

УДК 553.982

М.В. ЛУБКОВ

Полтавська гравіметрична обсерваторія Інституту геофізики
імені С.І. Субботіна НАН України,
вул. Мясоедова, 27/29, Полтава 36014, Україна,
e-mail: mikhail.lubkov@ukr.net

МОДЕЛЮВАННЯ РОЗІГРІВУ НАФТОНОСНИХ ПЛАСТІВ

З метою дослідження практичних аспектів підтримки нафтовидобування у важкодоступних неоднорідних пластах на основі комбінованого скінченно-елементно-різницевого методу для нестационарної задачі теплопровідності виконано чисельне моделювання розподілу температури навколо теплонагнітальних свердловин з урахуванням неоднорідності теплових властивостей нафтоносного пласта. Встановлено, що процес розігріву нафтоносних пластів є повільним та енергозатратним, тому для збільшення рентабельності, очевидно, необхідно використовувати супутні продукти видобутку, наприклад супутній газ. Показано, що менш зволожені пласти ліпше нагріваються і немає сенсу розігрівати пласт більш як два тижні, тому що радіус ефективної області розігріву (з температурою, що перевищує 80 °С, яка необхідна для виходу високов'язкої нафти з породи) у такому випадку є достатнім. Установлено, що експлуатація теплонагнітальних свердловин рентабельніша в разі їх сумісної взаємодії, відповідно, ефективна площа розігріву нафтоносного пласта і кількість розташування видобувних свердловин будуть найбільшими. Водночас основним фактором розташування теплонагнітальних свердловин є особливі характеристики нафтоносної ділянки пласта у кожному окремому випадку. Наведені конфігурації розташування теплонагнітальних свердловин репрезентують найоптимальніше покриття розглянутої нафтоносної ділянки пласта і можуть бути використані на практиці.

Ключові слова: комп'ютерне моделювання, теплові процеси, важкодоступні нафтоносні пласти.

Вступ. Нині легкодоступних запасів нафти стає дедалі менше. Тому важко уявити сучасний процес нафтовидобутку без методів збільшення нафтовіддачі в пласті, застосування яких дає змогу вибирати максимальні об'єми із старих родовищ й розробляти важкодоступні нафтоносні пласти. Для видобутку високов'язкої нафти ефективним є використання методів розігріву пласта [2, 4—7]. Найпоширеніші способи — нагнітання в пласт гарячої води з температурою декілька сотень градусів або нагрітої пари [2, 6, 7], унаслідок чого значно зменшується в'язкість нафти та збільшується її порова рухомість. Витіснення гарячою водою або парою ефективно працює за високих температур у відносно однорідних пластах. За температури нижче 80 °С можна отримати негативний ефект, коли в'язкість нафти набуває значень, необхідних для насичування капілярів породи, але недостатніх для виходу з цієї породи. Разом з тим методи розігріву нафтоносних пластів гарячою водою або парою досить енергозатратні, тому важливо ретельно дослідити проце-

си розігрівання нафтоносних пластів з метою ефективного застосування відповідних технологій на практиці. На сьогодні існують методи фізичного та комп'ютерного моделювання розігріву нафтоносних пластів, за допомогою яких розв'язують різні практичні задачі [1, 4, 8—10]. Однак точність цих методів залишається відносно низькою і тому результати в основному мають якісний характер.

Запропонований в цій статті комбінований скінченно-елементно-різницевий метод розв'язання нестационарної задачі теплопровідності, з урахуванням неоднорідного розподілу різних теплових параметрів всередині нафтоносного пласта і на його межах [3], дає змогу адекватно на кількісному рівні розрахувати розподіл температури в реальних складних умовах експлуатації нафтовидобувних свердловин, що має переваги порівняно з існуючими методами.

Постановка і метод розв'язання задачі. Нижче розглянуто продуктивні нафтоносні пласти завтовшки не менше декількох метрів з ураху-

ванням того, що середня потужність пласта значно менше горизонтальних розмірів досліджуваної області. Тоді можна вважати, що тепло не поширюється в покрівлі пласта, і скористатися двовимірною нестационарною моделлю теплопровідності [1, 2, 10]. У цьому випадку загальна постановка нестационарної задачі теплопровідності з урахуванням теплообміну на межах пласта в декартовій системі координат (x, y) , що зв'язана з областю пласта, має такий вигляд [3]:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \right) + \frac{q}{c\rho}, \quad (1)$$

$$T(t=0) = T_0, \quad (2)$$

$$\lambda \text{grad} T = \alpha(T - T_c). \quad (3)$$

Тут (1) — рівняння теплопровідності; (2) — початкова умова; (3) — гранична умова теплообміну з навколишнім середовищем; $T(x, y, t)$ — температура як функція координат і часу; a — коефіцієнт температуропровідності; q — потужність джерела нагнітальної теплоти; c — об'ємна теплоємність; T_0 — початкова температура пласта; λ — коефіцієнт теплопровідності пласта; α — коефіцієнт тепловіддачі на межі пласта; T_c — температура на межі пласта.

Для розв'язання нестационарної задачі теплопровідності (1)–(3) застосовують варіаційний скінченно-елементний метод і розв'язують варіаційне рівняння теплопровідності

$$\delta I(T) = 0, \quad (4)$$

де $I(T)$ — функціонал задачі теплопровідності (1)–(3), який має вигляд [3]

$$I(T) = \frac{1}{2} \iint_S \left\{ \lambda \left[\left(\frac{\partial T}{\partial x} \right)^2 + \left(\frac{\partial T}{\partial y} \right)^2 \right] + 2 \int_{T_0}^T c \frac{\partial T}{\partial t} dT - 2qT \right\} dx dy - \frac{1}{2} \int_L \alpha (T - T_c) T dl, \quad (5)$$

де S — площа перерізу досліджуваної області; L — контур, який охоплює площу S ; dl — елемент контуру.

При розв'язанні варіаційного рівняння (4) використовуємо восьмивузловий ізопараметричний чотирикутний скінченний елемент [3]. Як глобальну систему координат, де відбувається об'єднання всіх скінченних елементів, на які розбито площу S , застосовуємо декартову систему (x, y) . Як локальну систему координат, де в межах скінченного елемента визначаються функції апроксимації і проводиться чисельне інтегруван-

ня, використовуємо нормалізовану систему координат (ξ, η) . [3].

У цій системі координати, температура, початкова температура, температура навколишнього середовища, коефіцієнт тепловіддачі навколишнього середовища, а також похідні від температури по координатах апроксимуємо на основі квадратичних поліномів:

$$x = \sum_{i=1}^8 x_i \varphi_i; \quad y = \sum_{i=1}^8 y_i \varphi_i; \quad T = \sum_{i=1}^8 T_i \varphi_i;$$

$$T_0 = \sum_{i=1}^8 T_{0i} \varphi_i; \quad T_c = \sum_{i=1}^8 T_{ci} \varphi_i; \quad \alpha = \sum_{i=1}^8 \alpha_i \varphi_i;$$

$$\varphi_1 = \frac{1}{4}(1-\zeta)(1-\eta)(-\zeta-\eta-1);$$

$$\varphi_2 = \frac{1}{4}(1+\zeta)(1-\eta)(\zeta-\eta-1);$$

$$\varphi_3 = \frac{1}{4}(1+\zeta)(1+\eta)(\zeta+\eta-1);$$

$$\varphi_4 = \frac{1}{4}(1-\zeta)(1+\eta)(-\zeta+\eta-1);$$

$$\varphi_5 = \frac{1}{2}(1-\zeta^2)(1-\eta);$$

$$\varphi_6 = \frac{1}{2}(1-\eta^2)(1+\zeta);$$

$$\varphi_7 = \frac{1}{2}(1-\zeta^2)(1+\eta);$$

$$\varphi_8 = \frac{1}{2}(1-\eta^2)(1-\zeta).$$

$$\frac{\partial T}{\partial x} = \sum_{i=1}^8 T_i \Psi_i; \quad \frac{\partial T}{\partial y} = \sum_{i=1}^8 T_i \Phi_i;$$

$$\Psi_i = \frac{1}{|J|} \left(\frac{\partial \varphi_i}{\partial \eta} \frac{\partial y}{\partial \xi} - \frac{\partial \varphi_i}{\partial \xi} \frac{\partial y}{\partial \eta} \right); \quad (6)$$

$$\Phi_i = \frac{1}{|J|} \left(\frac{\partial \varphi_i}{\partial \xi} \frac{\partial x}{\partial \eta} - \frac{\partial \varphi_i}{\partial \eta} \frac{\partial x}{\partial \xi} \right),$$

де $J = \frac{\partial y}{\partial \xi} \frac{\partial x}{\partial \eta} - \frac{\partial y}{\partial \eta} \frac{\partial x}{\partial \xi}$ — якобіан переходу між системами (x, y) і (ξ, η) .

З огляду на варіаційне рівняння (4) і те, що вузлові значення від похідних температури за часом $\frac{dT_i}{dt}$ — відомі величини і не варіюють, складемо систему диференціальних рівнянь для k -го вузла p -го скінченного елемента у вигляді

$$\frac{\partial I_p}{\partial T_k} = \sum_{i=1}^8 \left\{ H_{ki}^p \frac{dT_i}{dt} + (P_{ki}^p + Q_{ki}^p) T_i - Q_{ki}^p T_0 \right\} - q_k^p = 0;$$

$$\begin{aligned}
 H_{ij}^p &= \int_{-1}^1 \int_{-1}^1 c^p \varphi_i \varphi_j |J| d\xi d\eta; \\
 P_{ij}^p &= \int_{-1}^1 \int_{-1}^1 \lambda^p (\Psi_i \Psi_j + \Phi_i \Phi_j) |J| d\xi d\eta; \\
 Q_{ij}^p &= \int_L \alpha \varphi_i \varphi_j dl; \quad q_i^p = \int_{-1}^1 \int_{-1}^1 q^p \varphi_i |J| d\xi d\eta.
 \end{aligned} \quad (7)$$

Для розв'язання системи лінійних диференціальних рівнянь першого порядку (7) за початкових умов із виразів (6) використовуємо метод скінченних різниць, в якому похідну за часом апроксимуємо на основі неявної різницевої схеми:

$$\frac{dT}{dt} = \frac{T(t + \Delta t) - T(t)}{\Delta t}. \quad (8)$$

Підставивши вираз (8) у систему (7), отримаємо таку систему лінійних алгебраїчних рівнянь:

$$\begin{aligned}
 \sum_{i=1}^8 \left\{ \left(\frac{1}{\Delta t} H_{ki}^p + P_{ki}^p + Q_{ki}^p \right) T_i(t + \Delta t) - \right. \\
 \left. - \frac{1}{\Delta t} H_{ki}^p T_i(t) - Q_{ki}^p T_0^i \right\} - q_k^p = 0, \quad (k = 1 \dots 8).
 \end{aligned} \quad (9)$$

Додавши рівняння (9) по всіх скінченних елементах, отримуємо глобальну систему лінійних алгебраїчних рівнянь, що дає змогу визначати невідомі значення температури в заданий момент часу через їх значення у попередній момент часу t . Глобальну систему рівнянь розв'язуємо на основі чисельного методу Гауса без вибору головного елемента [3]. В результаті розв'язання температуру визначаємо в усіх вузлових точках скінченно-елементної сітки. За знайденими вузловими значеннями температуру визначаємо у довільній точці області в заданий момент часу.

Моделювання процесів розігріву в нафтоносних пластах. Розглянемо середньо- та слабонасичені нафтоносні пластові ділянки розміром 90×90 м². Виберемо характерні теплові параметри середньо- та слабонасичених нафтоносних пластів відповідно [1, 2, 10]: теплопровідність становить 3,0 і 5,0 Вт/(м·град); об'ємна теплоємність — відповідно $2,0 \cdot 10^6$, $1,0 \cdot 10^6$ Дж/(м³·град). При моделюванні розподілу температур під час нагрівання у пластах припустимо, що початкова температура у пласті дорівнює 50 °С. Вважати-мемо, що середня потужність нагнітальної свердловини становить 2 кВт, це приблизно відповідає закачуванню води з температурою 200 °С. Для мінімізації крайових ефектів при моделюванні на межах розглянутої ділянки виберемо коефіцієнт тепловіддачі, що дорівнює 0,01 Вт/(м·град). Згід-

но з результатами моделювання, процес розігріву нафтоносних пластів досить повільний та енергозатратний.

На рис. 1 показано процес розігріву однорідного слабонасиченого нафтоносного пласта тепловим джерелом потужністю 2 кВт протягом різних проміжків часу. Бачимо, що за добу ефективна область розігріву (з температурою, що перевищує 80 °С) в околі теплонагнітальної свердловини має радіус приблизно 2 м, через 5 діб — він зростає до 3 м, через 15 діб — 7 м, через 30 діб — до 15 м. На рис. 2 показано процес розігріву однорідного середньонасиченого нафтоносного пласта подібним джерелом за ті самі проміжки часу. За добу ефективна область розігріву не перевищує 1 м, через 5 діб — 2 м, через 15 діб — 5 м, через 30 діб — 10 м.

Таким чином, розігрів нафтоносного пласта є досить затратним і для збільшення рентабельності, очевидно, необхідно використовувати супутні продукти видобутку, наприклад супутній газ. Водночас бачимо, що менш зволожені пласти ліпше розігріваються. Разом з тим зрозуміло, що немає потреби розігрівати пласт довше ніж два тижні.

Розглянемо розігрів однорідного середньонасиченого нафтоносного пласта системами теплонагнітальних свердловин заданої потужності протягом 15 діб. Рис. 3 демонструє розігрів ділянки пласта навколо декількох теплонагнітальних свердловин. Аналіз побудов показав, що при розташуванні двох теплонагнітальних свердловин на відстані 20 м одна від одної ефективна область розігріву на рис. 3, а більш витягнута, ніж на рис. 3, б (свердловини розташовані на відстані 10 м одна від одної), однак в останньому випадку маємо більш концентровано-симетричний розігрів локальної ділянки пласта. Розташування свердловин, яке показано на рис. 3, в ефективніше для розігріву компактної області, а їхнє розташування, яке ілюструє рис. 3, г, може бути корисним для розігріву витягнутої області. Очевидно, за більшої кількості розташування видобувних свердловин вигіднішою є конфігурація, яку демонструє рис. 3, в.

На рис. 4 показано розігрів розглянутої ділянки пласта системою теплонагнітальних свердловин. Найменш вигідною є комбінація на рис. 4, а, оскільки дві смуги розташованих теплонагнітальних свердловин не взаємодіють між собою і прогривають меншу площу пласта. На рис. 4, б—г, комбінації розташування нагнітальних свердловин ефективніші стосовно площі розігріву й, відповідно, кількості розміщених видобувних

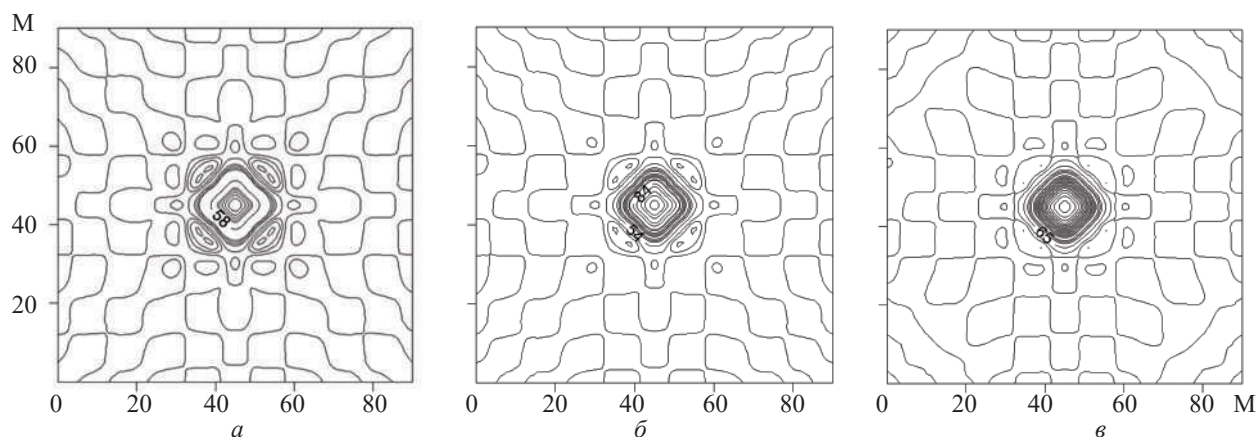


Рис. 1. Розподілення температури в околі теплонагнітальної свердловини з потужністю 2 кВт у слабонасиченому однорідному нафтоносному пласті за різні проміжки часу: *а* — 1; *б* — 5; *в* — 15; *г* — 30 діб. Ізотерми в градусах Цельсія

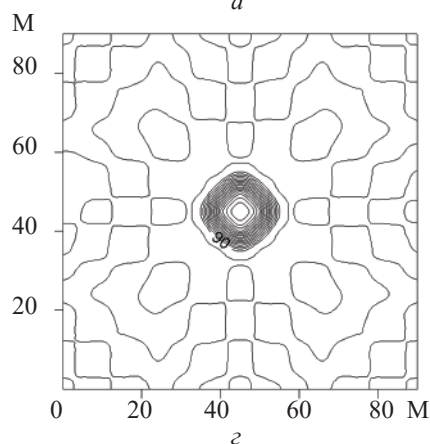


Fig. 1. Temperature distribution near heat-injection well with power of 2 kWt in the weak saturated homogeneous oil reservoir over different time intervals: *a* — 1; *b* — 5; *v* — 15; *z* — 30 days. Isotherms in degrees Celsius

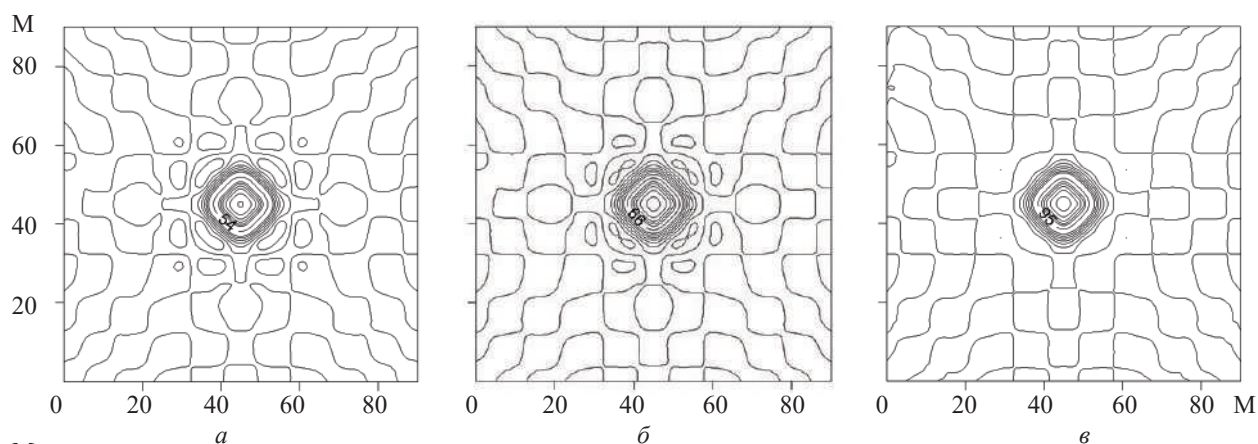


Рис. 2. Розподілення температури в околі теплонагнітальної свердловини з потужністю 2 кВт у середньонасиченому однорідному нафтоносному пласті за різні проміжки часу: *а* — 1; *б* — 5; *в* — 15; *г* — 30 діб. Ізотерми в градусах Цельсія

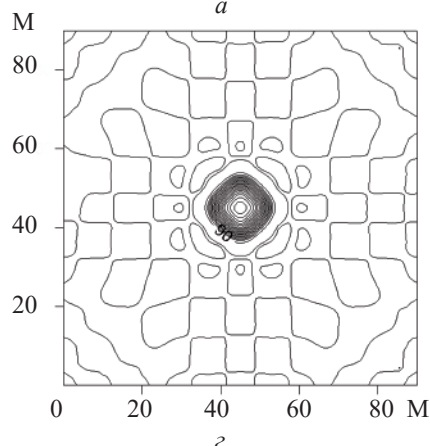


Fig. 2. Temperature distribution near heat-injection well with power of 2 kWt in the middling saturated homogeneous oil reservoir over different time intervals: *a* — 1; *b* — 5; *v* — 15; *z* — 30 days. Isotherms in degrees Celsius

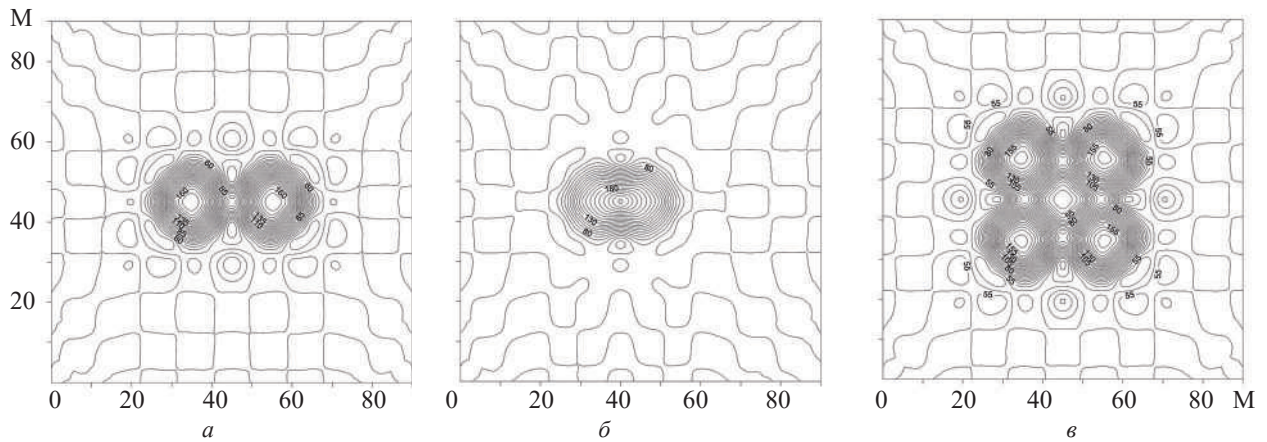


Рис. 3. Розподілення температури в околі теплоагнітальної свердловини з потужністю 2 кВт у слабонасиченому однорідному нафтоносному пласті за різні проміжки часу: а — 1; б — 5; в — 15; г — 30 діб. Ізотерми в градусах Цельсія

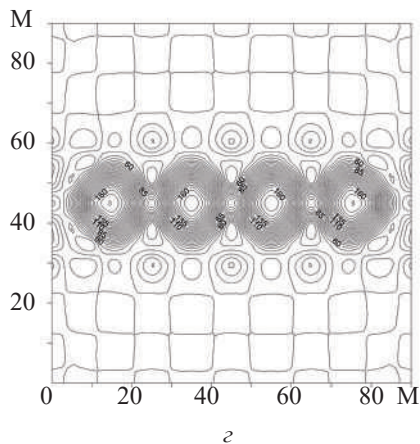


Fig. 3. Temperature distribution near heat-injection well with power of 2 kWt in the weak saturated homogeneous oil reservoir over different time intervals: а — 1; б — 5; в — 15; г — 30 days. Isotherms in degrees Celsius

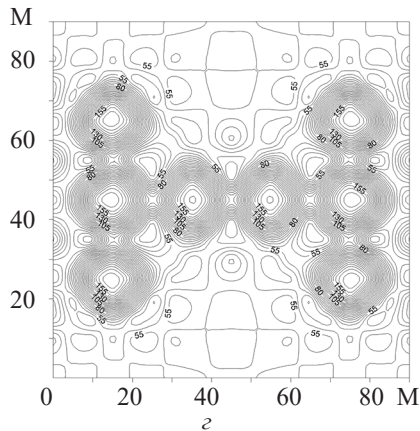
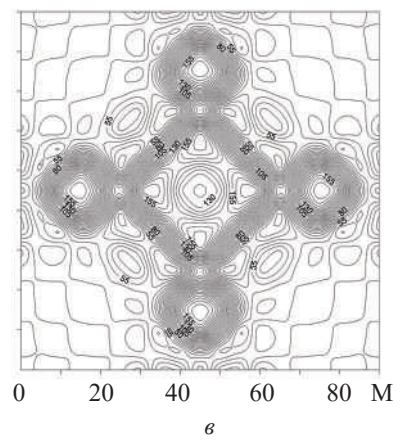
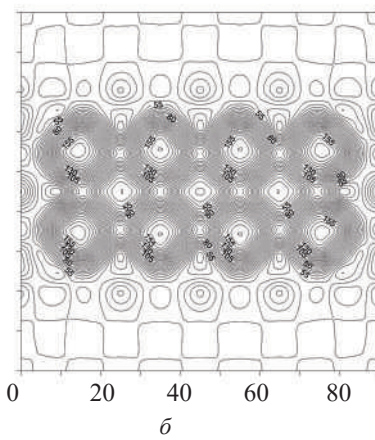
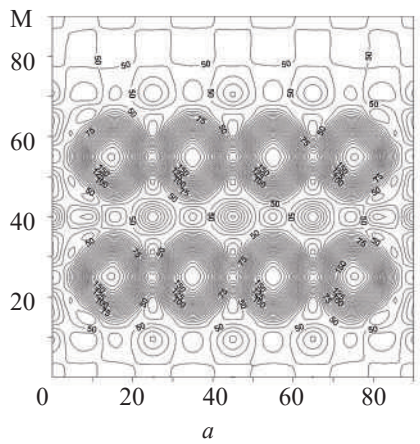


Рис. 4. Розподілення температури навколо декількох теплоагнітальних свердловин з потужністю 2 кВт у середньонасиченому однорідному нафтоносному пласті через 15 діб. Ізотерми в градусах Цельсія

Fig. 4. Temperature distribution near a few heat-injection wells with power of 2 kWt installed in the middling saturated homogeneous oil reservoir over 15 days. Isotherms in degrees Celsius

свердловин, що може бути використано в окремому практичному випадку.

Аналіз результатів. Відповідно до результатів моделювання, процес розігріву нафтоносних пластів досить повільний, енергозатратний і потребує ретельного дослідження. На рис. 1 можна виявити ступінь інтенсивності теплового процесу навколо теплонагнітальної свердловини у слабонасиченому нафтоносному пласті за 1, 5, 15, 30 діб відповідно.

На рис. 2 показано ті самі теплові процеси у середьонасиченому нафтоносному пласті. Бачимо також, що менш зволожені пласти ліпше розігріваються. Втім зрозуміло, що немає сенсу розігрівати пласт довше ніж два тижні, тому що збільшення радіуса ефективної області в цьому випадку не є принциповим.

Аналіз рис. 3 показав, що при розміщенні двох теплонагнітальних свердловин на відстані 20 м (рис. 3, а) ефективна область розігріву пласта більш витягнута порівняно з такою областю на рис. 3, б (свердловини розташовані на відстані 10 м одна від одної), однак в останньому випадку маємо більший розігрів локальної ділянки пласта. Розташування свердловин, яке показано на рис. 3, в, більш ефективно для високого розігріву компактною областю пласта, розташування свердловин на рис. 3, б може бути корисним для розігріву витягнутої ділянки пласта. Ймовірно, в плані більшої кількості розташування видобувних свердловин вигіднішою є компактна конфігурація теплонагнітальних свердловин (рис. 3, в).

На рис. 4 представлено розігрів розглянутої вище ділянки пласта системою теплонагнітальних свердловин заданої потужності. Очевидно, найменш вигідною тут є комбінація, що показана

на рис. 4, а, тому що в цьому випадку дві теплонагнітальні полоси не взаємодіють між собою і прогрівають значно меншу площу пласта. На відміну від неї усі комбінації, наведені на рис. 4 б — г, є ефективними щодо площі розігріву й, відповідно, кількості розміщених видобувних свердловин і можуть бути використані на практиці.

Висновки. Розроблений скінченно-елементно-різницеви метод розв'язання нестационарної задачі теплопровідності у неоднорідних нафтоносних пластах дає змогу адекватно на кількісному рівні описувати розподілення температури навколо теплонагнітальних свердловин в реальних умовах експлуатації. За результатами моделювання процес розігріву нафтоносних пластів є досить повільним та енергозатратним і потребує ретельного дослідження. Для збільшення рентабельності необхідно використовувати супутні продукти видобутку, наприклад газ. Експлуатація теплонагнітальних свердловин є рентабельнішою при їх взаємодії, в такому разі ефективна площа розігріву нафтоносного пласта і, відповідно, кількість розташування видобувних свердловин будуть найбільшими. Головним фактором є особливі характеристики нафтоносної ділянки пласта у кожному окремому випадку. Конфігурації розташування теплонагнітальних свердловин охоплюють найбільш оптимальні випадки покриття дослідженої нафтоносної ділянки пласта і можуть бути використані на практиці.

У подальшому становить інтерес створення на основі розробленого скінченно-елементно-різницевого методу практично значущої методики оптимізації видобутку нафти в реальних умовах експлуатації теплонагнітальних свердловин у неоднорідних нафтоносних пластах.

СПИСОК БІБЛІОГРАФІЧНИХ ПОСИЛАНЬ

1. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений углеводородов. Москва: Ин-т компьютер. исслед., 2003. 128 с.
2. Кудинов В.И. Разработка сложнопостроенных месторождений с вязкими нефтями. *Интервал*. 2002. № 6. С. 13—22.
3. Лубков М.В. Моделювання теплових процесів у зоні сучасної активізації Дніпровсько-Донецької западини. *Геоінформатика*. 2014. Т. 49, № 1. С. 46—53.
4. Михайлов Н.Н. Физика нефтяного и газового пласта. Москва: MAKS Press, 2008. 448 с.
5. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Москва: Издат. центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. 448 с.
6. Муслимов Р.Х., Мусин М.М., Мусин К.М. Опыт применения тепловых методов разработки на нефтяных месторождениях Татарстана. Казань: Новое знание, 2000. 226 с.
7. Рузин Л.М., Чупров И.Ф. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов. Ухта: УТГУ, 2007. 244 с.
8. Слабнов В.Д. Математическое моделирование технологии регулирования процесса извлечения нефти из неоднородных пластов. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2014. 187 с.
9. Чупров И.Ф. Моделирование температуры пласта при закачке пара в водоносный пропласток. *Известия вузов. Нефть и газ*. 2008. № 4. С. 60—64.
10. Ertekin T., Abou-Kassem J.H., King G.R. Basic applied reservoir simulation. Texas: Richardson, 2001. 421 p.

Надійшла до редакції 26.11.2020

REFERENCES

1. Kanevskaja R.D. Matematicheskoe modelirovanie razrabotki mestorozhdenij uglevodorodov. Moscow: Institut komp'yuternyh issledovanij, 2003. 128 p. [in Russian].
2. Kudinov V.I. Elaboration of the complex building fields with viscous oil. *Interval*. 2002. No. 6. P. 13—22. [in Russian].
3. Lubkov M.V. Modeling of the heat processes in zone of modern activity of the Dnepr Donetsk Depression. *Geoinformatyka*. 2014. Vol. 49. No. 1. P. 46—53. [in Ukrainian].
4. Mihajlov N.N. Fizika neftjanogo i gazovogo plasta. Moscow: MAKS Press, 2008. 448 p. [in Russian].
5. Mishenko I.T. Skvazinnay dobychi nefti. Moscow: Izdatelskiy tsentr RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 2015. 448 p. [in Russian].
6. Muslimov R.H., Musin M.M., Musin K.M. Opyt primenenija teploviy metodov razrabotki na neftjanyh mestorozhdenijah Tatarstana. Kazan: Novoe znanie, 2000. 226 p. [in Russian].
7. Ruzin L.M., Chuprov I.F. Tehnologicheskie principy razrabotki zalezhej anomal'no vjazkih nef-tej i bitumov. Uhta: UTGU, 2007. 244 p. [in Russian].
8. Slabnov V.D. Matematicheskoe modelirovanie tehnologii regulirovanija processa izvlechenija nefti iz neodnorodnyh plastov. Kazan: Izd-vo Kazan. un-ta, 2014. 187 p. [in Russian].
9. Chuprov I.F. Modeling of reservoir temperature at the steam injection in the water interlayer. *News of Universities. Oil and gas*. 2008. No. 4. P. 60—64. [in Russian].
10. Ertekin T., Abou-Kassem J.H., King G.R. Basic applied reservoir simulation. Texas: Richardson, 2001. 421 p.

Receive 26.11.2020

M.V. Lubkov

Poltava Gravimetric Observatory of Institute of Geophysics
of Ukraine National Academy of Science,
27/29 Mysosedova Str., Poltava 36014, Ukraine,
e-mail: mikhail.lubkov@ukr.net

MODELING OF OIL RESERVOIRS HEATING

Purpose. Nowadays, easy available oil reserves are becoming lesser and lesser. Therefore, it's difficult imagine a modern oil production process without methods of oil recovery increasing in the reservoir. These methods allow maximum volumes getting from the old fields and development of the hard-to-reach oil reservoirs. In the case of high-viscosity oil reservoir heating methods are very effective. The most common methods are injection into the reservoir of hot water with a temperature of several hundred degrees, or heated steam. This procedure significantly reduces the viscosity of the oil and increases its pore mobility. Such methods with hot water or steam are working effectively at high temperatures in relatively homogeneous reservoirs. At the temperatures below 80 °C, a negative effect can be obtained, when the oil viscosity reaches a value necessary for the impregnation of the rock capillaries, but insufficient to get out of this rock. Another hand, the methods of oil reservoirs heating with hot water or steam are quite energy-consuming, so it's important carefully studying of such processes in order to effectively apply the relevant technologies in practice. Nowadays there are methods of physical and computer modeling of the oil reservoir heating, which allow solving of various practical problems. However, the accuracy of these methods remains relatively low and therefore the results are mainly qualitative.

Design/methodology/approach. On the base of combined finite-element-difference method for solving the nonstationary heating conductivity problem, with calculating of heterogeneous distribution of the heating characteristics into oil reservoir and its boundaries, we carried out modeling of heating processes in hard-to-reach oil reservoirs near heat-injection wells.

Findings. The results of computer modeling show, that processes of the oil reservoirs heating are quite slow and energy consuming, so require a careful studying. Moreover, to increase profitability, we must use by-products, such as associated gas. We also have obtained that less wet reservoirs are better heated. Another hand, it's clear no sense to heat the oil reservoir more than two weeks, because increasing the radius of the effective heating region (with a temperature exceeding 80° C, which is required for high-viscosity oil releasing from the rock) in this case is not essential. We can make some general conclusions. The procedure of reservoir's heat injection is more profitable with the well's system close interactions. At that case the effective heating area of the oil reservoir and, accordingly, the number of production wells will be the largest. Another hand, the main factor in the location of heat-injection wells is the special characteristics of the oil-bearing section of the reservoir in each practical case.

Practical value/implications. One can use obtained quantitative results for practical heating of the oil reservoirs with a purpose optimizing of oil production activity in the hard-to-reach oil reservoirs. In further it is interesting to use presented method for more detailed investigation of the hard-to-reach oil reservoirs heterogeneous deposits.

Keywords: computer modeling, heating processes, hard-to-reach oil reservoirs.

М.В. Лубков

Полтавская гравиметрическая обсерватория Института геофизики
им. С.И. Субботина НАН Украины,
ул. Мясоедова, 27/29, Полтава 36014, Украина,
e-mail: mikhail.lubkov@ukr.net

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗОГРЕВА В НЕФТЕНОСНЫХ ПЛАСТАХ

С целью исследования практических аспектов нефтедобычи в труднодоступных неоднородных пластах на основе комбинированного конечно-элементно-разностного метода для нестационарной задачи теплопроводности проведено численное моделирование распределения температуры вокруг теплонагнетательных скважин с учетом неоднородности тепловых свойств нефтеносного пласта. Установлено, что процесс разогрева нефтеносных пластов — медленный и энергозатратный, поэтому для увеличения рентабельности, очевидно, необходимо использовать сопутствующие продукты добычи, например попутный газ. Показано, что менее увлажненные слои лучше нагреваются и нет смысла разогревать пласт больше двух недель, так как радиус эффективной области разогрева (с температурой выше 80 °С, необходимой для выхода высоковязкой нефти из породы) в данном случае достаточен. Установлено, что эксплуатация теплонагнетательных скважин более рентабельна при их непосредственном взаимодействии, поскольку эффективная площадь разогрева нефтеносного пласта и, соответственно, количество размещённых добывающих скважин будут самыми большими. Вместе с тем основным фактором расположения теплонагнетательных скважин являются индивидуальные характеристики нефтеносного пласта в каждом отдельном случае. Приведенные в данной работе конфигурации размещения теплонагнетательных скважин охватывают наиболее оптимальные случаи покрытия рассматриваемого нефтеносного участка пласта и могут быть использованы на практике.

Ключевые слова: компьютерное моделирование, тепловые процессы, трудноизвлекаемые нефтеносные пласты.