



В. Н. Федоров
д-р техн. наук
Уфимский государственный нефтяной
технический университет¹
профессор
fed_vyach@mail.ru



Шарифуллина Э. Ф.
Уфимский государственный нефтяной
технический университет¹
магистрант



В. А. Лушпеев
канд. техн. наук
Санкт-Петербургский филиал ФБУ «ГКЗ»²
главный специалист
Санкт-Петербургский государственный
университет³
доцент
lushpeev@gkz-rl.ru

Моделирование нестационарных процессов дренирования нефтяного пласта

¹Россия, Республика Башкортостан, 450062, Уфа, ул. Космонавтов, 1. Россия,

²Россия, 199155, Санкт-Петербург, ул. Одоевского, 24, корп. 1.

³Россия, 199034, Санкт-Петербург, Университетская набережная, 7–9.

На примере модельной задачи рассмотрен процесс управления вытеснением нефти изменением режимов работы добывающих скважин. Методика управления процессом формирования нестационарных полей давления и, следовательно, направлением линий тока реализуется путем пусков и остановок добывающих скважин в расчетном блоке. При этом нагнетательная скважина работает непрерывно. Исследована ячейка заводнения однородного пласта, состоящая из одной нагнетательной и четырех добывающих скважин. Выполнено моделирование процесса дренирования продуктивного пласта с заданным набором параметров. Численный эксперимент направлен на исследование влияния периода остановки последовательно во времени каждой из скважин расчетной ячейки на накопленную добычу нефти. При изменении скважности периода пуска и остановок каждой скважины определена зависимость накопленной добычи нефти от времени регулирования. В ходе численного эксперимента при заданных условиях моделирования исследован процесс выработки зоны, не охваченной дренированием, путем перераспределения градиентов давления в пласте. Для модельной задачи определен оптимум регулирования, обеспечивающий наилучшие условия по охвату пласта дренированием, производительности и добыче

Ключевые слова: скважина; дренирование; методы увеличения нефтеотдачи; фильтрация; регулирование; моделирование; расчетный блок

При разработке нефтегазовых месторождений актуальна задача обеспечения максимального коэффициента нефтеизвлечения (КИН) не только за счет повышения эффективности вытеснения нефти из продуктивного коллектора, но и за счет обеспечения наиболее полного охвата объема продуктивного пласта дренированием залежи. Для обеспечения последнего в нефтепромысловой практике несколько десятилетий эффективно применяются гидродинамические методы повышения нефтеотдачи, основанные на нестационарных процессах заводнения продуктивных нефтяных пластов, подробно рассмотренные в работах А.Т. Горбунова, В.Л. Сергеева, Е.В. Романова, С.П. Родионова, В.П. Косякова, О.Н. Пичугина и многих других исследователей. [1, 2, 7]. Основным механизмом увеличения КИН при формировании нестационарных процессов является изменение направления линий тока в системе «нефть – вытесняющий агент (вода)», обеспечивая вовлечение в процесс дренирования «застойных» зон нефтенасыщенных пластов. Управление этим процессом осуществляется в основном посредством изменения режима работы нагнетательных скважин. Этот метод прост и эффективен, но он предполагает сформированную систему разработки, например, для рядной системы заводнения, когда ряды добывающих скважин перемежаются рядами нагнетательных скважин. Для случая очагового завод-

нения метод нестационарного заводнения, направленный на изменение направления линий тока, технологически невозможно реализовать.

В работе исследовано поведение линий тока при организации нестационарных фильтрационных потоков при очаговом заводнении путем регулирования величинами забойного давления добывающих скважин при условии, что нагнетательная скважина работает непрерывно.

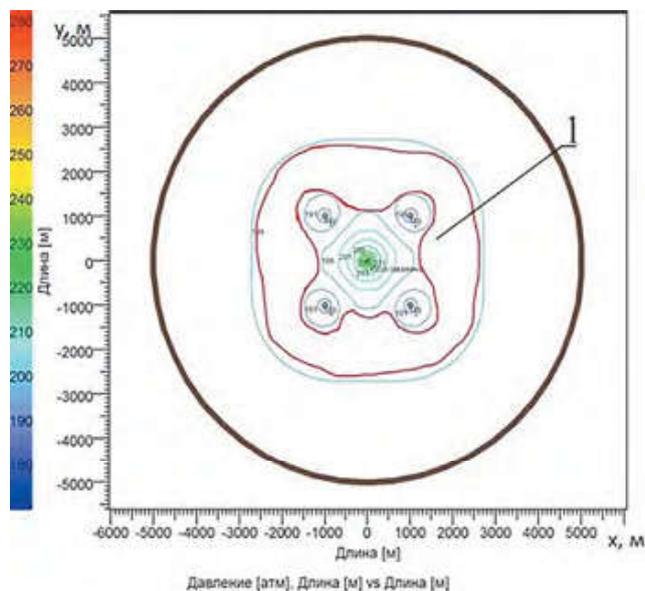
Для достижения целевых технико-экономических показателей разработки нефтегазовых месторождений ведется постоянный контроль технологических параметров, и в зависимости от текущего состояния разработки обеспечивается регулирование процесса разработки [4]. Одними из основных и наиболее эффективных способов регулирования являются методы искусственного воздействия на залежь в целом (интегральное воздействие), например, организация заводнения, и методы воздействия, влияющие только на призабойную зону конкретной скважины (локальное воздействие). Существующие методики планирования нестационарного заводнения и оценки результативности носят интегральный характер [5]. Известны модели, которые описывают поведение системы с точки зрения регулирования, но они локализованы до элемента объекта управления. На основе известных технологий организации нестационарного заводнения и методик оценки его эффективности невозможно определить функцию оптимизации коэффициента извлечения нефти и ее связи с интегральными показателями [6].

Для определения оптимального темпа разработки (накопленной добычи нефти) при условии обеспечения полного охвата объема продуктивного нефтенасыщенного пласта процессом дренирования, обеспечивая, таким образом, максимальный КИН, рассмотрена модельная задача, основанная на организации работы добывающих скважин одной ячейки системы разработки, включающей четыре добывающие скважины и одну нагнетательную скважину, вскрывающие однородный продуктивный пласт (рис. 1). Считаем, что пласт ограничен границей постоянного давления ($P_k = \text{const}$).

Для каждой скважины определялся текущий дебит в зависимости от заданного забойного давления и геолого-физических свойств продуктивного пласта и насыщающего его флюида (нефти и воды). Исходные данные для моделирования приведены в табл. 1. Численное двумерное моделирование выполнено в программном продукте «Сапфир» («Каппа инжиниринг»).

При стационарном режиме фильтрации всех добывающих скважин с равными значениями депрессии, а следовательно, с равными зна-

Рис. 1. Расчетная ячейка системы разработки, включающая четыре добывающих (Д1, Д2, Д3, Д4) и одну нагнетательную (И1) скважины при равных дебитах (1 – зоны, не охваченные дренированием)



	Наименование параметра	Значение	Ед. изм.
$P_{пл}$	Пластовое давление	200	ат
k	Коэффициент проницаемости	100 (0,1)	мДа (мкм ²)
h	Нефтенасыщенная мощность пласта	1	м
m	Пористость пласта	0,2	д.ед.
$b_{ж}$	Коэффициент сжимаемости нефти	4	10^{-5} 1/ат
b_c	Коэффициент сжимаемости скелета	1	10^{-6} 1/ат
m_n	Динамическая вязкость нефти	10	мПа·с
m_v	Динамическая вязкость воды	0,5	мПа·с
r	Расстояния между скважинами	500	м
$H_{кровли}$	Глубина кровли	2000	м

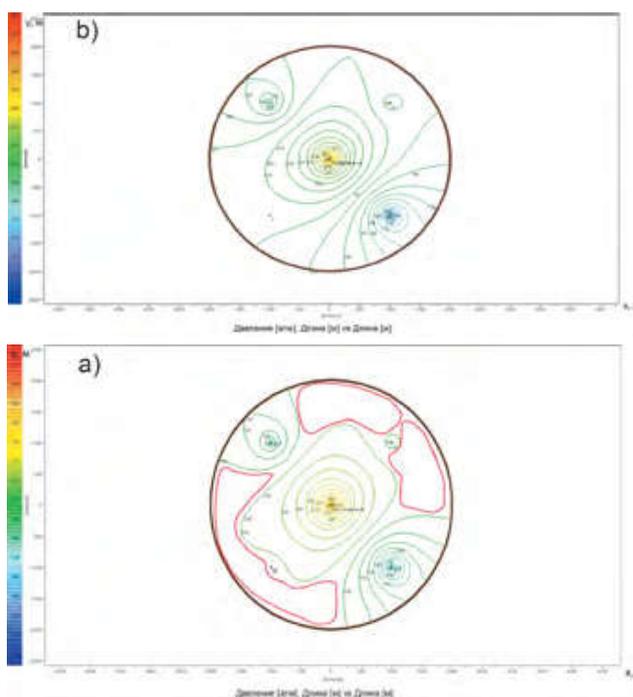
Таблица 1.
Исходные данные для моделирования

чениями дебита в ячейке системы разработки, приведенной на *рис. 1*, формируются «застойные зоны», не охваченные процессом дренирования. В такой системе обеспечить максимальный коэффициент охвата дренированием, а следовательно, максимальный КИН невозможно. Очевидно, что в такой ячейке заводнения регулированием режима работы нагнетательной скважины, формируя режим нестационарного заводнения, добиться изменения областей пласта, охваченных дренированием, невозможно, поскольку задача симметрична относительно нагнетательной скважины. В таких случаях единственным способом вовлечения в процесс дренирования неохваченных областей («застойных зон») является управление режимом работы добывающих скважин. При этом управление реализовано только регулированием забойного давления в диапазоне от пластового до давления насыщения для исключения режима течения в пластовых условиях трехфазной системы. При этом необходимо учитывать, что увеличение забойного давления (уменьшение величины депрессии на пласт) в любой из добывающих скважин, а тем более остановка скважины даже на короткий срок, приводит к уменьшению дебита, а следовательно, уменьшению накопленной добычи и увеличению длительности разработки, что, разумеется, с экономической точки зрения является недостатком такого способа регулирования. Однако достигаемое при этом перераспределение в пласте изобар приводит к перенаправлению линий тока в зоны, не охваченные дренированием. Таким образом, численный эксперимент был направлен, в первую очередь, на исследование поведения изобар в пласте, а также выявление оптимального сочетания длительности работы каждой из скважин и их остановки для достижения максимума

накопленной добычи нефти при обеспечении полного охвата ячейки пласта вытеснением.

Алгоритм управления каждой скважиной сформулирован в следующем виде: работа всех добывающих скважин до формирования стационарного режима фильтрации; остановка циклически и последовательно во времени каждой из четырех добывающих скважин на 12 ч при продолжающейся работе остальных скважин; расчет текущего среднесуточного дебита каждой скважины; расчет накопленной добычи нефти каждой скважины и суммарно всех скважин ячейки в течение расчетной длительности разработки месторождения расчетной ячейкой. В сле-

Рис. 2.
Карта изобар: а – с недренируемыми зонами выработки скважин (выделены зоны, не охваченные дренированием); б – с периодическими последовательными остановками каждой скважины (с полной выработкой недренируемых зон)



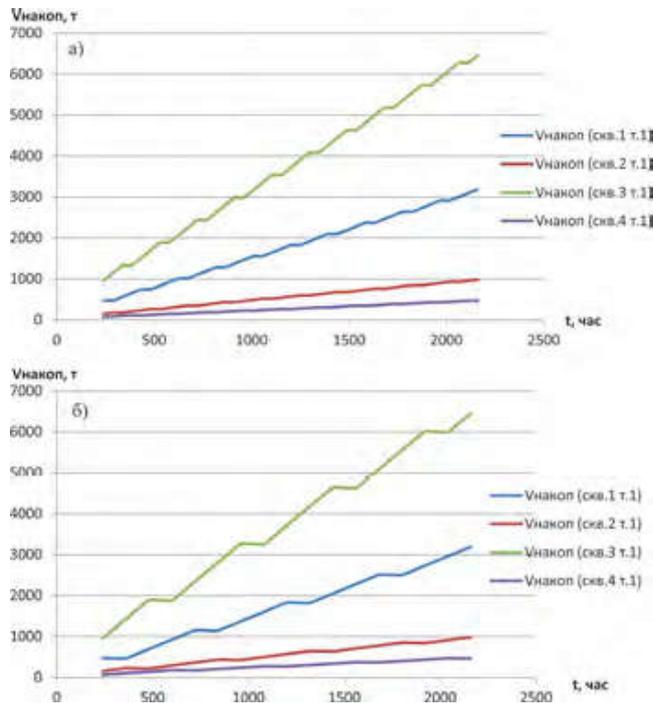


Рис. 3. Графики накопленной добычи нефти с периодическими последовательными остановками каждой скважины: а – на $\tau_i = 48$ ч; б – на $\tau_i = 120$ ч

дующих расчетных циклах задавалась работа скважин с периодическими последовательными остановками τ_i каждой скважины на 24, 48, 60 и 120 ч для выявления условий изменения темпа разработки, анализируя накопленную добычу и охват. Для каждой скважины в соответствии с заданным для нее забойным давлением дебит определялся для каждого момента времени по формуле Дюпюи. Накопленная добыча по каждой исследуемой скважине определена по выражению:

$$V_{\text{накоп}} = Q_i \cdot t \quad (1)$$

где Q_i – дебит i -й скважины, $V_{\text{накоп}}$ – объем накопленной добычи, t – время разработки расчетного блока залежи.

Объем накопленной добычи определен по выражению:

$$V = \sum_i Q_i (T_i - \tau_i),$$

где Q_i – дебит i -й скважины, V – объем накопленной добычи, T_i – время работы i -й скважины в течение расчетной длительности разработки расчетного блока залежи, τ_i – длительность последовательных остановок i -й скважины.

Отдельные результаты моделирования линий изобар, иллюстрирующие возможность регулирования перераспределением градиентами давления в пласте, приведены на **рис. 2**.

При нестационарном режиме фильтрации вокруг каждой скважины, при одновременном

их запуске, в условиях однородности происходит одинаковое развитие депрессионных воронок во времени и в пространстве. Линии изобар в окрестности каждой скважины образуют концентрические окружности до тех пор, пока они не сформируют общий контур (**рис. 1** и **2а**). В ходе моделирования работы скважин формировались «застойные зоны» пласта в пределах длительности работы каждой из скважин. При остановке одной из скважин эти зоны вырабатывались, т.е. дренировались другими скважинами путем перераспределения градиентов давления в пласте (**рис. 2б**).

В основе расчета распределения давления в пласте в каждый момент времени (при нестационарной фильтрации) лежит расчетная схема неявной сеточной функции. Описывалась разностная схема решения краевой задачи Дирихле для уравнения

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\varepsilon \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\varepsilon \frac{\partial p}{\partial y} \right) = 0 \quad \varepsilon = \frac{kh}{\mu} \quad (3)$$

где ε – гидропроводность пласта, k – коэффициент проницаемости, h – рабочая толщина (мощность) пласта, μ – вязкость флюида, p – распределение давления в пласте.

Область решения разбита на равные прямоугольники координатными линиями. Уравнение (3) на пятиточечном шаблоне аппроксимировано разностной схемой второго порядка точности. Для пятиточечного шаблона использовались узлы сетки с центром в (x_i, y_j) , т.е. точки: (x_{i+1}, y_j) ; (x_i, y_{j+1}) ; (x_{i-1}, y_j) ; (x_i, y_{j-1}) . Кроме этих узлов введены промежуточные точки: $(x_{i+1/2}, y_j)$; $(x_i, y_{j+1/2})$; $(x_{i-1/2}, y_j)$; $(x_i, y_{j-1/2})$. В них аппроксимированы первые производные, по которым получают значения вторых производных в центральном узле.

Замена производных в (3) произведена по приближенным формулам, полагая решение линейным в пределах одного звена разностной сетки:

$$\begin{aligned} \varepsilon \frac{\partial p}{\partial x} \Big|_{i+\frac{1}{2},j} &\approx \varepsilon_{i+\frac{1}{2},j} \frac{p_{i+1,j} - p_{i,j}}{\Delta x}, \varepsilon \frac{\partial p}{\partial x} \Big|_{i-\frac{1}{2},j} \\ &\approx \varepsilon_{i-\frac{1}{2},j} \frac{p_{i,j} - p_{i-1,j}}{\Delta x}; \\ \varepsilon \frac{\partial p}{\partial y} \Big|_{i,j+\frac{1}{2}} &\approx \varepsilon_{i,j+\frac{1}{2}} \frac{p_{i,j+1} - p_{i,j}}{\Delta y}, \varepsilon \frac{\partial p}{\partial y} \Big|_{i,j-\frac{1}{2}} \\ &\approx \varepsilon_{i,j-\frac{1}{2}} \frac{p_{i,j} - p_{i,j-1}}{\Delta y} \end{aligned} \quad (4)$$

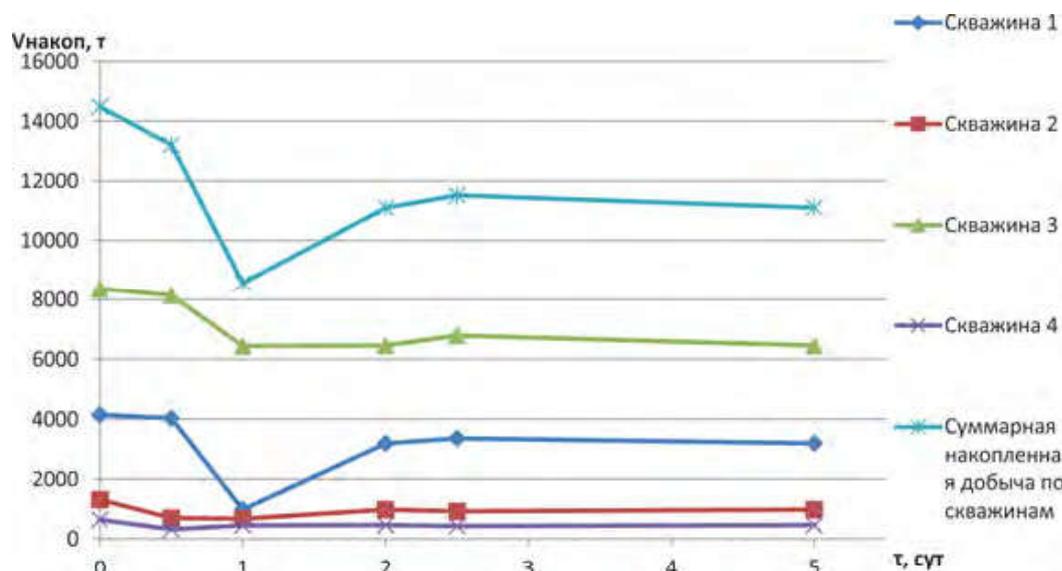


Рис. 4. График зависимости накопленного объема нефти от скважности регулирования

Вторые производные получены как отношение их разности к шагу сетки:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\varepsilon \frac{\partial p}{\partial x} \right) \Big|_{i,j} \approx \frac{\varepsilon_{i+\frac{1}{2},j} P_{i+1,j} - \left(\varepsilon_{i+\frac{1}{2},j} + \varepsilon_{i-\frac{1}{2},j} \right) P_{i,j} + \varepsilon_{i-\frac{1}{2},j} P_{i-1,j}}{\Delta x^2};$$

$$\frac{\partial}{\partial y} \left(\varepsilon \frac{\partial p}{\partial y} \right) \Big|_{i,j} \approx \frac{\varepsilon_{i,j+\frac{1}{2}} P_{i,j+1} - \left(\varepsilon_{i,j+\frac{1}{2}} + \varepsilon_{i,j-\frac{1}{2}} \right) P_{i,j} + \varepsilon_{i,j-\frac{1}{2}} P_{i,j-1}}{\Delta y^2} \quad (5)$$

Сложив (5) и приравняв нулю, получаем разностные уравнения простой структуры. Введя обозначения отношений $\varepsilon/\Delta x^2$ и $\varepsilon/\Delta y^2$, соответственно, α и β , формируем два массива $\alpha_{i,j}$ и $\beta_{i,j}$, которые получены из массивов гидропроводности по направлениям координатных осей,

$$\alpha_{i,j} = \frac{\varepsilon_{i+\frac{1}{2},j}}{\Delta x^2} \quad \beta_{i,j} = \frac{\varepsilon_{i,j+\frac{1}{2}}}{\Delta y^2} \quad (6)$$

При реализации расчетной схемы в программном продукте *Mathcad* считали пласт изотропным, т.е. приняли $\varepsilon = k \cdot H / \mu$ для всей расчетной ячейки.

Тогда уравнение (3) имеет вид:

$$\frac{P_{i+1,j} - 2 \cdot P_{i,j} + P_{i-1,j}}{h^2} + \frac{P_{i,j+1} - 2 \cdot P_{i,j} + P_{i,j-1}}{h^2} = 0 \quad (7)$$

Рассчитав распределение давления для каждого момента времени в расчетной ячейке пласта, а также накопленные запасы для каждой скважины и всей ячейки в целом, построили графики накопленной добычи нефти от каждого заданного значения длительности остановок каждой из скважин последовательно во времени, представленные на **рис. 3**. Аналогичным образом графики построены для остальных вышеуказанных моментов времени τ_i . В целом для залежи накопленная добыча в зависимости от скважности регулирования представлена на **рис. 4**.

Необходимо учесть, что τ_i зависит не только от условий моделирования, но и от физико-химических свойств флюида, насыщающего породу, фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) самой породы. Для заданного условия моделирования для высокодебитных скважин оптимум, т.е. экстремум функции накопленной добычи от скважности пусков-остановок, достигается при скважности 60 ч (2,5 суток). При этом обеспечиваются наилучшие условия по добыче при охвате дренированием до 95% от общего объема расчетной ячейки пласта. Выявленный интервал скважности регулирования 2–2,5 сут для заданных условий моделирования отвечает требованиям оптимального управления, обеспечивающего наиболее эффективную разработку нефтяного месторождения.

Для случаев изменения ФЕС выявленный экстремум будет смещаться, но алгоритм анализа остается прежним, обеспечивая методическую обоснованность решения задачи оптимизации. \blacksquare

Литература

1. Сургучев М.Л., Горбунов А.Т., Забродин Д.П. Методы извлечения остаточной нефти. М.: Недра. 1991. 347 с.
2. Горбунов А.Т., Петраков А.М. Особенности обработки призабойных зон скважин на нефтяных месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами // Сб. науч. тр. ВНИИ. Вып. 102. «Изучение особенностей применения методов повышения нефтеотдачи пластов». 1988. С. 205–211.
3. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. М.: Недра. 1998. 365 с.
4. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М.: Недра. 1982.
5. Родионов С.П., Косяков В.П., Пичугин О.Н., Мусакаев Э.Н. Исследование назначения нагнетательных и добывающих скважин на основе теории оптимального управления // Нефтепромысловое дело. 2013. № 11. С. 58–65.
6. Родионов С.П., Косяков В.П., Пичугин О.Н. Экспресс-метод расчета благоприятной системы заводнения нефтяных месторождений // Вестник ЦКР Роснедра. 2014. № 3. С. 32–37.
7. Сергеев В.Л., Романова Е.В. Адаптивная система идентификации нефтяных пластов методом интегрированных моделей в условиях нормальной эксплуатации скважин. Томск: Научный вестник НГТУ. 2014.

UDC 550.832:622

V.N. Fedorov, Doctor of Technical Sciences, Professor of Ufa State Petroleum Technical University¹, fed_vyach@mail.ru

E.F. Sharifullina, Graduate Student of Ufa State Petroleum Technical University¹

V.A. Lushpееv, PhD, Chief Specialist of the St. Petersburg branch of the State Commission for Reserves of Commercial Minerals², Associate Professor of St. Petersburg State University³, lushpееv@gkgz-rf.ru

¹ Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Republic of Bashkortostan, Russia.

²24, bldg. 1, Odoevsky str., St. Petersburg, 199155, Russia.

³7–9 University emb., St. Petersburg, 199034, Russia.

Modeling of Non-stationary Processes of Oil Layer Drainage

Abstract. In oilfield practice, hydrodynamic methods of increasing oil recovery are effectively used for several decades, based on non-stationary flooding of productive oil reservoirs. Nonstationary processes allow changing the directions of current lines in the oil-displacing agent (water) system, ensuring the involvement of “stagnant” oil-saturated reservoirs in the process of drainage. Management of this process is carried out, mainly, by changing the operating mode of the injection wells. In the work on the example of a model problem, the process of controlling the displacement of oil by changing the operating modes of producing wells is considered. The method of controlling the formation of non-stationary pressure fields and, consequently, the direction of the current lines is realized by starting and stopping production wells in the calculation block. In this case, the injection well operates continuously. To develop “stagnant zones” of the formation not covered by drainage, it is necessary to control the process, for example, by sequentially changing the magnitude of the depression in each producing waterflood well, thereby moving the stagnant zones. The extreme case of changing the operating mode of the wells is the start-stop mode of the wells. At the same time, each stopped production well reduces the amount of accumulated oil production. Therefore, it is necessary to solve the optimization problem, which is to find the extremum of the accumulated production, provided that the production wells stop in time, ensuring the participation of the “stagnant zones” of the formation in the process of drainage. That is, the priority is the drainage of the entire formation. The cell of the waterflood of a homogeneous reservoir, consisting of one injection and four producing wells, was investigated. Simulation of the process of drainage of a productive formation with a given set of parameters is performed. The numerical experiment is aimed at investigating the effect of the stop period in time in time of each of the wells of the calculated cell on the accumulated oil production. When the duty cycle of the start-up period of each well changes, the dependence of the accumulated oil recovery on the control time is determined. In the course of a numerical experiment under the given simulation conditions, the process of producing a zone not covered by drainage was studied by redistribution of pressure gradients in the formation. For the model problem, the optimum of regulation is determined, which provides the best conditions for reservoir coverage by draining, productivity and production.

Keywords: well; drainage; methods of increase in oil recovery; filtration; regulation; modeling; settlement block.

References

1. Surguchev M.L., Gorbunov A.T., Zabrodin D.P. *Metody izvlecheniia ostatochnoi nefiti* [Methods for recovering residual oil]. Moscow, Nedra Publ., 1991, 347 p.
2. Gorbunov A.T., Petrakov A.M. *Osobennosti obrabotki prizaboinykh zon skvazhin na nefiannykh mestorozhdeniakh s nizkopronitsaemyimi kollektorami* [Features of the treatment of bottomhole well zones in oil fields with low-permeability reservoirs]. Collection of research papers VNIИ, issue 102. *Izuchenie osobennostei primeniia metodov povysheniia nefteotdachi plastov* [Study of the features of the application of enhanced oil recovery methods], 1988, pp. 205–211.
3. Zheltov Iu.P. *Razrabotka nefiannykh mestorozhdenii* [Development of oil deposits]. Moscow, Nedra Publ., 1998, 365 p.
4. Aziz Kh., Settari E. *Matematicheskoe modelirovanie plastovykh sistem* [Mathematical modeling of reservoir systems]. Moscow, Nedra Publ., 1982.
5. Rodionov S.P., Kosiakov V.P., Pichugin O.N., Musakaev E.N. *Issledovanie naznacheniia nagnetatel'nykh i dobyvaiushchikh skvazhin na osnove teorii optimal'nogo upravleniia* [Investigation of the designation of injection and production wells based on the theory of optimal control]. *Neftepromyslovoe delo* [Oilfield business], 2013, no. 11, pp. 58–65.
6. Rodionov S.P., Kosiakov V.P., Pichugin O.N. *Ekspress-metod rascheta blagopriiatnoi sistemy zavodneniia nefiannykh mestorozhdenii* [Express method for calculating favorable oil flooding system]. *Vestnik TsKR Rosnedra* [Bulletin of the Central Committee on the development of Rosnedra], 2014, no. 3, pp. 32–37.
7. Sergeev V.L., Romanova E.V. *Adaptivnaia sistema identifikatsii nefiannykh plastov metodom integrirovannykh modelei v usloviakh normal'noi ekspluatatsii skvazhin* [Adaptive oil reservoir identification system using the integrated models in normal operation of wells]. Tomsk: Nauchnyi vestnik NGTU Publ., 2014.