

УДК 553.982.2: 51-74; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2023-2.10>

<https://orcid.org/0000-0002-3622-2356>

<https://orcid.org/0000-0002-1741-7553>

<https://orcid.org/0000-0002-6327-870X>

<https://orcid.org/0000-0003-2109-6999>

<https://orcid.org/0000-0001-8308-2088>

ОПТИМИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССАМИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ И СИСТЕМНОГО ПОДХОДА



М.К. УРАЗГАЛИЕВА¹,
докторант,
mira_090578@mail.ru



К.Н. ОРАЗБАЕВА²,
доктор технических наук,
профессор,
kulman_o@mail.ru



Ж.Б. ШАХМЕТОВА³,
кандидат технических наук,
Zhanar6688@mail.ru



Б.Б. ОРАЗБАЕВ⁴,
доктор технических наук,
академик Национальной
инженерной академии РК,
batyr_o@mail.ru



А.А. БЕКБАУЛИЕВА¹,
кандидат технических наук,
доцент,
aliya.bekbauliyeva@yu.edu.kz

¹НАО «КАСПИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ТЕХНОЛОГИЙ И ИНЖИНИРИНГА
ИМ. Ш. ЕСЕНОВА»,
Республика Казахстан, 130000, Актау, 32 мкр.

²УЧРЕЖДЕНИЕ «ESIL UNIVERSITY»,
Республика Казахстан, 010005, Астана, ул. А. Жубанова, 7

³НАО «АТЫРАУСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА С. УТЕБАЕВА»
Республика Казахстан, 060008, Атырау, ул. Баймуханова, 45,а

⁴НАО «ЕВРАЗИЙСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. Л.Н. ГУМИЛЕВА»
Республика Казахстан, 010008, Астана, ул. Сатпаева 2,а

Исследованы вопросы эффективной оптимизации и управления процессами разработки нефтяных месторождений с использованием математических моделей и методов системного анализа, являющиеся актуальными для нефтяной науки и практики.

На основе системного анализа предложены подходы к устранению недостатков известных моделей нефтяных пластов на основе уравнения сохранения массы. В качестве более эффективных моделей для моделирования и оптимизации процессов разработки нефтяных месторождений обоснованы модели создаваемые на основе системного подхода, позволяющие синтезировать модели в условиях неопределенности и дефицита исходной информации.

В этом подходе предлагается использовать доступную информацию различного характера в т.ч. нечеткую информацию, представляющей собой опыт, знания и интуицию специалистов-экспертов предметной области. Такая содержательная информация на основе применения методов системного анализа позволяет синтезировать более эффективные и адекватные модели сложных систем и процессов, какими являются процессы разработки и добычи нефти.

С применением системного подхода исследованы и сравнены показатели эффективности разработки фонда скважин до и после закачки пара на опытно-промышленном участке месторождения Кенкияк. В результате системного анализа средних значений, полученных данных разработки скважин до и после закачки пара на опытном участке, показана эффективность добычи нефти на основе закачки пара, позволивший увеличить дебита нефти 3 раза.

На основе аппроксимации полученных графических зависимостей изменения дебита нефти и жидкости до и после закачки пара, идентифицированы полиномиальные модели, описывающие процессы разработки скважин.

В результате исследования влияния процесса вытеснения нефти водой и паром на опытно-промышленном участке месторождения Кенкияк выявлено эффективность использования пара в качестве реагента для вытеснения нефти. На основе системного подхода построены модели, адекватно описывающие показатели процесса разработки месторождения. На основе экспериментальных данных и опыта, знания интуиции специалистов-экспертов выведена эмпирическая формула для определения рациональной сетки скважин и оптимального расстояния между скважинами. Полученные результаты могут быть использованы при исследовании, моделировании и оптимизации процессов разработки различных нефтяных месторождений.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: системный анализ, оптимизация, нефтяной пласт, математическая модель, процессы разработки нефтяных месторождений, фонд скважин.

МОДЕЛЬДЕУ ЖӘНЕ ЖҮЙЕЛІК ТӘСІЛДЕМЕ НЕГІЗІНДЕ МҰНАЙ КЕНОРЫНДАРЫН ИГЕРУ ПРОЦЕСТЕРІН ОПТИМИЗАЦИЯЛАУ ЖӘНЕ БАСҚАРУ

М.К. УРАЗГАЛИЕВА¹, докторанты, mira_090578@mail.ru

К.Н. ОРАЗБАЕВА², техника ғылымдарының докторы, проф., kulman_o@mail.ru

Ж.Б. ШАЯХМЕТОВА³, техника ғылымдарының кандидаты, kulman_o@mail.ru

Б.Б. ОРАЗБАЕВ⁴, техника ғылымдарының докторы, проф., bafyr_o@mail.ru

А.А. БЕКБАУЛИЕВА¹, техника ғылымдарының кандидаты, aliya.bekbauliyeva@yu.edu.kz

¹«Ш. ЕСЕНОВ АТЫНДАҒЫ КАСПИЙ ТЕХНОЛОГИЯЛАР
ЖӘНЕ ИНЖИНИРИНГ УНИВЕРСИТЕТІ» КЕАҚ,
Қазақстан Республикасы, 130000, Ақтау, 32 мөлтек ауданы

²«ESIL UNIVERSITY» МЕКЕМЕСІ,
Қазақстан Республикасы, 010005, Астана, А. Жубанов к-сі, 7

³«С. ӨТЕБАЕВ АТЫНДАҒЫ АТЫРАУ МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ УНИВЕРСИТЕТІ» КЕАҚ
Республика Казахстан, 060008, Атырау, Баймуханов к-сі, 45а

⁴«Л.Н. ГУМИЛЕВ АТЫНДАҒЫ ЕУРАЗИЯ ҰЛТТЫҚ УНИВЕРСИТЕТІ»,
Қазақстан Республикасы, 010008, Астана, Сәтбаев к-сі, 2а

Мұнай ғылымы мен тәжірибесіне өзекті болып табылатын математикалық модельдер мен жүйелік талдау әдістерін қолдана отырып, мұнай кен орындарын игеру үдерістерін тиімді оңтайландыру және басқару мәселелері зерттелді. Жүйелік талдау негізінде массаны сақтау теңдеуіне негізделген белгілі мұнай қабаттарының модельдеріндегі кемшіліктерді жою тәсілдері ұсынылған. Мұнай кен орындарын игеру үдерістерін модельдеу мен оңтайландырудың тиімді модельдері ретінде бастапқы ақпараттың белгісіздігі мен тапшылығы жағдайында модельдерді синтездеуге мүмкіндік беретін жүйелік тәсіл негізінде құрылған модельдер негізделген. Бұл тәсілде әртүрлі сипаттағы ақпаратты, оның ішінде пән саладағы сарапшы мамандардың тәжірибесі, білімі және түйсігі болып табылатын анық емес ақпаратты пайдалану ұсынылады. Жүйелік талдау әдістерін қолдану негізінде мұндай мазмұнды ақпарат үдерістер болып табылатын күрделі жүйелер мен үдерістердің неғұрлым тиімді және барабар модельдерін синтездеуге мүмкіндік береді.

Жүйелі тәсілді қолдана отырып, Кеңқияқ кен орнының тәжірибелік-өнеркәсіптік телімінде бу айдауға дейін және одан кейін ұңғымалар қорын игеру тиімділігінің көрсеткіштері зерттелді және салыстырылды. Тәжірибелік телімде бу айдауға дейін және одан кейін ұңғымаларды игеру деректері мен олардың орташа мәндерін жүйелік талдау нәтижесінде мұнай өндіру қарқынын 3 есе арттыруға мүмкіндік беретін бу айдау технологиясының тиімділігі көрсетілді. Бу айдауға дейін және одан кейінгі мұнай мен сұйықтық дебитінің өзгеруінің графикалық тәуелділіктерін жуықтату негізінде ұңғымаларды игеру үдерістерін сипаттайтын полиномдық модельдер сәйкестендірілді.

Кеңқияқ кен орнының тәжірибелік-өнеркәсіптік телімінде мұнайды сумен және бумен ығыстыру үдерісінің әсерін зерттеу нәтижесінде мұнайды ығыстыру үшін реагент ретінде буды пайдаланудың тиімділігі анықталды. Жүйелік тәсіл негізінде кен орнын игеру үдерісінің көрсеткіштерін барабар сипаттайтын модельдер құрылды. Тәжірибелік деректер мен тәжірибеге, сарапшы мамандардың түйсігі туралы білімге сүйене отырып, ұңғымалардың ұтымды торын және ұңғымалар арасындағы оңтайлы қашықтықты анықтау үшін эмпирикалық формула жасалды. Алынған нәтижелер әртүрлі мұнай кен орындарын игеру үдерістерін зерттеу, модельдеу және оңтайландыру кезінде пайдаланылуы мүмкін.

ТҮЙІНДІ СӨЗДЕР: жүйелік талдау, оңтайландыру, мұнай қабаты, математикалық модель, мұнай кенорнын игеру үдерістері, ұңғыма қоры.

OPTIMIZATION AND MANAGEMENT OF OIL FIELDS DEVELOPMENT PROCESSES BASED ON MODELING AND SYSTEM APPROACH

M.K. URAZGALIYEVA¹, doctoral student, mira_090578@mail.ru

K.N. ORAZBAYEVA², Doctor of technical sciences, professor, kulman_o@mail.ru

ZH.B. SHAYAKHMETOVA³, Candidate of Technical Sciences, Zhanar6688@mail.ru

B.B. ORAZBAYEV³, Doctor of technical sciences, professor, batyr_o@mail.ru

A.A. BEKBAULIYEVA¹, Candidate of Technical Sciences, aliya.bekbauliyeva@yu.edu.kz

¹NJSC «CASPIAN UNIVERSITY OF TECHNOLOGY AND ENGINEERING NAMED AFTER SH. YESSENOV»,
130000, Aktau, 32 micro district, Republic of Kazakhstan,

²INSTITUTION «ESIL UNIVERSITY»,
010005, Astana, 7 A. Жубанова str, Republic of Kazakhstan

³NJSC «ATYRAU OIL AND GAS UNIVERSITY NAMED AFTER S. UTEBAYEV»
060008, Atyrau, 45a Baimukhanov str., Republic of Kazakhstan

⁴NJSC «EURASIAN NATIONAL UNIVERSITY NAMED AFTER L.N. GUMILYOV»
010008, Astana, 2a Satpayev str., Republic of Kazakhstan

The issues of effective optimization and management of oil field development processes using mathematical models and methods of system analysis, which are relevant for oil science and practice, have been studied. Based on a system analysis, approaches are proposed to eliminate the shortcomings of known models of oil reservoirs based on the mass conservation equation. As more effective models for modeling and optimizing the processes of oil field development, models created on the basis of a systematic approach are substantiated, which allow synthesizing models under conditions of uncertainty and lack of initial information. In this approach, it is proposed to use the available information of a different nature, incl. fuzzy information, which is the experience, knowledge and intuition of specialists-experts in the subject area. Such meaningful information, based on the application of system analysis methods, makes it possible to synthesize more efficient and adequate models of complex systems and processes, such as the processes of oil development and production. Using a systematic approach, the efficiency indicators of well stock development before and after steam injection at the pilot site of the Kenkiyak field were studied and compared. As a result of a system analysis of the average values obtained from well development data before and after steam injection in the experimental area, the efficiency of oil production based on steam injection was shown, which made it possible to increase the oil production rate by 3 times. Based on the approximation of the obtained graphic dependences of oil and liquid flow rate changes before and after steam injection, polynomial models were identified that describe well development processes. As a result of studying the influence of the process of oil displacement by water and steam at the pilot-industrial site of the Kenkiyak field, the efficiency of using steam as a reagent for oil displacement was revealed. On the basis of a systematic approach, models were built that adequately describe the indicators of the field development process. On the basis of experimental data and experience, knowledge of the intuition of specialists-experts, an empirical formula was derived to determine the rational grid of wells and the optimal distance between wells. The results obtained can be used in the study, modeling and optimization of the development of various oil fields.

KEY WORDS: system analysis, optimization, oil reservoir, mathematical model, oil field development processes, well stock.

Введение. Системный подход основан на методологии, которая исследует объекты или процессы, например разработку нефтяного месторождения, как систему, состоящую из взаимосвязанных и взаимодействующих элементов. В основе данного подхода лежат основные принципы системного подхода, такие как, целостность, структурность, иерархичность, множественность, необходимость определения и анализа возможных альтернативных путей достижения целей и др. [1,2].

Кроме того, системный подход имеет свойства эмерджентности и характеризуется эффектом синергизма. Эти принципы и свойства позволяет системному подходу получить адекватную постановку системных задач управления процессами разработки конкретных нефтяных месторождений и выработать эффективные методы их изучения и решения [3].

Задачи обеспечения эффективной работы фонда скважин является одной из актуальных задач процессов разработки нефтяных месторождений. Данная задача решается совершенствованием и управлением технологией добычи нефти, исследованием скважин, организацией и проведением профилактических, ремонтных работ по всему фонду скважин.

Увеличение объема работ приводит к увеличению соответствующих видов ресурсов материалов и ресурсов, в т. ч. состав бригад, проводящих исследования скважин по сбору необходимой информации и ремонт скважин. Но в условиях нынешней тенденции развития разработки нефтяных месторождений и добычи нефти в Казахстане, обеспечение необходимой информацией только путем увеличения количества бригад исследователей и ремонтников невозможно. Соответственно, требуется разработать и использовать адекватные модели и эффективные методы исследования, контроля и обеспечения надежной работы фонда скважин.

Такое положение диктует кроме традиционных методов использовать такие методы системного подхода, математического моделирования, оптимизации, формальных и неформальных системного анализа, позволяющие учитывать опыт, знания и интуиции лица, принимающего решения (ЛПР), специалистов-экспертов предметной области [4].

Вопросы разработки моделей нефтяных залежей с целью прогноза и выбора оптимальной схемы и технологии разработки нефтяных месторождений является приоритетной задачей науки и практики нефтегазовой отрасли [5–7].

Для моделирования, оптимизации процессов разработки нефтяных месторождений и анализа процессов, происходящих в продуктивных пластовых системах, необходимо использовать различные модели и средства моделирования.

С помощью математических моделей и моделирования залежей нефтяных пластов решаются важные для процессов разработки месторождений задачи [8]:

- определения контура нефтяных залежей;
- оценка и расчет запаса нефти;
- прогноз и определение эффективности разработки месторождения;
- составление проекта разработки нефтяного месторождения.

Современные достижения методов моделирования и оптимизации на основе системного подхода и средств информационных технологий позволяют эффективно и оперативно решать задачи управления процессами разработки нефтяных месторождений.

Известные методы моделирования основаны на использовании уравнения материального баланса. Например, в работе [9] описана модель, основанная на уравнении сохранения массы для нефтяного пласта. Данная модель построена при допущениях, что пласт является однородным, а свойства породы и флюида – постоянными. Кроме того, в этой модели принято допущение, что внутри системы флюид-порода параметры являются постоянными, а давление равномерно распределяется по пласту. Тогда запись модели на основе материального баланса представляется в виде:

$$N_p [B_i + B_q (R_p - R_{si})] + W_p = N \left[(B_i - B_{ii}) + \frac{B_{ii}}{1 - S_{wi}} (C_f + S_w C_w) \Delta \rho + \frac{m B_{ii}}{B_{gi}} (B_q - B_{gi}) \right] + W_c + W_i + G_i B_g. \quad (1)$$

В модели (1) приняты следующие обозначения: N и N_p – соответственно объем нефти в пласте и добытой нефти; B_i, B_g, B_{ii} и B_{gi} – соответственно коэффициенты, характеризующие пластового объема нефти, газа, начального пластового давления нефти и газа; R_p и R_{si} – общий фактор и начальное значение растворимости газа; W_p, W_e и W_i – соответственно общий объем добычи нефти, краевой воды, которая поступает в продуктивный пласт и закачанной воды; S_{wi} и S_w – начальная и текущая водонасыщенность пористой среды; C_f, S_w – сжимаемость породы и воды; $\Delta\rho$ – пластовая депрессия давления; m – отношение количества начальных значений газовой шапки и пластовой нефти; G_i – общий объем нагнетаемого газа.

Алгебраическое преобразование модели на основе материального баланса (1) позволяет оценить запасы нефти и газа, размеры газовой шапки, объемы добываемой нефти и пластовой воды.

Приведенная модель, основана на материальном балансе, не позволяет определить динамику движения флюидов в системе и учитывать изменения пластовых флюидов и породы. Эти пробелы описанной модели устраняются путем разработки и использования других моделей, например модели, основанной на резистивно-емкостной электрической сетки [10] или на системном подходе [1–3, 11]. При этом системный подход является более эффективным при решении задач комплексного управления процессами разработки месторождений и добычи нефти.

Целью данного исследования является изучение и решение проблем оптимизации и управления процессами разработки нефтяных месторождений и добычи нефти с использованием современных достижений методов математического моделирования и системного анализа.

Новизна результатов исследования заключается в системном применении формальных и неформальных методов моделирования и эффективного управления, позволяющих за счет эффекта синергизма и свойства эмерджентности эффективно решать задачи оптимизации и управления, которые не решаются традиционными методами.

Материалы и методы исследования. В качестве объекта исследования в работе рассматривается нефтяное месторождение Кенкияк с утвержденным геологическим запасам нефти по категории $V+C_1+C_2$ 122653 тыс. т, а извлекаемые запасы – 29008,8 тыс. т. На основе данных старых скважин и 3-х новых скважин определена запасы нефти в меловой и юрской системах 85086 тыс. т.

В качестве материалов исследования используются статистические данные по разработке и добыче нефти месторождения Кенкияк, результаты испытаний процессов вытеснения нефти различными реагентами, изучения сетки скважин и расстояние между скважинами, а также результаты оптимизации сетки скважин и расстояний между скважинами для вытеснения нефти паром.

При разработке моделей и оптимизации исследуемого нефтяного месторождения наряду с традиционными методами [6, 8, 10, 12] используются методы системного анализа, экспертных оценок и теорий нечетких множеств [1–4]. При этом традиционные методы моделирования и оптимизации основаны на следующих уравнениях: Дарси; сохранения массы и энергии; ограничении моли и нефтенасыщенности. Но в условиях неопределенности и дефицита исходных данных эти методы не при-

менимы, поэтому приходится использовать доступную информацию различного характера на основе методов теории вероятностей [13,14], экспертной оценки и теорий нечетких множеств [15–17].

Результаты и обсуждение. Нефти исследуемых горизонтов Ю - П(А+Б+В) и Ю - П(Г) месторождения Кенкияк относятся к высоковязким нефтям. Процессы разработки залежей высоковязкой нефти могут быть описаны теплодобывающей моделью [12], основанной на уравнения Дарси, сохранения массы (2) и энергии (3), а также на уравнении ограничения массы (4) и нефтенасыщенности (5):

$$\sum_{j=1}^{N_p} \iiint_V \frac{\partial}{\partial T} (\varphi \rho_j S_j \chi_{ij}) dV + \sum_{j=1}^3 \iint_S (\rho_j S_j \chi_{ij} v_j) ds + q_i = 0, \quad i = 1, 2, \dots, N_c, \quad (2)$$

$$\sum_{j=1}^{N_p} \iiint_V \left[\frac{\partial}{\partial T} (\varphi \rho_j S_j u_j) + (1 - \varphi) \rho_{rock} C_p (T - T_i) \right] + \iint_S (q_h + q_c) ds + Q_c + Q_h = 0, \quad i = 1, 2, \dots, N_c, \quad (3)$$

$$\sum_{i=1}^{N_c} \chi_{ij} = 1.0, \quad (4)$$

$$\sum_{i=1}^{N_p} S_j = 1.0 \quad (5)$$

В уравнениях (2) – (5) T , T_i – температуры породы и состава i ; φ – пористость породы; $\rho_j S_j \chi_{ij} v_j$ и u_j – соответственно плотность, насыщенность, количество моли состава, скорость течения и внутренняя энергия флюида j ; N_p – количество флюида; ρ_{rock} и C_p – плотность и удельная теплоемкость породы; Q_h и q_h – источник и скорость течения энтальпии; Q_c и q_c – источник и скорость течения тепла.

Приведенные модели (2) – (5) в отличие от модели (1) позволяют описать динамику движения флюидов и изменения процессов разработки нефтяных месторождений. Но на практике применение полученных на основе уравнения Дарси модели, разрабатываемые традиционными методами, часто усложняются из-за отсутствия необходимых данных, а их адекватность вызывает некоторые сомнения, т. к. принятые допущения на практике во многих случаях не выполняются.

В этой связи в данной работе предложены эффективные модели методов оптимизации процессов разработки нефтяных месторождений на основе системного подхода, позволяющие построить модели в условиях неопределенности и дефицита исходной информации, используя доступную информацию различного характера.

Применение системного подхода позволяет выявить и определить параметры работы фонда скважин, не выявляемые отдельными традиционными методами. Таким образом, системный подход обеспечивает контроль и прогноз динамики показателей всего фонда скважин промысла, нефтедобывающего управления и результаты проведенных мероприятий.

Известны методы исследования и управления сложными процессами, к ним относятся процессы разработки нефтяных месторождений. Рассмотрим эффективность применения системного подхода при исследовании и решении задач использования фонда скважин и управления им.

На основе методов системного анализа исследованы и сопоставлены показатели эффективности разработки месторождения Кенкияк после закачки пара. Для этого

сопоставлены и анализированы на основе системного подхода показатели разработки фонда скважин до и после закачки пара на опытно-промышленном участке (ОПУ) месторождения Кенкияк, приведенные в *таблице 1* [18].

Таблица 1 – Показатели разработки скважин до и после закачки пара на ОПУ

№ скв.	До закачки пара			После закачки пара				
	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность (%)	Накоп. добыча нефти, т	Накоп. добыча жидкости, т	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность (%)
6001	3	12	75	2611,9	6542,4	6,4	16,2	60
6002	0,9	2,7	67	1973,1	4895,3	4,1	10,1	60
6003	1,4	6,5	78	1061,8	7672	2,5	18,4	86
6004	1,6	4,9	67	4068,1	8149,8	9,0	18,0	50
6005	1,4	4,7	70	3262,8	7768,8	6,8	16,2	58
6006	2,5	9	72	1445,8	3222,2	3,8	8,5	55
6008	0,9	5,9	85	2777,0	5787,2	5,7	12,0	52
6013	0,3	8,6	97	3059,5	8556	7,1	19,9	64
1292	1,8	4	55	445,1	3603	1,0	8,5	88
1314	1	3,4	71	1649,2	4281	4,2	10,8	61
1316	1,2	5,3	77	1773,8	5984,6	3,7	12,4	70
1332	0,9	5,5	84	1498,5	793,8	3,1	15,3	79
1333	0,5	2,3	78	1762,7	3492,2	4,2	8,4	50
1334	0,8	4,7	83	831,5	5111,5	2,0	12,3	84
2651	1	7	86	1564,1	3553,4	3,8	8,6	56
6007	4,8	6,6	27	1030,2	3258,7	6,0	18,8	68
6009	3,6	9,5	62	1054	3057,8	5,9	17,1	66
6010	0,7	3,3	79	1730	4292,4	7,5	18,5	60
6011	0,5	1,3	62	1044,9	3006,8	4,8	13,9	65
6012	1,2	22,3	95	875	3668	4,1	17,4	76
6014	5	8,1	38	1104,8	3819,9	6,0	20,9	71
1293	4,6	5,6	18	1063	2436,8	5,0	11,5	56
1315	0,3	9,4	97	495,1	3105,6	2,5	15,6	84
1335	1,2	4,8	75	848,2	2033,6	5,0	12,0	58
1354	0,6	18,8	97	273,4	2961	1,4	15,3	91
Всего				39305	117554			
Среднее	1,4	7,4	81	1572,2	4702,2	4,6	13,8	74,9

Системный анализ средних значений, приведенных в *таблице 1*, для разработки скважин до и после закачки пара на ОПУ, показывает, что воздействие на нефтяной пласт путем закачки пара позволяет:

- увеличить дебит нефти на 3,2 т/сут или на 328,5%;
- повысить дебит жидкости на 6,4 т/сут или на 985,7%;
- уменьшить обводненность на 5,1%.

График изменения дебита нефти и жидкости до (точка 1) и после закачки пара (точка 2) представлена на *рисунке 1 а, б*.

В результате обработки и аппроксимации полученных графиков изменения дебита нефти и жидкости до и после закачки пара на нефтяной пласт месторождения Кенкияк получены следующие модели в виде полиномиальных уравнений:

$$y_1 = 0,14 + 1,5643x - 0,3857x^2 + 0,05x^3 ; \quad (6)$$

$$y_2 = 10,58 - 5,3071x + 2,4429x^2 + 0,25x^3 . \quad (7)$$

В полученных моделях (6) и (7) y_1 и y_2 изменения дебитов нефти и жидкости при воздействии на нефтяной пласт паром; x – факторы воздействия пара на дебит нефти и жидкости.

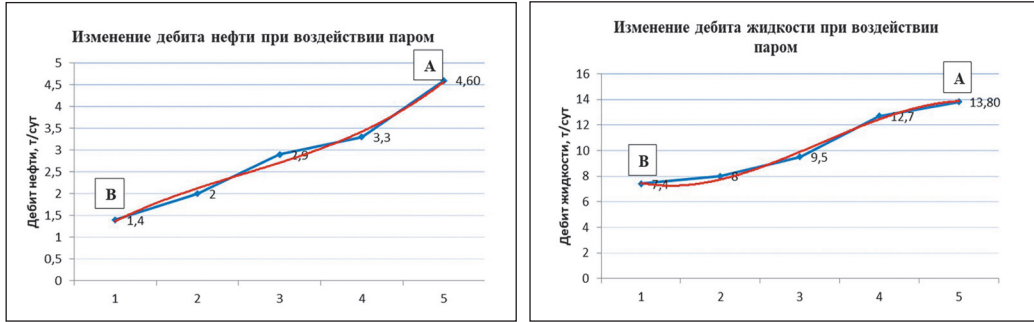


Рисунок 1 – Графики изменения дебита нефти (а) и жидкости (б) до (В) и после закачки пара (А) на опытно-промышленном участке месторождения Кенкияк

Для изучения влияния процесса вытеснения нефти различными реагентами проведены опыты на опытно-промышленном участке (ОПУ) месторождения Кенкияк. В результате этих опытов установлены, что при различной водонасыщенности, остаточная нефтенасыщенность после вытеснения нефти водой с температурой 200 °С достигает более 23 % (таблица 2).

Таблица 2 – Результаты опыта вытеснения нефти горячей водой и паром ОПУ месторождения Кенкияк

Виды вытеснения нефти	Нефтенасыщенность, %	Коэффициент вытеснения нефти, %	Остаточная нефтенасыщенность, %
Вытеснение нефти водой с $T = 200^{\circ}\text{C}$	45,4	47,5	23,8
Вытеснение нефти паром с $T = 200^{\circ}\text{C}$	66,7	87,4	8,4

По данным таблицы 2 построены графики изменения нефтенасыщенности, коэффициента вытеснения нефти и остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти различными реагентами (рисунок 2).

После аппроксимации полученных графиков изменение коэффициента вытеснения нефти, нефтенасыщенности и остаточной нефтенасыщенности на ОПУ месторождения Кенкияк получены следующие модели (8) – (10):

$$y_3 = 44,4 + 0,5371x + 1,6571x^2 ; \quad (8)$$

$$y_4 = 40,02 + 4,1957x + 0,2358x^2 ; \quad (9)$$

$$y_5 = 29,54 - 5,6029x + 0,2571x^2 , \quad (10)$$

где y_3 , y_4 и y_5 – соответственно изменение коэффициента вытеснения нефти, нефтенасыщенности и остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти различными реагентами; x – факторы воздействия реагентов на исследуемые показатели.

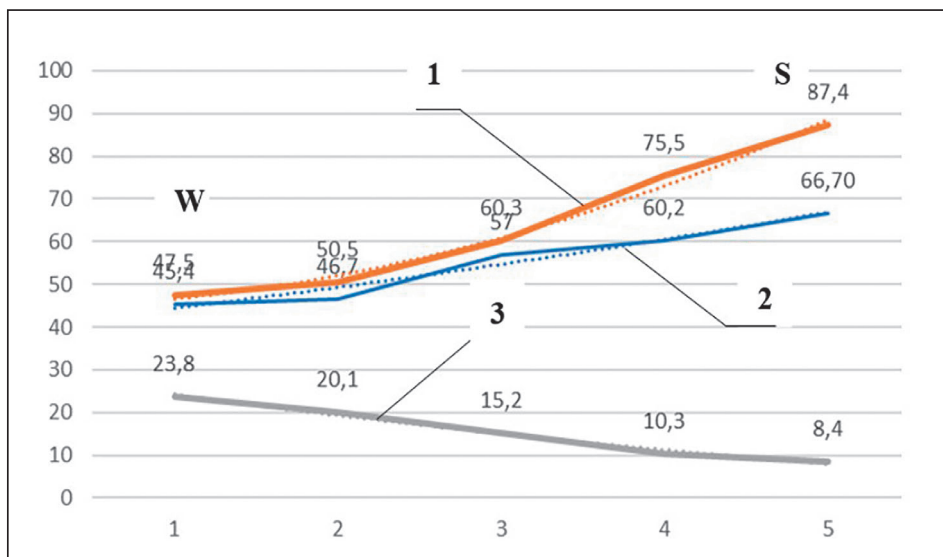


Рисунок 2 – Графики изменения коэффициента вытеснения нефти (1), нефтенасыщенности (2) и остаточной нефтенасыщенности (3) при вытеснении нефти водой (W) и паром (S)

В результате применения методов увеличения нефтеотдачи с использованием теплоносителей и системного анализа установлена эмпирическая формула, позволяющая определить оптимальную сетку скважин и расстояние между скважинами:

$$R = 100 \times \left(\frac{n \cdot q_1}{Q_s \cdot h_o \cdot F_a \cdot R_{PI}} \right)^{0.5}, \quad (11)$$

где R – расстояние n – отношение нагнетательных и добывающих скважин; q_1 и Q_s значения способности дренирования жидкости и скорости нагнетания пара удельного объема залежи фонда скважин; h_o , F_a и R_{PI} – соответственно площадь нефтяного пласта, коэффициент, характеризующий площади группы скважин и отношение нагнетания к отбору жидкости. При этом коэффициент площади группы скважин (F_a) для обращенной 7-точечной сетки скважин принимает значение 2,6, а для обращенной 9-точечной сетки скважин – 4.

Результаты оптимизации по формуле (11) сетки скважин и расстояния между скважинами для вытеснения нефти паром на исследуемых горизонтах месторождения Кенкияк представлены в таблице 3.

Как видно для среднеюрских залежей наибольшая способность дренирования достигает 25 т/сут. Если скорости нагнетания пара удельного объема нефтяного пласта составляет 1,6 м³/(сут.га.м), отношение нагнетания и отбора жидкости – 1,2, то скорость нагнетания пара обращенной 9-точечной сетки скважин приблизится к требованию (таблица 3).

В результате оптимизации определено, что для среднеюрских залежей рациональная сетка скважин представляет собой обращенную 9-точечную сетку скважин, а оптимальное расстояние между соседними добывающими скважинами для горизонта А+Б+В – 99,3 м, а для горизонта Г – 102,1 м.

Таблица 3 – Результаты оптимизации сетки скважин и расстояний между скважинами для вытеснения нефти паром для среднеюрских залежей

Горизонт	Сетка скв.	Принятие параметров						Результаты оптимизации	
		n	F_A	h_o (м)	Q_s (м ³ /сут.га.м)	R_{ri}	q_1 (м ³ /сут)	R (м)	Q_s (м ³ /сут)
А+Б+В	Обращенная 7-точечная	2	2,6	9,9	1,6	1,2	25	100,6	41,7
	Обращенная 9-точечная	3	4	9,9	1,6	1,2	25	99,3	62,5
Г	Обращенная 7-точечная	2	2,6	7,5	1,6	1,2	20	101,4	33,3
	Обращенная 9-точечная	3	4	7,5	1,6	1,2	20	102,1	50,0

Заключение и выводы. Исследованы проблемы оптимизации и управления процессами разработки нефтяных месторождений и предложены подходы к их решению на основе математических моделей и методов системного анализа.

По результатам исследования можно сделать следующие выводы:

1) Математическая модель, основанная на уравнении сохранения массы для нефтяного пласта после соответствующего преобразования, позволяет определить величину запаса нефти и газа, размеры газовой шапки, объемы добытой нефти и пластовой воды.

Но такая модель не позволяет определить динамику движения флюидов и учитывать изменения пластовых флюидов и породы. Для устранения этих недостатков модели, основанной на уравнении сохранения массы для нефтяного пласта, необходимо синтезировать модели на основе дифференциальных уравнений или на основе методов системного подхода.

2) Т.к. нефти исследуемых горизонтов Ю - П(А+Б+В) и Ю - П(Г) месторождения Кенкияк являются высоковязкими, процессы их разработки описаны теплодобывающей моделью, основанной в уравнении Дарси. Полученные модели, позволяющие учитывать динамику изменения пластовых флюидов и изменение процессов разработки нефтяных месторождений, содержит уравнение сохранения массы, энергии, а также уравнение ограничения массы и нефтенасыщенности.

Применение этих моделей на практике затрудняется в связи отсутствием необходимых данных и нарушением принятых допущений, соответственно, у них снижается адекватность. В этих случаях рекомендуется для разработки моделей и оптимизации процессов разработки нефтяных месторождений использовать формальные и неформальные методы системного подхода, позволяющие синтезировать модели в условиях неопределенности и дефицита исходной информации, используя доступную информацию различного характера.

3) На основе системного подхода исследованы и сопоставлены показатели эффективности разработки месторождения после закачки пара. Для этого проана-

лизированы на основе системного подхода показатели разработки фонда скважин до и после закачки пара на опытно-промышленном участке (ОПУ) месторождения Кенкияк.


В результате системного анализа средних значений, проведенных опытных данных разработки скважин до и после закачки пара на ОПУ, показана эффективность добычи нефти с использованием технологии закачки пара, позволяющая увеличить дебит нефти на более 300 % и уменьшить обводненность на более 5%.

Построены графики изменения дебита нефти и жидкости до и после закачки пара, описывающие процессы разработки в виде полиномиальных уравнений.

4) Для изучения влияния процесса вытеснения нефти водой и паром проведены опыты на ОПУ месторождения Кенкияк. В результате системного анализа этих опытов выявлены, что при различной водонасыщенности, остаточная нефтенасыщенность после вытеснения нефти водой с температурой 200 °С достигает более 23,8%.

По опытным данным построены графики изменения нефтенасыщенности, коэффициента вытеснения нефти и остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти водой и паром и показана эффективность использования в качестве реагента пара. В результате аппроксимации полученных графиков изменения коэффициента вытеснения нефти, нефтенасыщенности и остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти реагентами на ОПУ месторождения Кенкияк построены модели, адекватно описывающие показатели процесса разработки месторождения.

5) Используя методы увеличения нефтеотдачи с помощью теплоносителей и системного анализа, установлена эмпирическая формула, позволяющая определить оптимальную сетку скважин и расстояние между скважинами. Оптимизированы сетка скважин и расстояния между добывающими скважинами на исследуемых горизонтах А+Б+В и Г месторождения Кенкияк.

В результате оптимизации определены, что оптимальной сеткой скважин для исследуемых горизонтов является обращенная 9-точечная сетка скважин, а оптимальным расстоянием между соседними скважинами для горизонта А+Б+В – 99,3 м, а для горизонта Г – 102,1 м. 

ЛИТЕРАТУРА

1. Pavlov S.Yu., Kulov N.N., Kerimov R.M. Improvement of Chemical Engineering Processes Using Systems Analysis // Theoretical Foundations of Chemical Engineering. – 2016. – Vol. 53, №2. – P. 117–133.
2. Оразбаев Б.Б., Курмангазиева Л.Т., Коданова Ш.К. Теория и методы системного анализа. – М.: РАЕ. 2017, 248 с. [Orazbaev B.B., Kurmangazieva L.T., Kodanova SH.K. Teoriya i metody sistemnogo analiza. – М.: РАЕ. 2017, 248 s.]
3. Мирзаджанзаде И.М. Системные методы в нефтедобыче. – М.: Недра, 2019. 328 с. [Mirzadzhanzade I.M. Sistemnye metody v nefte dobyche. – М.: Nedra, 2019. 328 s.]
4. Orazbayev B.B., Kabibullin M.D., Bissembayeva K.T., Sabyrbayeva G.S., Mailybayeva A.J. Heuristic approach to fuzzy control of the reforming process in refining and geology // NEWS of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of Geology and technical sciences. – 2022. – Vol. 6, 456. – P. 156-168..
5. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических разработки месторождений углеводородов. – М.: Институт компьютерных исследований, 2002. – 40 с.

- [Kanevskaya R.D. Matematicheskoe modelirovanie gidrodinamicheskikh razrabotki mestorozhdenij uglevodorodov. – M.: Institut komp'yuternyh issledovanij, 2002. – 40 s.]
6. Aziz K. Notes for petroleum reservoir simulation. – Stanford: Stanford University, California. 2016. – 485 p.
 7. Aziz K. Ten golden rules for simulation // Petrol. Technpl. – 2018. – Vol. 41, № 11. – P. 1157–1172.
 8. Керимов В.Ю., Бахтизин Р.Н., Данцова, Салихова И.М. Моделирование месторождений и залежей нефти и газа для решения задач разведки и разработки // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2018. – №3. – С. 52–56. [Kerimov V.YU., Bahtizin R.N., Dancova, Salihova I.M. Modelirovanie mestorozhdenij i zalezhej nefti i gaza dlya resheniya zadach razvedki i razrabotki // Transport i hranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya. – 2018. – №3. – S. 52–56.]
 9. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. – М: Недра, 2018. –357 с. [Zhdanov M.A. Neftegazopromyslovaya geologiya i podschet zapasov nefti i gaza. – M: Nedra, 2018. –357 s.]
 10. Волощук Г.М. Математическое моделирование нефтяных и газовых месторождений [Voloshchuk G.M. Matematicheskoe modelirovanie neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij] https://www.studmed.ru/view/lekcija-po-odng-matematicheskoe-modelirovanie-neftyanyh-i-gazovyh-mestorozhdeniy_e6c5aad0f1e.html?page=5 (дата обращения 15.02.2023)
 11. Бадамшин Р.А., Тагирова К.Ф., Танеев А.Р. Уточненная математическая модель для оперативного управления технологическим процессом добычи нефти. - М.: Новые технологии, 2017. 189 с. [Badamshin R.A., Tagirova K.F., Taneev A.R. Utochnennaya matematicheskaya model' dlya operativnogo upravleniya tekhnologicheskim processom dobychi nefti. – M.: Novye tekhnologii, 2017. 189 s.]
 12. Айдналиева Г.З., Оразова Г.А. Особенности разработки месторождения Кенки-як и варианты переработки нефтей данного месторождения. Вестник Астраханского государственного технического университета. 2020. № 3 (44), – С. 118–132. [Aydnaliyeva G.Z., Orazova G.A. Osobennosti razrabotki mestorozhdeniya Kenkiyak i varianty pererabotki neftey dannogo mestorozhdeniya. Vestnik Astrakhanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. 2020. № 3 (44), – S. 118–132.]
 13. Zhao Zhi-Wen, Wang De-Hui. Statistical inference for generalized random coefficient autoregressive model // Mathematical and Computer Modelling. – 2012. – Vol. 56. – P. 152–166.
 14. Карманов Ф.И., Острейковский В.А. Статистические методы обработки экспериментальных данных с использованием пакета MathCad. – М.: Инфра-М, 2017. -287 с. [Karmanov F.I., Ostrejkovskij V.A. Statisticheskie metody obrabotki eksperimental'nyh dannyh s ispol'zovaniem paketa MathCad. – M.: Infra-M, 2017. – 287 s.]
 15. Гуцыкова С. Метод экспертных оценок. Теория и практика. – М.: Когито-Центр, 2017. – 509 с. [Gucykova S. Metod ekspertnyh ocenok. Teoriya i praktika. – M.: Kogito-Centr, 2017. – 509 s.]
 16. Рыжов А.П. Теория нечетких множеств и ее приложений. – М.: МГУ, 2017. – 117 с. [Ryzhov A.P. Teoriya nechetkih mnozhestv i ee prilozhenij. – M.: MGU, 2017. – 117 s.]
 17. Sarojini R.K., Palanisamy K., De Tuglie E.A. Fuzzy Logic-Based Emulated Inertia Control to a Supercapacitor System to Improv Inertia in a Low Inertia Grid with Renewables // Energies. – 2022. – N 15.P. 1-23.
 18. Бабашева М.Н., Нурбаев С.Т., Каирбеков С.Б., Мухтанов Б.М. Эффективность применения тепловых методов: действующие проекты и перспективы. Нефть и газ. 2015. №6(90). – С. 95–110. [Babasheva M.N., Nurbayev S.T., Kairbekov S.B., Mukhtanov B.M. Effektivnost' primeneniya teplovykh metodov: deystvuyushchiye proyekty i perspektivy. Neft' i gaz. 2015. №6(90). – S. 95–110]