


622.276.34 (043)

C50

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

СМІХ ПЕТРО МИХАЙЛОВИЧ



УДК 622.276.342 (043)

C50

**ОПТИМІЗАЦІЯ РОЗМІЩЕННЯ СВЕРДЛОВИН НА НАФТОВИХ І
ГАЗОВИХ РОДОВИЩАХ З ВИКОРИСТАННЯМ
ГІДРОДИНАМІЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ**

05.15.06 – Розробка нафтових та газових родовищ

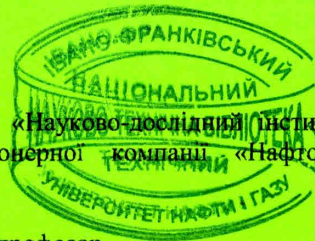
АВТОРЕФЕРАТ

дисертації на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

Івано-Франківськ – 2013

Дисертацією є рукопис

Робота виконана в Дочірньому підприємстві «Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості» Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» (ДП «Науканафтогаз»)



Науковий керівник: доктор технічних наук, професор
Зарубін Юрій Олександрович,
ТОВ «НВП «Центр нафтогазових ресурсів»,
м. Київ, заступник директора з наукової роботи

Офіційні опоненти: доктор технічних наук, професор
Дорошенко Володимир Михайлович,
ПАТ «Укрнафта», м. Київ,
начальник Управління геології та розробки
родовищ нафти і газу

кандидат технічних наук
Бойко Ростислав Васильович,
УМГ «Львівтрансгаз», м. Львів,
заступника головного інженера
з підземного зберігання газу

Захист відбудеться "4" липня 2013 р. о 15⁰⁰ годині на засіданні спеціалізованої вченої ради Д.20.052.02 при Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу за адресою: 76019, Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

З дисертацією можна ознайомитись у науково-технічній бібліотеці Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу за адресою: 76019, Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

Автореферат розісланий "___" травня 2013 р.

Учений секретар спеціалізованої вченої ради,
кандидат технічних наук, доцент

І.М. Ковбасюк



ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Актуальність теми. Оптимізації розміщення свердловин належить до основних задач, які вирішуються на стадіях проектування і регулювання процесу розробки родовищ нафти і газу. У сучасних умовах вирішення цієї задачі направлене на реалізацію системи розробки, яка забезпечує найбільш високі техніко-економічні показники при виконанні заданих умов розробки родовища та враховує весь комплекс геолого-технологічних факторів.

Можливе рішення задачі оптимізації розміщення свердловин полягає в застосуванні гідродинамічного моделювання на базі геолого-технологічних моделей (ГТМ) покладів нафти і газу, яке дозволяє розглянути найрізноманітніші схеми розміщення свердловин і отримати основні показники процесу розробки для подальшого техніко-економічного аналізу та вибору на його основі раціональної системи розробки.

Знаходження розв'язку цієї оптимізаційної задачі вимагає значної кількості запусків гідродинамічного симулятора, тому процедура визначення всієї множини значень цільової функції виявляється дуже ресурсозатратною, а іноді – технічно неможливою в реалізації.

Сучасні методики дозволяють підійти до вирішення задачі оптимізації розміщення свердловин шляхом підвищення ефективності процедури пошуку оптимального рішення (на базі гідродинамічного моделювання) та використання апроксимаційних схем (без гідродинамічного моделювання). Основними недоліками таких підходів є необхідність багаторазового запуску гідродинамічного симулятора або відсутність його використання та наявність початкового наближення раціональної схеми розміщення свердловин.

Тому задача оптимізації розміщення свердловин залишається актуальною, однією з найбільш складних та невирішених в межах замкнутого циклу геолого-технологічного моделювання.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконувалась згідно з планом науково-дослідних робіт Дочірнього підприємства «Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості» Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» (ДП «Науканафтогаз») за період 2005-2011 років, у яких автор був виконавцем робіт:

- «Аналіз стану розробки нафтового покладу горизонту С-76 Зачепилівського НГКР з метою оцінки можливостей збільшення видобутку нафти і газу» (договір № 202.УГВ/2005-2007 від 16.04.2005 р.);

- «Створення постійно діючих геолого-технологічних моделей нафтових і газових родовищ для складання проектів розробки» (№ 0106U008987, договір № 1.25, розділ 4, тема 2 від 18.05.2005 р.);

- «Дослідно-промислова розробка першочергової ділянки нафтових покладів горизонту М-3 нижньомайкопського комплексу родовища Субботіна» (договір № 907 від 28.09.2009 р.);

- «Обґрунтування місцеположення свердловин на перспективних об'єктах у відкладі юрського комплексу та оцінка видобувних можливостей свердловин

родовища Haradig на період пробної експлуатації» (Арабська Республіка Єгипет, Західна пустеля, ліцензійний блок Alam El Shawish East) (додаткова угода № 6 до договору № 29/06-2010 від 29.06.2010 р.);

- «Геолого-економічна оцінка запасів вуглеводнів родовища HG (Західна пустеля, Єгипет)» (договір №17/1 від 15.07.2011 р.).

Мета і задачі дослідження. Метою дослідження є розроблення методики та програмних засобів для оптимізації розміщення свердловин на базі сучасних комплексів гідродинамічного моделювання покладів нафти і газу.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі основні задачі:

1. Проаналізувати наявні методики та алгоритми оптимізації розміщення свердловин з використанням геолого-технологічних моделей покладів нафти і газу.

2. Розробити критерії, математичну модель та швидкий алгоритм для оптимізації розміщення свердловин.

3. Розробити методику та програмні засоби для оптимізації розміщення свердловин і провести їх тестування на базових моделях.

4. Провести апробацію методики та програмних засобів на моделі реального нафтогазового об'єкта в рамках проектування раціональної системи розробки.

Об'єкт дослідження – ГТМ покладів нафти і газу, схема розміщення свердловин та раціональна система розробки.

Предмет дослідження – методика оптимізації розміщення свердловин з використанням гідродинамічного моделювання покладів нафти і газу.

Методи дослідження. Методика оптимізації розміщення свердловин створена на основі теоретичних досліджень та чисельних експериментів із застосуванням ГТМ та багатофазного гідродинамічного моделювання процесів нафтогазовидобутку, які використовують геолого-статистичне моделювання, теорію підземної гідрогазомеханіки, чисельні методи розв'язання нелінійних диференціальних рівнянь та враховують загально відомі принципи проектування раціональної системи розробки, теорію інформації, системний, економічний та експертний аналіз.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Вперше система техніко-економічних критеріїв раціональної системи розробки, доповнена інформаційним критерієм, використана для розв'язку задачі оптимізації розміщення свердловин.

2. Вперше введено інформаційний показник ступеню достовірності інформації геолого-технологічної моделі залежно від схеми розміщення свердловин.

3. Вперше теоретично показано доцільність та можливість використання поверхні накопичених видобутків для вибору раціональних зон розміщення свердловин.

4. Вперше розроблено методику, яка на підставі одного запуску гідродинамічного симулятора дозволяє визначити раціональну кількість свердловин та їх розміщення.

Практичне значення одержаних результатів. За результатами проведених досліджень розроблено швидкий алгоритм (схема з однією симуляцією, Single Simulation Schema або 3S) та методику оптимізації розміщення свердловин (3S оптимізація) з використанням гідродинамічного моделювання покладів нафти і газу.

На основі методики створено комп'ютерні програми «Well Trajectory Planning» та «3S optimization», які працюють у комплексі з гідродинамічним симулятором і дозволяють оцінювати необхідну кількість свердловин та їх розміщення для раціональної розробки покладів нафти і газу, а також проводити додаткове ущільнення сітки свердловин на основі одного запуску гідродинамічного симулятора.

Введений показник достовірності інформації моделі може виступати одним із основних критеріїв при виборі схеми розміщення свердловин, особливо на початкових стадіях вивчення родовища.

Методика 3S оптимізації використовувалася під час проектування схеми розміщення свердловин на родовищі HG (Західна пустеля, Сгінет), Білосарайській ліцензійній ділянці, Юліївському та Зачепилівському родовищах.

Особистий внесок здобувача. Основні наукові положення і результати дисертаційної роботи отримані автором самостійно. У працях, опублікованих у співавторстві, особистий внесок дисертанта такий: [2] – аналіз наявних досліджень, використання процедур пониження порядку системи для прискорення чисельних розрахунків; [3, 4, 7, 10, 11] – проведення досліджень, побудова та адаптація гідродинамічних моделей покладів, формування рекомендацій щодо уточнення геологічної моделі, проектування раціональної схеми розміщення свердловин, тестування методики; [5, 6] – проведення досліджень, розрахунків та надання рекомендацій щодо удосконалення системи розробки; [8] – використання геостатистичних методів інтерполяції для отримання 3D розподілів петрофізичних властивостей геологічної моделі; [9] – розроблення математичної моделі та алгоритму методики оптимізації розміщення свердловин, розроблення програмних засобів, тестування; [13, 14] – обґрунтування геолого-фізичних показників, розроблення математичної моделі, алгоритму та програмних засобів.

Апробація результатів дисертації. Основні результати досліджень доповідалися й обговорювалися на міжнародних науково-технічних конференціях:

– Міжнародна науково-технічна конференція GEOPETROL – 2008 «Наука, техніка та технологія пошуку та видобування нафти і газу на суходолі та шельфі» (Закопане, 15-18 вересня 2008 року);

– III Міжнародна науково-технічна конференція молодих вчених «Перспективи розвитку нафтогазової галузі» (Кореїз, 13-16 грудня 2010 року);

– Міжнародна науково-практична конференція «Потенціал видобутку горючих копалин в Білорусі та прогноз його реалізації в першій половині XXI століття» (Гомель-Речиця, 25-27 травня 2011 року);

– IV Міжнародна науково-технічна конференція молодих вчених «Перспективи розвитку нафтогазової галузі» (Трускавець-Кросно, 26-30 вересня 2011 року).

У повному обсязі дисертаційна робота доповідалась й обговорювалась на наукових семінарах кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (2012-2013 рр.) та на засіданні секції розробки родовищ нафти та газу і буріння свердловин вченої ради ДП «Науканафтогаз» (2013 р.).

Публікації. Основні положення дисертації опубліковані в 14 наукових працях, серед них: 7 статей – у фахових виданнях (з них 1 без співавторів), 3 – у матеріалах наукових конференцій, 1 патент України на корисну модель, 1 патент України на винахід, 1 авторське свідоцтво на твір.

Структура та обсяг дисертації. Дисертація містить вступ, чотири розділи, висновки, список використаних джерел та додатки. Повний обсяг дисертації викладений на 182 сторінках машинописного тексту, із них 141 сторінка основного тексту, 33 рисунки і 8 таблиць на окремих аркушах, список використаних джерел із 103 найменувань на 10 сторінках і 3 додатки.

Автор висловлює щиру подяку доктору технічних наук, професору Зарубіну Юрію Олександровичу за допомогу, підтримку та наукові консультації під час виконання дисертації, а також колективу ДП «Науканафтогаз» та ТОВ «Наукововиробниче підприємство «Центр нафтогазових ресурсів» за підтримку та створення сприятливих умов для виконання дисертаційної роботи.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У вступі обґрунтовано актуальність проблеми, сформульовано мету і задачі дослідження, визначено наукову новизну та практичну цінність отриманих результатів.

У першому розділі дисертації проведено аналіз вітчизняних та зарубіжних досліджень в області оптимізації розміщення свердловин на родовищах нафти і газу.

У роботах Акульшина О.І., Алієва З.С., Бойка В.С., Гіматудінова Ш.К., Говорова Г.Л., Закірова С.Н., Кондрата Р.М., Сазонова Б.Ф., Шмигля П.Т., Щелкачева В.Н. та інших розглянуті класичні підходи до вибору раціональної схеми розміщення свердловин на нафтових та газових родовищах. Авторами досліджуються питання вибору форми сітки свердловин, відстані між свердловинами та порядку введення їх в експлуатацію і даються загальні рекомендації, щодо розміщення свердловин, в основному, для випадку значної однорідності продуктивного пласта. У випадку неоднорідного пласта, таке розміщення свердловин уже не буде оптимальним.

Комп'ютерне моделювання з використанням 3D сіткових моделей та гідродинамічного симулятора є одним із сучасних методів для врахування всіх неоднорідностей продуктивного пласта при розгляді задачі оптимізації розміщення свердловин. Як правило, симулятор у таких дослідженнях використовується у якості інструмента для оцінок цільової функції при розгляді різноманітних сценаріїв розташування свердловин. Оптимізація цієї задачі вимагає значної кількості запусків гідродинамічного симулятора, тому знайти всю множину значень цільової функції виявляється дуже затратною процедурою. Вивченням цього питання займалися Айдазаде К.Р., Дорошенко В.М., Золотухін А.Б., Среп Д.О., Єрмолаєв А.І., Зарубін Ю.О., Ковальчук М.Р., Ларіонов А., W. Bangerth, B. Beckner, A. Bittencourt, M. Cardoso, E. Damsleth, L. Durlofsky, B. Guyaguler, R. Horne, V. Matossian, A. Nystad, U. Ozdogan, Y. Pan, J. Zhang та інші. Спільними ідеями у всіх цих роботах є спрощення задачі до невеликої чи середньої за розмірами.

застосування невеликої кількості симуляцій або їх відсутність, а також використання невеликої кількості незалежних змінних.

Досить часто автори вдаються до методів, які спрямовані на зменшення кількості симуляцій за рахунок застосування різноманітних алгоритмів та методів оптимізації, таких як, наприклад, симплекс-метод, градієнтний спуск, генетичний алгоритм та його модифікації, алгоритм імітації відпалу, стохастичні апроксимації, а також комбіноване застосування цих алгоритмів.

У ряді робіт продемонстровані підходи, які виключають з оптимізаційної схеми ітераційне застосування гідродинамічного симулятора як засобу оцінки цільової функції, і, таким чином, пропонують методики, які не є ресурсозатратними і можуть бути реалізовані без особливих труднощів.

Проведений аналіз вітчизняних та зарубіжних досліджень показав, що, незважаючи на велику різноманітність наявних підходів до оптимізації розміщення свердловин, отримати замкнуту методику для розв'язку цієї задачі, не вдається. Для успішного розв'язку цієї задачі сформульовано основні вимоги до математичної моделі, алгоритму та методики оптимізації розміщення свердловин.

У другому розділі наведено результати розроблення методики оптимізації розміщення свердловин з використанням гідродинамічного моделювання.

До основних елементів системи розробки відносять об'єкт розробки, схему розміщення свердловин, через яку здійснюється розробка об'єкта, та систему підтримування пластового тиску (при необхідності).

Метою оптимізаційної задачі є вибір такої системи, яка б з множини можливих систем розробки найбільше наближалася до оптимальних критеріїв. Тому в практиці використовують термін раціональна система розробки, маючи на увазі, що досягти оптимальних критеріїв вдається лише з деяким невизначеним ступенем наближеності.

До критеріїв раціональної системи розробки можна віднести наступні елементи:

- 1) забезпечення заданої динаміки видобутку вуглеводнів;
- 2) отримання максимального ступеню вилучення вуглеводнів з надр;
- 3) реалізація системи відбувається при мінімальних витратах;
- 4) система розробки мінімально впливає на навколишнє середовище.

Динаміка видобутку вуглеводнів задається вектором річних видобутків $q(t)$. Ступінь вилучення вуглеводнів з надр визначається вектором коефіцієнтів компонентів віддачі $\beta(t)$. Для загальної характеристики витрат на розробку родовища часто користуються поняттям кінцевих витрат $E_z(t)$. Для характеристики забруднення навколишнього середовища частіше всього користуються сумарними об'ємами викидів шкідливих речовин $W(t)$.

Таким чином, задача визначення критеріїв оптимальності системи розробки зводиться до прямої задачі моделювання показників розробки:

$$\begin{aligned}
 q(x, n, t) &= F_1[G, k(x), P(x), \mu(x), L(x, n), C(x, t)]; \\
 \beta(x, n, t) &= F_2[G, k(x), P(x), \mu(x), L(x, n), C(x, t)]; \\
 E_z(x, n, t) &= F_3[G, k(x), P(x), \mu(x), L(x, n), C(x, t)]; \\
 W(x, n, t) &= F_4[G, k(x), P(x), \mu(x), L(x, n), C(x, t)],
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

де F_i – функціонали, які реалізують математичні моделі відповідних процесів; G – геометрія об'єкта розробки; $k(x)$ – фільтраційно-ємнісні характеристики; $\mu(x)$ – властивості флюїдів; $P(x)$ – гідродинамічні характеристики покладу; $L(x, n)$ – схема розміщення свердловин; $C(x, t)$ – параметри роботи свердловин.

Приймаючи схему розміщення свердловин $L(x, n)$ за основний керуючий елемент, задача оптимізації системи розробки родовища формулюється у такому вигляді:

$$\begin{aligned}
 \max_{x, n} \beta(x, n, T) &\rightarrow L^*(x, n), \{x, n\} \in D; \\
 \min_{x, n} \{E_z(x, n, T), W(x, n, T)\} &\rightarrow L^*(x, n), \{x, n\} \in D; \\
 D &= \{x \in M, n = \overline{1, N_k}\};
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

$$q(x, n, t) \geq q_0(t), \beta(x, n, T) \geq \beta_0, v(x, n, t) \leq v_0, w(x, n, t) \leq w_0,$$

де M – множина комірок сіткової моделі; N_k – загальна кількість комірок сіткової моделі; $q_0(t)$ – задана динаміка видобутку нафти (газу); β_0 – задане граничне значення коефіцієнту вилучення нафти (газу); v_0 – максимальна величина річних витрат на розробку родовища; w_0 – допустимі річні об'єми викидів шкідливих речовин, T – заданий період розробки.

У загальному випадку, алгоритм розв'язку задачі оптимізації системи розробки значною мірою залежить від класу системи рівнянь прямої задачі моделювання. У більшості змістовних моделей функціонали F_i в системі (1) носять диференціальний, інтегрально-диференціальний і часто нелінійний характер, що вимагає застосування алгоритмів нелінійного програмування.

Використанням гідродинамічного симулятора вирішується пряма задача моделювання і отримуються рішення для функціоналів F_i в системі (1). У випадку оптимізації розміщення свердловин $L(x, n)$, критерії $W(x, n, T)$ і відповідне обмеження можуть бути виключені із задачі.

З метою оцінки економічної привабливості проекту розробки родовища використовується загальноприйнята модель чистої дисконтованої вартості NPV :

$$NPV(T) = \sum_{t=1}^T \left[\frac{NCF_t}{(1 + i_{\text{дисконт}})^t \cdot (1 + i_{\text{інфл}})^t} \right], \tag{3}$$

де NCF_t – сумарний грошовий потік (Net Cash Flow); $i_{\text{дисконт}}$ – дисконтна ставка (частка одиниці); $i_{\text{інфл}}$ – ставка інфляції (частка одиниці); t – час (зазвичай в роках).

Сумарний грошовий потік NCF_t враховує дохід від продажу нафти (газу) R_t , експлуатаційні витрати $C_{\text{експл } t}$, капітальні витрати $C_{\text{капіт } t}$, податкові відрахування $C_{\text{подат } t}$ та орендну плату за користування надрами разом із ліцензуванням $C_{\text{надра } t}$.

Застосування такої економічної моделі дозволяє отримати конкретне вираження основних критеріїв оптимальності у грошовому виразі та оцінити систему розробки родовища з позиції економічної раціональності.

Важливим елементом вибраної схеми розміщення свердловин є оцінка того, наскільки запропонована конфігурація розміщення зможе в перспективі сприяти уточненню параметрів ГТМ родовища. Аналіз наявних досліджень показав, що ця задача на сьогодні не формалізована, а саме оцінювання схеми розміщення свердловин проводиться в основному на рівні експертної оцінки.

З метою вирішення цієї задачі нами застосовані підходи із теорії інформації та методи геостатистичного аналізу даних. Для кількісної оцінки інформаційної складової схеми розміщення свердловин вперше введена категорія достовірності інформації ГТМ.

Вважається, що достовірність інформації C_i для кожної комірки моделі змінюється в діапазоні від 0 до 1, а буріння нової свердловини дозволяє підняти достовірність інформації в заданому ефективному радіусі навколо свердловини $R_{\text{еф}}$. Розглядається модель, у якій кількість отриманої інформації зменшується за певною залежністю при віддаленні від свердловини. Вираз такої залежності вперше отриманий нами на основі інтерпретації інтерполяційного методу Крайгінга та експоненціальної варіограмної моделі:

$$C_{ij}(h_{ij}) = \begin{cases} 1 - \sqrt{1 - e^{-\frac{3h_{ij}}{R_{\text{еф}}}}}, & h_{ij} < R_{\text{еф}}; \\ 0, & h_{ij} \geq R_{\text{еф}}. \end{cases} \quad (4)$$

де h_{ij} – відстань між i -ю коміркою моделі та коміркою, де розміщена j -а свердловина.

На рисунку 1 наведено приклад графіку функції (3) при $R_{\text{еф}} = 100$ м. Як бачимо з графіка, кількість інформації є повною $C_{ij} = 1$ у комірці моделі, де розміщена свердловина, асимптотично зменшується і повністю відсутня $C_{ij} = 0$ на відстані ефективного радіуса $R_{\text{еф}}$ і більше.

Оскільки інформація, яка з'являється від розміщення нових свердловин, є незалежною величиною, то достовірність інформації C_i для кожної комірки моделі буде адитивною характеристикою і визначатиметься за формулою:

$$C_i = \sum_{j=1}^{n_{\text{св}}} \left(\begin{cases} 1 - \sqrt{1 - e^{-\frac{3h_{ij}}{R_{\text{еф}}}}}, & h_{ij} < R_{\text{еф}} \\ 0, & h_{ij} \geq R_{\text{еф}} \end{cases} \right), \quad \max_i C_i = 1. \quad (5)$$

$n_{\text{св}}$ – кількість свердловин.

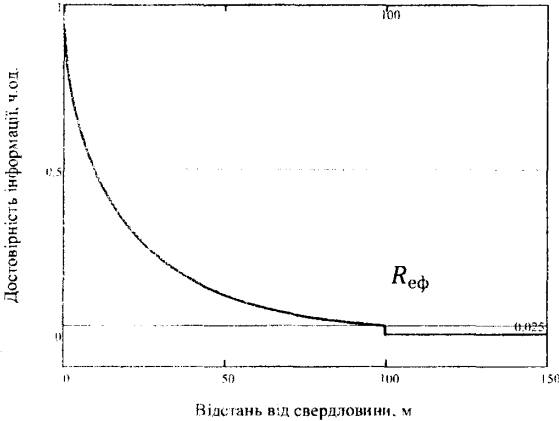


Рисунок 1 – Зміна достовірності інформації при віддаленні від свердловини ($R_{эф} = 100$ м)

З метою оцінки інтегрального показника достовірності інформації нами оцінено середню достовірність інформації $C_{сер}$ ГТМ:

$$C_{сер} = \frac{1}{N_K} \sum_{i=1}^{N_K} C_i. \quad (6)$$

Максимізація цього показника приводить до зростання інформації, яка отримується від впровадження певної схеми розміщення свердловин і дозволяє підвищити ефективність запроєктованої системи розробки.

Обґрунтуванням технологічних, економічних та інформаційного критеріїв нами отримано кінцевий вираз задачі оптимізації розміщення свердловин:

$$\max_{x,n} \{NPV(x, n, T), C_{сер}(x, n)\} \rightarrow L^*(x, n), \{x, n\} \in D; \quad (7)$$

$$D = \{x \in M, n = \overline{1, N_K}\};$$

$$q(x, n, t) \geq q_0(t), \beta(x, n, T) \geq \beta_0, NPV(x, n, T) > 0.$$

У цій задачі максимізуються два показники – NPV та середня достовірність інформації $C_{сер}$, які неможливо звести до однієї основи. Тому кінцеве рішення в задачі оптимізації (7) пропонується приймати на основі експертного аналізу. Також можливим є використання методів багатокритеріальної оптимізації, наприклад, методу основного критерію, методу лінійної згортки, методу зміни обмежень і т.д., які дозволяють звести задачу (7) до однокритеріальної.

Для розв'язку сформульованої задачі автором розроблений швидкий алгоритм та методика 3S оптимізації, у якій використовується тільки один запуск гідродинамічного симулятора.

На першому етапі проводиться побудова геологічної та гідродинамічної моделей досліджуваного об'єкта.

На другому етапі відбувається формування вхідної конфігурації розміщення свердловин. Вхідна конфігурація свердловин будується по прямокутній сітці з врахуванням мінімально допустимих міжсвердловинних відстаней вздовж основних осей, які задовольняють умови міжсвердловинної дискретизації моделі. При цьому для всіх свердловин вхідної конфігурації встановлюються однакові технологічні параметри роботи для забезпечення потенційно рівних можливостей.

Для методик, які не використовують гідродинамічне моделювання, вибір початкової конфігурації розміщення свердловин здійснюється на основі таких параметрів моделі як проникність, пористість, ефективна товщина, вуглеводненасичення, пластовий тиск та інші якісні показники, які є комбінацією описаних вище. Такі підходи не дозволяють оцінити взаємодію відповідних статичних характеристик моделі в динаміці розробки.

При використанні методу суперпозиції, нами показано, що розміщення свердловин по вхідній конфігурації та отримані накопичені видобутки по свердловинах будуть виступати інтегральними показниками моделі, адже на роботу свердловин будуть впливати сусідні ділянки, наявність тектонічних порушень, флюїдоконтактів і т.д. Тому пропонується використовувати поверхню накопичених видобутків побудовану по свердловинах вхідної конфігурації як основу для вибору першочергових раціональних зон розміщення свердловин.

Після одного запуску гідродинамічного симулятора для вхідної конфігурації свердловин отримуються основні показники роботи свердловин і на їх основі проводиться побудова поверхні накопиченого видобутку продукції.

На третьому етапі проводиться послідовне розміщення свердловин в моделі. Для обґрунтування вибору зон розміщення свердловин та оцінки їх накопиченого видобутку розроблена відповідна математична модель:

$$Z_0 \geq Z = \sum_{i=1}^n Q_i(X_i, \lambda_i, T_i); \quad (8)$$

$$Z = \sum_{i=1}^n q_{0i}(X_i, 0) \frac{1}{\lambda_i} [1 - \exp(-\lambda_i T_{max})], \quad T_i = 0; \quad (9)$$

$$Z_0 \geq Z = \frac{1 - \exp(-\lambda_m T_{max})}{\lambda_m} \sum_{i=1}^n q_{0i}(X_i, 0), \quad T_i = 0, \quad (10)$$

де Q_i – накопичений видобуток по i -й свердловині; q_{0i} – початковий дебіт свердловини; X_i – координати i -ї свердловини в сітковій моделі; T_i – час введення свердловини в експлуатацію; λ_i – коефіцієнт місячної (річної) зміни дебіту; t – час, що відраховується з початку розробки покладу.

У результаті показано, що для відбору заданих початкових об'ємів (Z_0) мінімальною кількістю свердловин необхідно провести ранжування всіх можливих варіантів розташування свердловин в порядку зменшення накопиченого видобутку (Q_i) і вибрати n перших свердловин, що задовольняють критерії оптимізаційної

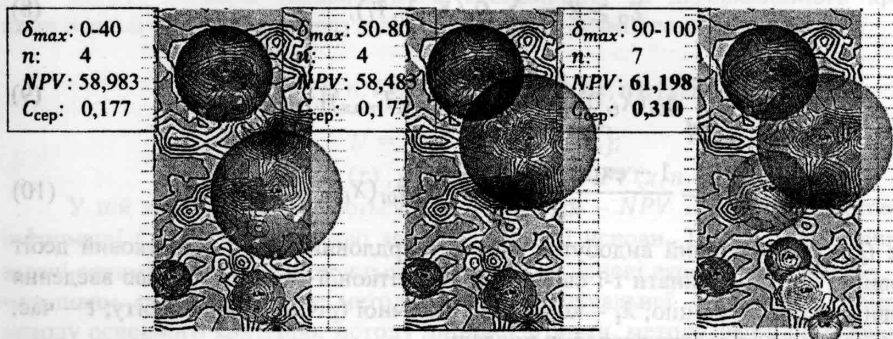
задачі. Визначення раціональної кількості свердловин проводиться на основі залежності NPV від кількості свердловин та відповідної зони максимізації NPV .

Таким чином, розміщення свердловин на моделі відбувається послідовним вибором їх із ранжованого масиву, розміщенням на моделі, проведенням оцінки умовної зони дренування та асоціацією всіх комірок моделі, які попали в цю зону з вказаною свердловиною. Свердловини розміщуються так, щоб їх зони дренування перекривалися мінімально. У випадку накладання умовних зон дренування свердловин проводиться розрахунок величини перекриття (δ). Встановленням максимальної границі перекриття (δ_{max}) отримуються різні схеми розміщення свердловин на моделі покладу.

У третьому розділі наведено результати тестування методики 3S оптимізації на базових моделях, представлених у дослідному проекті SPE із серії проектів порівняльних розрахунків. З цієї моделі виділені дві базові моделі, які відрізняються наборами петрофізичних властивостей. За основу базової моделі А взяті відклади Тарберт (35 шарів). За основу базової моделі Б взяті відклади верхнього Нессу (50 шарів).

З метою визначення раціональної схеми розміщення свердловин будуються поверхні накопичених видобутків, оцінюються видобувні можливості свердловин, проводиться їх ранжування та послідовне розміщення на базових моделях. Встановленням граничних обмежень по максимальній величині перекриття (δ_{max}) формуються варіанти схем розміщення свердловин для моделей А і Б.

Таким чином, для моделі А отримано 3 варіанти схем розміщення свердловин (рисунку 2). На основі аналізу значень критеріїв оптимальності вибрана раціональна схема, яка отримується при діапазоні перекриття 90-100% і використовує 7 видобувних свердловин. Вона є найбільш прибутковою і дозволяє досягти максимальної чистої дисконтованої вартості 61,2 млн. дол. США при значенні накопиченого видобутку нафти 6,592 млн. м³. Ця схема також дозволяє досягти максимальної середньої достовірності інформації моделі – 31%.



δ_{max} – гранична величини перекриття, %; n – кількість свердловин; NPV – чиста дисконтована вартість, млн. дол. США; $C_{сер}$ – середня достовірність інформації моделі

Рисунок 2 – Варіанти схем розміщення свердловин та значення основних критеріїв для моделі А

Аналогічні розрахунки проведені на моделі Б дозволили отримати значення основних критеріїв оптимізаційної задачі (таблиця 1).

Таблиця 1 – Порівняння основних критеріїв для моделі Б

Діапазон δ_{max} , %	Кількість свердловин n , шт.	Накопичений видобуток нафти			NPV, млн. дол. США	Середня достовірність інформації моделі $C_{сер}$
		3S, млн. м ³	Симуляція, млн. м ³	Відносна похибка, %		
0	5	4,506	4,851	7,112	57,797	0,177
10	6	5,267	5,116	2,943	62,066	0,229
20-30	6	5,464	5,348	2,172	69,979	0,225
40	6	5,485	5,365	2,242	69,538	0,223
50	6	5,548	5,444	1,893	71,565	0,231
60	7	5,785	5,776	0,169	72,266	0,254
70	9	6,765	6,572	2,934	74,213	0,354
80	10	7,180	6,792	5,711	73,876	0,400
90-100	10	7,075	6,789	4,214	73,774	0,388

Аналіз критеріїв (таблиця 1) дозволяє прийняти економічно обгрунтоване рішення щодо вибору раціональної схеми розміщення свердловин для моделі Б. Це схема, яка отримується при діапазоні перекриття 70 % і використовує 9 видобувних свердловин. Вона дозволяє досягти максимального значення NPV 74,2 млн. дол. США при значенні накопиченого видобутку нафти 6,765 млн. м³. Середня достовірність інформації моделі складає 35,4 %.

Якщо при прийнятті кінцевого рішення важливішим вважається критерій вивченості родовища, то перевага надається схемі із максимальним значенням достовірності інформації 40,0 %, яка включає 10 видобувних свердловин. При цьому накопичений видобуток нафти складає 7,180 млн. м³.

З метою порівняння розробленої методики зі схемою на основі ітераційного перебору проведені відповідні розрахунки на моделі А. Для отримання раціональної схеми розміщення свердловин згідно з ітераційною процедурою здійснено 725 запусків гідродинамічного симулятора. На основі аналізу та порівняння схем показано, що методика 3S оптимізації не поступається ітераційній схемі за основними показниками.

З метою оцінки чутливості методики 3S оптимізації до точності вхідних параметрів пористості та проникності проведено ряд експериментальних досліджень на моделі А. Для кожного із досліджуваних параметрів проведено серію експериментів, у яких у значення параметру введена задана величина випадковості в діапазоні 10-50 %. Результати моделювання показали, що введення випадкової помилки у визначення фільтраційно-ємнісних властивостей на рівні 10 % майже не впливає на отримані результати, а при величині випадковості до 30 % дозволяє отримати задовільне співпадіння схем розміщення свердловин. При використанні вказаної методики особливу увагу необхідно приділяти аналізу високопроникних зон геологічної моделі і, при необхідності, проводити додаткові статистичні експерименти для досягнення необхідного рівня достовірності вхідних даних.

У четвертому розділі наведені результати практичного використання методики оптимізації розміщення свердловин на моделі родовища Харадіг (HG, Західна пустеля, Єгипет), розробка якого здійснюється згідно з концесійною угодою на проведення нафтової розвідки та експлуатації між Арабською Республікою Єгипет та Єгипетською Генеральною Нафтовою Корпорацією і НАК «Нафтогаз України».

У процесі виконання «Геолого-економічної оцінки запасів вуглеводнів родовища HG» було виділено 8 експлуатаційних об'єктів, серед яких найбільш перспективними є I (горизонти В-8 та В-9, загальні запаси нафти 2,262 млн. м³) та III (горизонт А/Р G51, загальні запаси нафти 1,096 млн. м³) об'єкти розробки.

З метою раціонального розміщення свердловин на I-му об'єкті розробки проведено побудову гідродинамічної моделі покладу, для якої застосовано методику 3S оптимізації. У результаті отримано 9 варіантів схем розміщення свердловин, для яких розраховано значення основних критеріїв (рисунок 3).

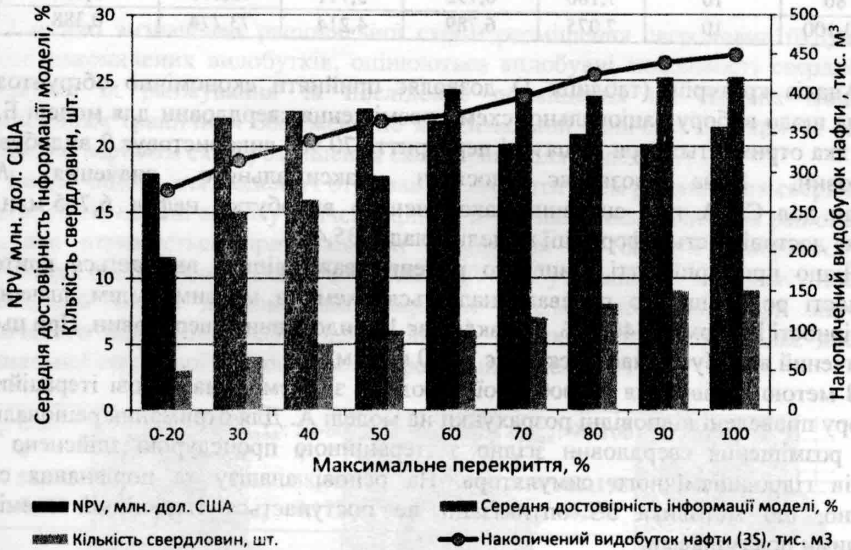


Рисунок 3 – Порівняння критеріїв оптимізаційної задачі для I-го об'єкта розробки родовища HG

Аналіз основних критеріїв (рисунок 3) дозволяє прийняти декілька обґрунтованих рішень. З економічної точки зору, найбільш раціональною є схема, яка отримується при діапазоні перекриття 50 % і використовує 6 видобувних свердловин. За період розробки 25 років вона дозволяє досягти максимального NPV 22,8 млн. дол. США при значенні накопиченого видобутку нафти 365,2 тис. м³. Середня достовірність інформації моделі складає 17,7 %.

Розглядаючи розробку родовища НГ в цілому, і враховуючи те, що свердловини, які закладаються на 1 об'єкт, можуть бути використані для розробки вищезалегалих об'єктів, найбільш раціональним буде варіант, який отримується при діапазоні перекриття 100 % і використовує 9 видобувних свердловин. За період розробки 25 років *NPV* проекту складе 21,4 млн. дол. США (на 1,4 млн. дол. США менше від попереднього варіанту) при значенні накопиченого видобутку нафти 448,8 тис. м³. Достовірність інформації моделі при цьому буде максимальною – 25,2 % (на 7,5 % більше від попереднього варіанта).

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, у якій на підставі результатів теоретичних і експериментальних досліджень з використанням гідродинамічного моделювання розроблено методику оптимізації розміщення свердловин на нафтових і газових родовищах. Одержано наступні основні результати.

1. Обґрунтовано комплексне застосування техніко-економічних та вперше введеного інформаційного критеріїв для розв'язку задачі оптимізації розміщення свердловин на основі використання ГТМ покладів нафти і газу.

2. Вперше введена інформаційна категорія достовірності інформації ГТМ, яка дає змогу визначити інформаційний вклад кожної схеми розміщення свердловин на загальну інформативність процесу проектування. Розроблено інформаційну модель для кількісної оцінки середньої достовірності інформації.

3. Вперше розроблено методику (3S оптимізація), яка на підставі одного запуску гідродинамічного симулятора дозволяє визначити раціональну кількість свердловин та їх розміщення в моделі. Теоретично обґрунтовано доцільність та можливість використання поверхні накопичених видобутків для вибору першочергових раціональних зон розміщення свердловин.

4. Тестування методики на двох базових моделях SPE показало її стійкість при різних граничних параметрах і налаштуваннях моделей. Оцінка чутливості до точності вхідних даних показала, що введення випадкової помилки в визначення фільтраційно-смісних властивостей на рівні 10 % практично не впливає на результати, а при величині випадковості до 30 % дозволяє отримати задовільне співпадіння схем розміщення свердловин. Порівняння методики 3S оптимізації з грубим ітераційним перебором показало, що вона не поступається ітераційній схемі за основними показниками.

5. Розроблено комп'ютерну програму «3S optimization», яка в комплексі з гідродинамічним симулятором генерує варіанти раціональних схем розміщення свердловин залежно від набору вихідних техніко-економічних параметрів. Методика 3S оптимізації та комп'ютерна програма використовувалися під час проектування системи розробки родовища НГ (Західна пустеля, Єгипет). Застосування вказаної методики дозволило визначити раціональну кількість свердловин для розробки покладів та схему їх розміщення на родовищі.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. **Сміх П.М.** Визначення кількості свердловин для раціональної розробки покладу на основі методики 3S оптимізації та економічного аналізу [Текст] / П.М. Сміх // *Нафтова і газова промисловість*. – 2012. – №6. – С.26-29.
2. Зарубін Ю.О. Сучасні підходи в оптимізації розміщення свердловин на основі 3D моделювання [Текст] / Ю.О. Зарубін, **П.М. Сміх** // *Проблеми нафтогазової промисловості*. Випуск 9. – Київ: 2011. – С. 189-194.
3. Васеньова А.О. Проектування системи розробки нафтогазових покладів нижньомайкопського комплексу Субботінського родовища на початковій стадії геологічного вивчення [Текст] / А.О. Васеньова, В.П. Гришаненко, М.В. Гунда, Р.І. Дівончук, **П.М. Сміх** // *Проблеми нафтогазової промисловості*. Випуск 7. – Київ: 2009. – С.119-125.
4. Гунда М.В. Уточнення геологічної будови горизонту Б-10 Дружелюбівського НГКР за результатами гідродинамічного моделювання [Текст] / М.В. Гунда, А.О. Васеньова, Р.І. Дівончук, **П.М. Сміх**, В.В. Ніколайчук, О.В. Ластовецька // *Проблеми нафтогазової промисловості*. Випуск 7. – Київ: 2009. – С.55-60.
5. Гришаненко В.П. Впровадження сучасних технологічних рішень щодо вдосконалення систем розробки нафтових покладів із виснаженими та важко видобувними запасами [Текст] / В.П. Гришаненко, М.В. Гунда, Р.І. Дівончук, **П.М. Сміх**, Б.Б. Синюк, А.Й. Куль // *Нафтова і газова промисловість*. – 2008. – №1. – С.39-41.
6. Гришаненко В.П. Оптимізація розміщення свердловин у процесі проектування систем розробки покладів нафти і газу [Текст] / В.П. Гришаненко, М.В. Гунда, **П.М. Сміх** // *Проблеми нафтогазової промисловості*. Випуск 5. – Київ: 2007. – С. 224-229.
7. Васеньова А.О. Вдосконалення систем розробки горизонтальними свердловинами на родовищах з важковидобувними запасами нафти і газу [Текст] / А.О. Васеньова, М.В. Гунда, Р.І. Дівончук, О.В. Ластовецька, **П.М. Сміх** // *Нафтогазова енергетика: всеукр. наук.-техн. журн.* – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 2007. – №4. – С.14-18.
8. Гришаненко В.П. Побудова детальних геолого-технологічних моделей покладів вуглеводнів за допомогою просторової кореляції розрізів [Текст] / В.П. Гришаненко, М.В. Гунда, Р.І. Дівончук, **П.М. Сміх** // *Науковий вісник Івано-Франк. нац. техн. унів. нафти і газу*. – 2007. – №2. – С.11-16.
9. Зарубін Ю.О. Новый метод оптимизации размещения скважин на основе 3D моделирования – 3S оптимизация [Текст] / Ю.О. Зарубин, **П.М. Смих** // *Потенц. доб. горюч. ископ. в Беларуси и прогн. его реализ. в перв. пол. XXI в. Матер. междуна. научно-практ. конф.* – Гомель: РУП «ПО «Белоруснефть», 2012. – С.757-765.
10. Гунда Н.В. Комплексное проектирование систем разработки газовых залежей перспективных структур на глубоководном шельфе Черного моря [Текст] / Н.В. Гунда, В.П. Гришаненко, А.О. Васеньова, **П.М. Смих** // *New Methods and*

Technology in Development and Production of Oil and Gas – Onshore and Offshore – Krakow: Instytut Nafty i Gazu, 2010. – Prace naukowe INiG nr 170. – С. 421–426.

11. Гришаненко В.П. Совершенствование систем разработки месторождений нефти и газа за счет оптимизации размещения эксплуатационных скважин [Текст] / В.П. Гришаненко, Н.В. Гунда, **П.М. Смих** // Science, Technique and Technology in Developing Search and Extraction of Hydrocarbons on Land and Sea. – Krakow: Instytut Nafty i Gazu, 2008. – Prace naukowe INiG nr 150. – С. 779–782.

12. Комп'ютерна програма Well Trajectory Planning (WTP) [Текст]: А.с. 26706 / **Смих П.М.** – №26795; заявл. 29.08.2008; опубл. 28.11.2008.

13. Пат. 25001 Україна, МКП E21B 43/16. Спосіб розробки покладу вуглеводнів [Текст] / Бакулін Є.М., Гришаненко В.П., Гунда М.В., Єгер Д.О., Зарубін Ю.О., Куль А.Й., Носко Н.П., **Смих П.М.** – №2007/01830; заявл. 21.02.2007; опубл. 25.07.2007. – Бюл. №11.

14. Пат. 84784 Україна, МКП E21B 43/00; G06F 9/455. Спосіб визначення системи розробки покладу вуглеводнів [Текст] / Бакулін Є.М., Гришаненко В.П., Гунда М.В., Єгер Д.О., Зарубін Ю.О., Куль А.Й., Носко Н.П., **Смих П.М.** – №2007/01829; заявл. 21.02.2007; опубл. 25.11.2008. – Бюл. №22.

АНОТАЦІЯ

Смих П.М. Оптимізація розміщення свердловин на нафтових і газових родовищах з використанням гідродинамічного моделювання. – На правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.15.06 - розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2013.

Дисертацію присвячено задачі оптимізації розміщення свердловин в процесі проектування раціональної системи розробки родовищ нафти і газу з використанням гідродинамічного моделювання. У роботі запропоновано методику оптимізації розміщення свердловин (3S оптимізація) з обґрунтуванням технологічних, економічних та інформаційного критеріїв.

Запропоновано новий критерій – достовірність інформації геолого-технологічної моделі, який дає змогу визначити інформаційний вклад запроєктованої схеми розміщення свердловин на загальну інформативність процесу проектування системи розробки.

Розроблено швидкий алгоритм розрахунків, який на підставі одного запуску гідродинамічного симулятора дозволяє визначити раціональну кількість свердловин та їх розміщення на моделі покладу. Теоретично та експериментально обґрунтовано доцільність та можливість використання поверхні накопичених видобутків для вибору першочергових раціональних зон розміщення свердловин.

Тестування методики 3S оптимізації на моделях SPE показало її стійкість при різних граничних параметрах і налаштуваннях моделей. Оцінка чутливості до точності вхідних даних показала, що введення випадкової помилки в визначення фільтраційно-ємнісних властивостей на рівні 10 % практично не впливає на результати, а при величині випадковості до 30 % дозволяє отримати задовільне

співпадіння схем розміщення свердловин. Порівняння методики 3S оптимізації з грубим ітераційним перебором показало, що вона не поступається ітераційній схемі за основними показниками.

Використання методики 3S оптимізації та розроблених комп'ютерних програм («Well Trajectory Planning», «3S optimization») під час проектування системи розробки родовища HG (Західна пустеля, Єгипет) дозволило визначити раціональну кількість свердловин та схему їх розміщення на родовищі.

Ключові слова: оптимізація розміщення свердловин, схема розміщення свердловин, геолого-технологічна модель, гідродинамічне моделювання, гідродинамічний симулятор, раціональна система розробки родовища.

АННОТАЦИЯ

Смих П.М. Оптимизация размещения скважин на нефтяных и газовых месторождениях с использованием гидродинамического моделирования. – На правах рукописи.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.15.06 – разработка нефтяных и газовых месторождений. – Иванов-Франковский национальный технический университет нефти и газа, Иванов-Франковск, 2013.

Диссертация посвящена задачи оптимизации размещения скважин в процессе проектирования рациональной системы разработки месторождений нефти и газа с использованием гидродинамического моделирования. В работе предложена методика оптимизации размещения скважин (3S оптимизация) с обоснованием технологических, экономических и информационного критериев.

Предложен новый критерий – достоверность информации геолого-технологической модели, позволяющий определить информационный вклад запроектированной схемы размещения скважин на общую информативность процесса проектирования системы разработки. Разработана информационная модель для количественной оценки средней достоверности информации геолого-технологической модели, которая показывает, на сколько реализация предлагаемой схемы размещения скважин сможет в перспективе способствовать уточнению параметров геолого-технологической модели залежи.

Разработан быстрый алгоритм расчетов, который на основании одного запуска гидродинамического симулятора позволяет определить рациональное количество скважин и их размещение на модели залежи. На первом этапе проводится построение геологической и гидродинамической моделей исследуемого объекта. На втором этапе формируется входная конфигурация размещения скважин, которая строится по прямоугольной сетке с учетом минимально допустимых межскважинных расстояний вдоль основных осей (3-5 ячеек). При этом для всех скважин устанавливаются одинаковые технологические параметры работы с целью обеспечения потенциально равных добывающих возможностей. В работе теоретически и экспериментально обоснована целесообразность и возможность использования поверхности накопленной добычи, построенной по результатам моделирования скважин входной конфигурации, для выбора первоочередных

рациональных зон размещения скважин. Таким образом, размещение проектных скважин на модели происходит последовательной расстановкой их в точках максимумов поверхности накопленной добычи, оценкой их накопленной добычи используя диклайн анализ, оценкой условной зоны дренирования и ассоциацией всех ячеек модели попавших в эту зону с данной скважиной. Скважины размещаются так, чтобы их зоны дренирования перекрывались минимально. В случае наложения этих зон производится расчет величины перекрытия в процентах от условного радиуса зоны дренирования. Соответственно, установление максимальной границы перекрытия позволяет получить, при всех прочих равных условиях, различные схемы размещения скважин.

Тестирование методики 3S оптимизации на двух базовых моделях SPE показало ее устойчивость при различных предельных параметрах и настройках моделей. Проведенная оценка чувствительности к точности входных данных показала, что введение случайной ошибки в определении фильтрационно-емкостных свойств на уровне 10 % практически не влияет на результаты, а при величине случайности до 30 % позволяет получить удовлетворительное совпадение схем размещения скважин. Сравнение методики 3S оптимизации с грубым итерационным перебором показало, что она не уступает итерационной схеме по основным показателям, при этом позволяет достичь более равномерной выработки запасов и значительно опережает в плане экономии процессорного времени.

Для оптимизации численных расчетов автором разработаны компьютерные программы «Well Trajectory Planning» и «3S optimization», которые работают в комплексе с гидродинамическим симулятором и позволяют генерировать варианты рациональных схем размещения скважин в зависимости от набора исходных технико-экономических параметров и рассчитывать значения критериев оптимальности.

Использование методики 3S оптимизации и разработанных компьютерных программ при проектировании системы разработки месторождения НГ позволило определить рациональное количество скважин и схему их размещения на месторождении. Полученные результаты использованы как основа для экспертной оценки и последующих этапов проектирования разработки месторождения НГ (Западная пустыня, Египет).

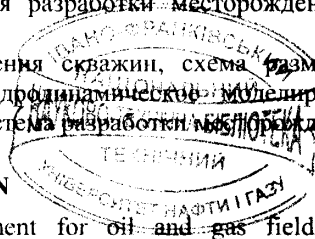
Ключевые слова: оптимизация размещения скважин, схема размещения скважин, геолого-технологическая модель, гидродинамическое моделирование, гидродинамический симулятор, рациональная система разработки месторождения.

ANNOTATION

P.M. Smikh. Optimization of well placement for oil and gas fields using hydrodynamic modeling. – Manuscript.

A candidate's thesis, specialty 05.15.06 – development of oil and gas fields. – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2013.

The thesis covers a problem of well placement optimization as a part of an efficient system of oil and gas field development using reservoir simulation. A novel optimization



technique (3S optimization) is proposed, which incorporates technological, economic and information criteria.

A new criterion – information confidence index is considered, which determines the contribution of designed well schema into the total information value of the field development process.

A fast algorithm which uses a novel Single Simulation Schema (3S) approach is developed. It allows reservoir engineer to determine rational well number and well placement schema on the reservoir grid using single run of reservoir simulator. Utility and feasibility of cumulative production (oil/gas) surface for targeting design wells are justified theoretically and experimentally.

Testing of 3S optimization technique which is carried out on two basic SPE models showed its stability for different ranges of input data. Sensitivity test that is conducted for initial reservoir properties (porosity and permeability) showed that random errors at 10 % level virtually does not effect on the results, and even at 30 % error level provides a satisfactory coincidence of well layouts. Comparison of 3S technique with an iterative search showed that the first one does not yield iterative scheme at major figures.

3S optimization technique and designed computer programs («Well Trajectory Planning», «3S optimization») were used to determine the well number and rational well placement scheme for realization of the development plan of HG field (Western desert, Egypt).

Keywords: optimization of well placement, well layout, geological and technological model, hydrodynamic modeling, hydrodynamic simulator, rational field development system.

НТБ
ІФНТУНГ



an2382