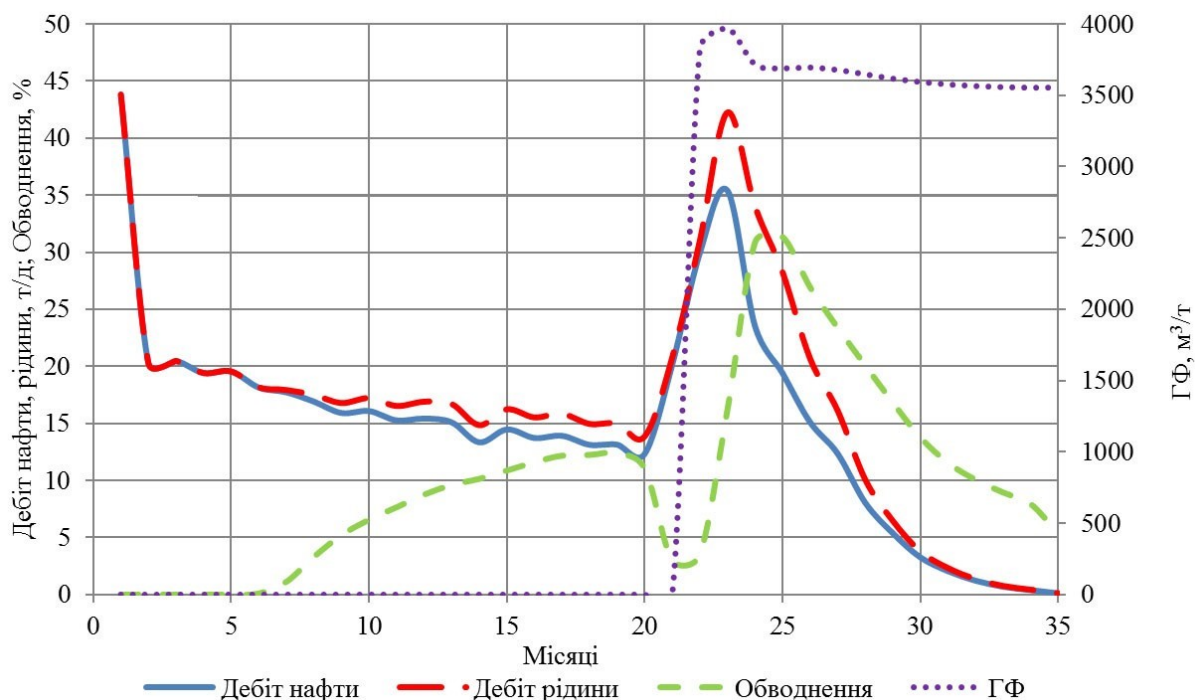


Рис. 5. Динаміка основних показників розробки покладу

Підсумовуючи вищенаведене, можна стверджувати, що сайклінг-процес у нафтовому покладі може застосовуватись при розробці невеликих нафтових покладів в умовах коли у зв'язку із відсутністю місцевого споживача газу або значною вартістю будівництва системи транспортування газу для подачі його у магістральний трубопровід існує потреба у великих об'ємах утилізації газу. Збільшення запасу пружної енергії пласта за рахунок нагнітання газу

призводить до тривалої фонтанної експлуатації свердловин, низьких темпів падіння дебіту нафти та мізерного обводнення свердловинної продукції, що позитивно впливає на процес експлуатації свердловин.

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.

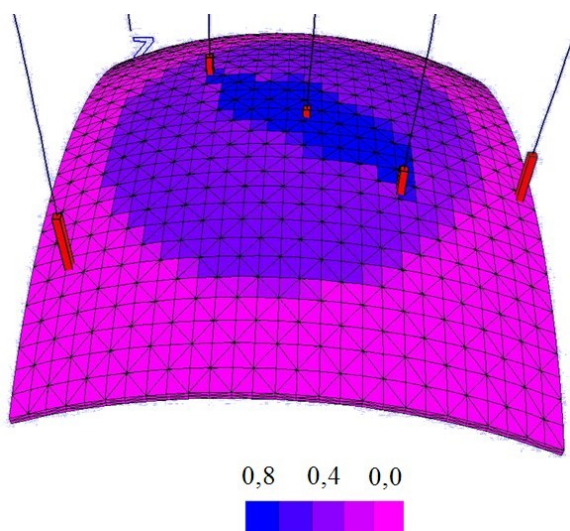


Рис. 6. Розподіл газонасиченості на кінець розробки

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). Разработан гидродинамический симулятор многокомпонентной трехфазной трехмерной фильтрации пластовых флюидов позволяющий осуществлять композиционное



моделирование разработки нефтяных залежей при различных режимах разработки. В программе предусмотрена возможность выполнения параллельных расчетов.

В целях демонстрации возможностей симулятора в качестве примера приведен расчет разработки нефтяной залежи 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. Developed hydrodynamic simulator of multicomponent three-phase-dimensional filtration of reservoir fluids enables to perform compositional simulation of oil deposits development in different reservoir drives. The performance of parallel calculations was implemented in the program.*

*The calculation of oil deposit development by 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

1. Щуров В. И. Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1983. – 510 с.
2. Брусиловский А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2002. – 575 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.
5. Louis J. Durlofsky, Khalid Aziz., Advanced Techniques for Reservoir Simulation and Modeling of Nonconventional Wells. – Depart. of Petroleum Eng. School of Earth Sci. Stanford Univer. Stanford, CA 94305-2220. – 2004. – 213 с.
6. Композиционный симулятор «МКТ». Модификация аквифера картера-трейси для моделирования ПХГ / А. Х. Пергамент, А. В. Горчаков, Б. В. Критский, С. Б. Попов // Вестн. ЦКР РОСНЕДРА. ООО «НИПИ НГ». – 2010. – С. 2–7.
7. Намиот А. Ю. Различие свойств нефти в пределах нефтеносной залежи // Исследования в области физики пласта: тр. ВНИИ. 1954. – Вып. 3. – С. 41–60.
8. Коваль В. І. Гідродинамічний симулятор для проектування розробки родовищ вуглеводнів // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: Сб. науч. тр. – К.: ИСМ им. В. Н. Бакуля. НАН Украины, 2012. – Вып. 15. – С. 143–151.
9. Чернов Б. О., Коваль В. І. Гідродинамічний симулятор для проектування розробки родовищ вуглеводнів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ: всеукр. наук.-техн. журн. – Ів.-Франківськ: Факел, 2012. – № 4.

Надійшла 19.06.13