

**Б. Б. ОРАЗБАЕВ<sup>1</sup>, И. К. ИСА<sup>1\*</sup>, Л. Т. КУРМАНГАЗИЕВА<sup>2</sup>, А. Д. МАЙЛЫБАЕВА<sup>2</sup>,  
Б. Е. УТЕНОВА<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Евразийский национальный университет им. Л.Н. Гумилева,  
Казахстан, г. Нур-Султан

<sup>2</sup>Атырауский университет имени Х. Досмухамедова, Казахстан, г. Атырау

<sup>3</sup>Атырауский университет нефти и газа им. Утебаева, Казахстан, г. Атырау  
E-mail: issa.issamar@gmail.com, batyr\_o@mail.ru;

## **ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ И МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КЕНКИЯК**

*Исследованы и построены геологическая и математическая модели нефтяной залежи надсолевого месторождения Кенкияк. Предложено 6 типов геологических моделей и на основе этих моделей разработаны математические модели нефтяной залежи. Геологические модели построены на основе результатов исследований с учетом требований регулирования разработки месторождения Кенкияк, геологической характеристики месторождения и темпа эксплуатации. Математическая модель составлена на основе основных уравнений Дарси и включает уравнения сохранения массы и энергии, уравнения ограничения массы и нефтенасыщенности. Изучены вопросы моделирования и определения относительной проницаемости на конечной точке, приведены результаты определения параметров относительной проницаемости разных пластов при обычной и высокой температуре. Рассмотрены результаты идентификации параметров математических моделей.*

**Ключевые слова:** геологическая модель, математическая модель, нефтяная залежь, надсолевое месторождение Кенкияк, теплодобывающая модель, нефтенасыщенность.

**1. Введение.** В настоящее время вопросы разработки моделей нефтяной залежи на месторождениях для проведения прогноза путем моделирования и определения оптимальной схемы и технологии разработки нефтяных месторождений являются весьма актуальной задачей нефтяной науки и экономики [1 – 4]. При моделировании процессов разработки нефтяных месторождений для анализа процессов, происходящих в продуктивных пластовых системах, применяют все различные модели, концепции и средства математического моделирования. В узком смысле термин «моделирование нефтяных залежей, пластов» означает только моделирование гидродинамики потоков в пласте. В широком смысле данный термин характеризует моделирование полного процесса нефтедобычи и связанную с этим деятельность человека [5].

Математическое моделирование нефтяных залежей позволяет решать следующие важные задачи для разработки нефтяных месторождений [6]:

– оконтуривания нефтяной залежи;

---

\* E-mail корреспондирующего автора: issa.issamar@gmail.com

- оценки запасов нефти;
- геолого-экономической оценки нефтяных месторождений;
- создание проектов разведки и разработки месторождений.

Математическая модель нестационарного течения всех фаз жидкостей и газов в пластовой среде, как правило, описывается дифференциальными уравнениями в частных производных. Для проведения процесса моделирования разрабатываются алгоритмы, которые позволяют решать эти уравнения. Таким образом, в конечном счете, модель – это пакет программ, которые реализуются на компьютерах. Составной частью математической модели нефтяной залежи являются: пластовая система; дифференциальные уравнения в частных производных и вспомогательные уравнения; численные схемы решения уравнения; алгоритмы решения, т.е. моделирования, реализованные в виде программ.

Развитие методов моделирования нефтяных месторождений происходило параллельно с развитием вычислительной техники. В принципе и раньше математические методы использовались при изучении механики нефтяного пласта, процесса нефтедобычи и выбора способа эффективной разработки месторождений. В настоящее время современные математические методы и средства информационных технологий являются эффективным и перспективным подходом к решению сложных производственных задач, в т.ч. задач разработки нефтяных месторождений.

Выявленные на практике недостатки старых методов моделирования были устранены в новых методах моделирования. Некоторые из старых методов и в настоящее время используются на практике, так как они достаточно просты и дают достоверные результаты. В качестве примера можно отметить метод, использующий уравнения материального баланса. Еще в прошлом веке Шильтуисом получено уравнение сохранения массы для продуктивного пласта [7]. При составлении данного уравнения пласт рассматривался как однородный с постоянными свойствами породы и флюида. В уравнение материального баланса учитываются все массы флюида, втекающего и вытекающего за данный период времени. В этой модели считается, что внутри системы порода – флюид не происходит изменений параметров ни в одном направлении. Также считается, что насыщенности и давления распределены равномерно по пласту, и любые изменения давлений мгновенно передаются всем его точкам.

Таким образом, данную модель, полученную на основе уравнения материального баланса, можно записать с помощью следующего выражения:

$$N_p [B_t + B_g (R_p - R_{si})] + W_p = N \left[ (B_t - B_{ti}) + \frac{B_{ti}}{1 - S_{wi}} \times \right. \\ \left. \times (C_f + S_w C_w) \Delta p + \frac{m B_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi}) \right] + W_e + W_i + G_i B_g.$$

где  $N_p$  – количество добытой нефти;  $B_t$  – коэффициент пластового объема нефти с растворенным газом;  $B_g$  – коэффициент пластового объема газа;  $R_p$  – суммарный газовый фактор;  $R_{si}$  – начальная растворимость газа;  $W_p$  – суммарная добыча воды;  $N$  – количество нефти, первоначально заключенной в пласте;  $B_{ti}$  – коэффициент пластового

объема нефти при начальном пластовом давлении;  $S_{wi}$  – начальная водонасыщенность пористой среды;  $C_f$  – сжимаемость породы;  $S_w$  – текущая водонасыщенность пористой среды;  $C_w$  – сжимаемость воды;  $\Delta p$  – депрессия давления в пласте;  $m$  – отношение объема начальной газовой шапки к начальному объему нефти в пласте;  $B_{gi}$  – коэффициент пластового объема газа при начальном пластовом давлении;  $W_e$  – суммарный объем поступающей в продуктивный пласт краевой воды;  $W_i$  – количество закачанной воды;  $G_i$  – суммарное количество нагнетаемого газа.

Путем алгебраических преобразований с помощью приведенного уравнения материального баланса (1) можно определить следующие параметры: запасы нефти; количество втекающей в пласт воды; размеры газовой шапки и запасы газа, а также добычу нефти. Но модель на основе материального баланса не учитывает изменения свойств флюидов и породы в пласте, а также в этой модели не рассматриваются динамические эффекты движения флюидов внутри системы. Для устранения этих недостатков были предложены другие методы и модели, например, метод, основанный на использовании резистивно-емкостных электрических сеток [7].

Целью данной работы является проведение исследования по разработке геологической и математической моделей для моделирования нефтяной залежи месторождения Кенкияк. На основе анализа опытно-промышленной разработки, длительного изучения геологического строения и исследований, выполненных в области технологии паротеплового воздействия на пласт в 1983г. составлена уточненная технологическая схема разработки месторождения с применением теплоносителей. В этой технологической схеме предложенный проектный фонд скважин всего 1830 ед., в т.ч. 1422 добывающих, 408 нагнетательных, максимальная проектная годовая добыча нефти 1400 тыс. тонн, жидкости 3913 тыс.тонн, проектная закачка воды 4128 тыс. тонн, закачка пара 4018 тыс. тонн, темп отбора нефти от геологических запасов 1,6% (от извлекаемых запасов 5,3%), конечный коэффициент извлечения нефти (КИН) 40,9% (по данным 2018г.)

**2. Постановка задачи и методы исследования.** Для эффективного решения задач моделирования залежей нефтяных месторождений необходимо применить компьютерные технологии и методы разработки моделей. В этой связи на основе систематизированной и обработанной геологической информации и с учетом гидродинамики нефтяных пластов, а также методов построения математических моделей необходимо разработать геологическую и математическую модели нефтяной залежи месторождения Кенкияк.

Для исследования и построения геологической и математической моделей с целью моделирования нефтяной залежи месторождения Кенкияк используются методы системного анализа [8], методы геологической разведки, определения запаса нефти [9, 10], методы прогнозирования и математической статистики [11, 12], а также методы разработки математических моделей нефтяных залежей [4 – 7, 13].

**3. Результаты исследования – геологическая и математическая модель для моделирования нефтяной залежи месторождения Кенкияк.**

**3.1 Построение геологической модели.** На основе результатов исследований и с учётом требований регулирования разработки месторождения Кенкияк, геологической характеристики, темпа эксплуатации составлено 6 моделей типичных геологических элементов [14, 15].

I модель и II модель: модель квадратной и косой девятиточечной группы скважин барремского яруса. Группа скважин состоит из проектных и старых скважин. На площади квадратная девятиточечная модель состоит из системы сеток  $21 \times 21$ , косая девятиточечная модель – из системы сеток  $29 \times 17$  [14], в разрезе квадратная и косая девятиточечная модели состоят в среднем из 3 слоев, средняя толщина нефтяного пласта – 12,6 м (таблица 1).

III модель: модель группы скважин среднеюрского отдела на северном крыле. Горизонты А+Б+В на северном крыле эксплуатируются естественной энергией с применением системы сеток  $25 \times 25$ , в разрезе выделяются 14 слоев, средняя толщина нефтяного пласта – 15 м.

IV модель: 4 модели группы скважин среднеюрского отдела опытно-промышленного участка на южном крыле. Горизонты А+Б+В и Ю-I. На южном крыле эксплуатируются естественной энергией с применением системы сеток  $35 \times 45$  (рисунков 4), в разрезе выделены 11 слоев, средняя толщина нефтяного пласта для горизонтов А+Б+В составляет 27 м, для горизонта Ю-I – 13 м.

V модель: модель группы скважин западной части опытно-промышленного участка на южном крыле. Горизонт Ю-II(Г) эксплуатируется паром с применением системы сеток  $53 \times 19$ . В разрезе выделено 8 слоев, средняя толщина для нефтяного пласта Г составляет 17,1 м, для горизонтов А+Б+В – 5,65 м.

VI модель: модель горизонтальной скважины для неразрабатываемого горизонта Ю-I и горизонта Ю-II с низкой степенью выработки и хорошей сообщаемостью, которые эксплуатируются с применением системы сеток  $23 \times 11$ . В разрезе выделены 3 слоя, средняя толщина горизонта Ю-I составляет 12 м, горизонтов А+Б+В – 15 м.

Таблица 1 – Основное положение моделированных элементов

| Мо-<br>дель | Количество<br>(скв) |                      | Количество сеток,<br>шт. |    |    |       | Длина<br>шага<br>сетка, м |    | Моде-<br>лиро-<br>ван-<br>ный<br>пласт | Модель   | Аппарат   |
|-------------|---------------------|----------------------|--------------------------|----|----|-------|---------------------------|----|--|--|-----------|
|             | Нефт.               | На-<br>гнет.<br>пара | X                        | Y  | Z  | Всего | X                         | Y  |  |  |           |
| 1           | 2                   | 3                    | 4                        | 5  | 6  | 7     | 8                         | 9  | 10                                     | 11   | 12        |
| I           | 9                   | 1                    | 21                       | 21 | 3  | 1323  | 10                        | 10 | $K_1$ br                               | Теплодо-<br>бывающая<br>модель                                   | THERM     |
| II          | 9                   | 1                    | 29                       | 17 | 3  | 1479  | 10                        | 10 | $K_1$ br                               | Теплодо-<br>бывающая<br>модель                                   | THERM     |
| III         | 9                   | 1                    | 25                       | 25 | 14 | 8750  | 10                        | 10 | Ю-I-<br>Ю-III                          | Нефтяная<br>чёрная<br>модель и<br>теплодобы-<br>вающая<br>модель | VIP,THERM |

Окончание таблицы 1

| 1  | 2  | 3 | 4  | 5  | 6  | 7     | 8   | 9    | 10        | 11  | 12         |
|----|----|---|----|----|----|-------|-----|------|-----------|---|------------|
| IV | 26 | 4 | 35 | 45 | 11 | 17325 | 8.8 | 9.13 | Ю-I-Ю-III | Нефтяная чёрная модель и теплодобывающая модель | VIP, THERM |
| V  | 15 | 3 | 53 | 19 | 8  | 7208  | 10  | 10   | Ю-II      | Теплодобывающая модель                          | THERM      |
| VI | 3  | 2 | 23 | 11 | 3  | 759   | 10  | 10   | Ю-I       | Теплодобывающая модель                          | THERM      |

**3.2 Построение математической модели.** Для проведения численного моделирования с учётом тектоники залежи, расположения дизъюнктивного нарушения, расположения нефти и воды, пористости, проницаемости и нефтенасыщенности нефтяного пласта, петрофизических свойств коллектора, характеристики кривых вытеснения нефти и характера вертикального течения флюида по стволу скважины необходимо создать математическую модель залежи.

Закономерность течения флюида можно сформулировать уравнениями движения, положения и постоянства масс. Определив расположение скважин и режим работы скважины, можно подсчитать динамику продолжительности разработки нагнетательных и добывающих скважин и залежи с применением «численного моделирования залежи». В результате проведенных исследований по залежи проведен мониторинг динамики работы скважин, оптимизирован проект разработки и улучшена научность решения при помощи метода численного моделирования залежи.

На месторождении Кенкияк нефти горизонтов Ю-II(A+B+V), Ю-II(Г) и K<sub>1br</sub> являются высоковязкими. Вследствие того, что с момента ввода горизонтов Ю-II(A+B+V) в эксплуатацию применена естественная энергия во многих районах, проведено согласование с применением модели «чёрной нефти», прогнозирование эксплуатации нагнетанием пара с помощью теплодобывающей модели. Для горизонтов Ю-II(Г) на теплодобывающем участке южного крыла и K<sub>1br</sub> проведено моделирование с применением теплодобывающей модели.

Целые процессы разработки разных залежей высоковязкой нефти строго описаны теплодобывающей моделью, которая состоит из основных уравнений на базе уравнения Дарси, уравнения сохранения массы, уравнения сохранения энергии, уравнения ограничения массы и уравнение ограничения нефтенасыщенности.

1) Уравнение сохранения массы

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

где  $\phi$  – пористость породы;  $\rho_j$  – плотность флюида;  $S_j$  – насыщенность флюида;  $v_j$  – скорость течения флюида;  $\chi_{ij}$  – количество моли состава флюида;  $N_p$  – количество флюида.

2) Закон сохранения энергии

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

где  $u_j$  – внутренняя энергия флюида  $j$ ;  $\rho_{rock}$  – плотность породы;  $C_p$  – удельная теплоемкость породы;  $T$  – температура породы;  $T_i$  – температура состава  $i$ ;  $q_h$  – скорость течения энтальпии;  $q_c$  – скорость течения тепла;  $Q_c$  – источник тепла;  $Q_h$  – источник энтальпии.

3) Уравнения ограничения моли

$$\sum_{i=1}^{N_c} \chi_{ij} = 1.0 \quad (3)$$

4) Уравнения ограничения нефтенасыщенности.

$$\sum_{i=1}^{N_p} S_j = 1.0 \quad (4)$$

Уравнения трёхмерной и трёхфазной чёрной нефтяной модели для описания залежи нефти следующие:

$$\nabla \bullet \left[ \frac{\lambda_o}{B_o} (\nabla p_o - \rho_o g \nabla D) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_o}{B_o} \right) \quad (5)$$

$$\nabla \bullet \left[ \frac{\lambda_w}{B_w} (\nabla p_w - \rho_w g \nabla D) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_w}{B_w} \right) \quad (6)$$

$$\nabla \bullet \left[ \frac{\lambda_g}{B_g} (\nabla p_g - \rho_g g \nabla D) + \frac{\lambda_o R_s}{B_o} (\nabla p_o - \rho_o g \nabla D) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \left( \frac{S_o R_s}{B_o} + \frac{S_g}{B_g} \right) \right] \quad (7)$$

**Моделирование и определение относительной проницаемости на конечной точке.** По данным анализа загерметизированных образцов керна из скважины №6009 по относительной проницаемости при обычной и высокой температуре, вычислены нефтеводная относительная проницаемость и нефтегазовая относительная проницаемость с применением следующих соответствующих формул (модели):

$$K_{rw} = K_{rwo(T)} \left( \frac{S_w - S_{wi(T)}}{1 - S_{wi} - S_{orw(T)}} \right) n_{wp} \quad (8)$$

$$K_{rgw} = K_{rocc(T)} \left( \frac{1 - S_{orw(T)} - S_w}{1 - S_{orw(T)} - S_{wc(T)}} \right) n_{ow} \quad (9)$$

$$K_{rog} = K_{rocw(T)} \left( \frac{1 - S_{wc(T)} - S_{org} - S_g}{1 - S_{wc(T)} - S_{wi(T)}} \right) n_{og} \quad (10)$$

Изучив полученные данные, построена кривая нефтеводной относительной проницаемости, определены насыщенность связанной воды, насыщенность остаточной нефти, величины конечных точек водной и нефтяной фаз (таблица 3).

**Таблица 3** – Параметры относительной проницаемости разных пластов при обычной и высокой температуре

| Горизонт | Температура, °C | $S_{wi}$ (f) | $S_{or}$ (f) | $K_{rw}(S_{or})$ (f) | $K_{ro}(S_{wi})$ (f) |
|----------|-----------------|--------------|--------------|----------------------|----------------------|
| $K_1 br$ | 20              | 0,261        | 0,23         | 0,1703               | 1,0                  |
|          | 200             | 0,42         | 0,2          | 0,33                 | 1,0                  |
| Ю-I      | 20              | 0,40         | 0,28         | 0,068                | 1,0                  |
|          | 200             | 0,571        | 0,169        | 0,43                 | 1,0                  |
| А+Б+В    | 20              | 0,284        | 0,29         | 0,0762               | 1,0                  |
|          | 200             | 0,39         | 0,262        | 0,32                 | 1,0                  |
| Г        | 20              | 0,32         | 0,23         | 0,1163               | 1,0                  |
|          | 200             | 0,42         | 0,2          | 0,33                 | 1,0                  |

**Идентификация параметров математических моделей.** Для уточнения надёжности геологической модели и точности принятых параметров и обеспечения достоверности результатов моделирования проведены идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки с геологической моделью с применением численных моделированных пакетов залежи. Моделирована история разработки с 2005 г. до октября 2015 г. и полученные результаты показывают, что принятые геологическая модель и её параметры подходящие.

Изучены поля остаточной нефтенасыщенности и фактического давления численным моделированием, результаты моделирования показывают:

Горизонты А+Б+В среднеюрского отдела на опытно-промышленном участке эксплуатируются 30 лет, в значительной части участка, площадь которого занимает 90%, остаточная нефтенасыщенность больше 60%, по сравнению с начальной нефтенасыщенностью снизилась на 10%. Отсюда видно, что степень выработки нефтяного пласта низкая. Горизонты А+Б+В эксплуатированы с применением нагнетания пара, остаточная нефтенасыщенность площади составляет 30%, это значит, что нагнетание пара в пласт может эффективно повысить степень выработки нефтяного пласта.

Горизонт Г среднеюрского отдела на западной части южного крыла длительное время эксплуатирован паром по рядам скважин, на октябрь 2010 г. степень выработки достиг порядка 35%, остаточная нефтенасыщенность – около 45%, из этого следует, что нагнетание пара является эффективным методом повышения нефтеотдачи данной залежи.

Изучение поля давления показывает, что при эксплуатации на естественной энергии, фактическое давление пласта около 1,8 МПа, т.е. снижение составляет 1 МПа от начального давления.

**4. Обсуждение результатов.** С целью оценки надёжности предложенных типов геологических моделей и точности принятых параметров, которые обеспечивают

адекватность моделей и достоверность результатов моделирования проведена идентификация параметров математических моделей. Для этого использованы данные истории разработки с геологической моделью залежи с применением программного комплекса Petrel. Полученные результаты подтверждают адекватность моделей, правильность параметров моделей и достоверность результатов моделирования.

Так как при вводе горизонтов Ю-II(A+B+V) Кенкиякского месторождения в эксплуатацию в основном применена естественная энергия, проведено согласование с применением модели «чёрной нефти», прогнозирование эксплуатации нагнетанием пара с помощью теплодобывающей модели. Установлено, что процессы разработки разных залежей высоковязкой нефти часто строго описываются теплодобывающей моделью, состоящей из основных уравнений на базе уравнения Дарси, уравнения сохранения массы, уравнения сохранения энергии, уравнения ограничения массы и уравнение ограничения нефтенасыщенности. На основе этих уравнений построена математическая модель (1) – (10), адекватно описывающая исследуемые участки нефтяной залежи месторождения Кенкияк.

**5. Заключение.** В работе проведено исследование по разработке геологической и математической моделей нефтяной залежи надсолевого месторождения Кенкияк. Составлены и описаны 6 типов геологических моделей и на основе этих моделей разработаны математические модели нефтяной залежи, на основе основных уравнений Дарси, уравнения сохранения массы, уравнения сохранения энергии, уравнения ограничения массы и уравнение ограничения нефтенасыщенности.

Получены следующие основные результаты:

– построены геологические модели нефтяной залежи месторождения Кенкияк. На основе результатов исследований и учитывая требования регулирования разработки месторождения Кенкияк, геологической характеристики, темпа эксплуатации, составлены 6 моделей типичных геологических элементов;

– построена математическая модель для моделирования процессов нефтяной залежи месторождения Кенкияк. Предложенная модель составлена на основе уравнения сохранения массы, закона сохранения энергии, уравнения ограничения массы и нефтенасыщенности;

– описан подход к моделированию и определению относительной проницаемости на конечной точке;

– проведена идентификация параметров математических моделей.

## ЛИТЕРАТУРА

1 Лысенко В.Д. Оптимизация разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 2-изд. 2015. – 317 с. [Lysenko V.D. Optimizaciya razrabotki neftyanyh mestorojdenii. – М.: Nedra, 2-izd. 2015. – 317 с.]

2 Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических разработки месторождений углеводородов. –М: Институт компьютерных исследований, 2002. –40 с. [Kanevskaya R.D. Matematicheskoe modelirovanie gidrodinamicheskikh razrabotki mestorojdenii uglevodorodov. – М: Institut komp'yuternyh issledovaniy, 2002. –40 s.]

3 Aziz K. Notes for petroleum reservoir simulation. –Stanford: Stanfor University, California. 2016. –485 pp.



- 4 Aziz K. Ten golden rules for simulation // *J. Petrol. Technol*, 2018. –V.41, № 11. – P. 1157–1172.
- 5 Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра, 2018. – 408 с.
- 6 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.
- 7 Волощук Г.М. Математическое моделирование нефтяных и газовых месторождений. [https://www.studmed.ru/view/lekciya-po-odng-matematicheskoe-modelirovanie-neftyanyh-i-gazovyh-mestorozhdeniy\\_e6c5aad0f1e.html?page=5](https://www.studmed.ru/view/lekciya-po-odng-matematicheskoe-modelirovanie-neftyanyh-i-gazovyh-mestorozhdeniy_e6c5aad0f1e.html?page=5) (дата обращения 20.09.2020)
- 8 Pavlov S.Yu., Kulov N.N., Kerimov R.M. Improvement of Chemical Engineering Processes Using Systems Analysis // *Theoretical Foundations of Chemical Engineering*. –2016. –V. 53. – № 2. – P. 117–133.
- 9 Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. – М.: Недра, 2-изд. 2018. – 357 с.
- 10 Бурцев М.И. Геолого-геофизические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа: –М.: ИЦ РГУ нефти и газа, 2011. – 263 с.
- 11 Солодовников, А.С. Методы прогнозирования и исследования операций: Учебное пособие. - М.: Финансы и статистика, 2012. – 480 с.
- 12 Ивченко, Г.И. Ю.И. Медведев. Математическая статистика – М.: КД Либроком, 2019. – 352 с. 13 Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учеб. для вузов; М.: Недра - Москва, 2011. – 365 с.
- 14 Проект разработки надсолевых залежах месторождения Кенкияк. Отчет. Синьцзянский нефтегазовый научно-исследовательский институт СУАР КНР, ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз» РК. 2003. –215 с.
- 15 Айдналиева Г.З. Анализ и подготовка геолого-промысловой основы для проектирования разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк. Отчет ОАО НИПИ “Каспиймунайгаз”, Атырау, 2017. – 187 с.

## REFERENCES

- 1 Lysenko V.D. Optimizaciya razrabotki neftyanyh mestorojdenii. – М.: Nedra, 2-izd. 2015. – 317 с.
- 2 Kanevskaya R.D. Matematicheskoe modelirovanie gidrodinamicheskikh razrabotki mestorojdenii uglevodorodov. – М.: Institut komp'yuternyh issledovaniy, 2002. –40 s.
- 3 Aziz K. Notes for petroleum reservoir simulation. –Stanford: Stanfor University, California. 2016. –485 pp.
- 4 Aziz K. Ten golden rules for simulation // *J. Petrol. Technol*, 2018. –V.41, № 11. – P. 1157–1172.
- 5 Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра, 2018. – 408 с.
- 6 Kerimov V.YU., Bahtizin R.N., Dancova, Salihova I.M. Modelirovanie mestorojdenii i zalejei nefiti i gaza dlya resheniya zadach razvedki i razrabotki // *Transport i hranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya*. 2018. №3, – S. 52–56.
- 7 Voloschuk G.M. Matematicheskoe modelirovanie neftyanyh i gazovyh mestorojdenii. [https://www.studmed.ru/view/lekciya-po-odng-matematicheskoe-modelirovanie-neftyanyh-i-gazovyh-mestorozhdeniy\\_e6c5aad0f1e.html?page=5](https://www.studmed.ru/view/lekciya-po-odng-matematicheskoe-modelirovanie-neftyanyh-i-gazovyh-mestorozhdeniy_e6c5aad0f1e.html?page=5) (data obraschenie 20.09.2020)
- 8 Pavlov S.Yu., Kulov N.N., Kerimov R.M. Improvement of Chemical Engineering Processes Using Systems Analysis // *Theoretical Foundations of Chemical Engineering*. –2016. –V. 53. – № 2. – P. 117–133.

9 Jdanov M.A. Neftegazopromyslovaya geologiya i podschet zapasov nefiti i gaza. – M.: Nedra, 2-izd. 2018. – 357 s.

10 Burcev M.I. Geologo-geofizicheskie metody poiskov i razvedki mestorojdenii nefiti i gaza: – M.: IC RGU nefiti i gaza, 2011. – 263 s.

11 Solodovnikov, A.S. Metody prognozirovaniya i issledovaniya operacii: Uchebnoe posobie. - M.: Finansy i statistika, 2012. – 480 c.

12 Ivchenko, G.I. YU.I. Medvedev. Matematicheskaya statistika – M.: KD Librokom, 2019. – 352 c.

13 Jeltov, YU.P. Razrabotka neftyanyh mestorojdenii: Ucheb. dlya vuzov; M.: Nedra – Moskva, 2011. – 365 c.

14 Proekt razrabotki nadsoleyh zalezah mestorojdeniya Kenkiyak. Otchet. Sin'czyanskii neftegazovyi nauchno-issledovatel'skii institut SUAR KNR, OAO NIPI «Kaspiimunaigaz» RK. 2003. –215 s.

15 Aidnalieva G.Z. Analiz i podgotovka geologo-promyslovoi osnovy dlya proektirovaniya razrabotki nadsoleyh zalezehi mestorojdeniya Kenkiyak. Otchet OAO NIPI “Kaspiimunaigaz”, Atyrau, 2017. –187 s.

**Б. Б. ОРАЗБАЕВ<sup>1</sup>, И. ИСА<sup>1</sup>, Л.Т. ҚҰРМАНҒАЗИЕВА<sup>2</sup>, А.Д. МАЙЛЫБАЕВА<sup>2</sup>,  
Б. Е. УТЕНОВА<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Л. Н. Гумилев атындағы Еуразия ұлттық университеті,  
Нұрсұлтан қ., Қазақстан,

<sup>2</sup>Х. Досмұхамедов атындағы Атырау университеті,  
Атырау қ., Қазақстан,

<sup>3</sup>Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті,  
Атырау қ., Қазақстан

## **КЕНКИЯК КЕН ОРНЫ МҰНАЙ ҚОЙНАУЫН МОДЕЛЬДЕУ ҮШІН ГЕОЛОГИЯЛЫҚ ЖӘНЕ МАТЕМАТИКАЛЫҚ МОДЕЛЬДЕРДІ ҚҰРУ**

Тұз үсті Кеңқияқ кен орнының мұнай кен орындарының геологиялық және математикалық модельдері зерттеліп, тұрғызылған. Геологиялық модельдердің 6 түрі ұсынылып, осы модельдер негізінде мұнай кен орындарының математикалық модельдері әзірленген. Геологиялық модельдер Кеңқияқ кен орнын игеру игеруді реттеу талаптарын, кен орнының геологиялық сипаттамаларын және эксплуатациялау темпін ескере отырып, зерттеу нәтижелері негізінде құрылады. Математикалық модель Дарсидің негізгі теңдеулеріне негізделген және оның құрамына масса мен энергияны сақтау теңдеулер, масса мен мұнайға қанығуды шектейтін теңдеулер енеді. Соңғы нүктеде салыстырмалы өткізгіштікті модельдеу және анықтау мәселелері зерттеледі, қалыпты және жоғары температурада әртүрлі түзілімдердің салыстырмалы өткізгіштігінің параметрлерін анықтау нәтижелері келтірілген. Математикалық модельдердің параметрлерін идентификациялау нәтижелері қарастырылды.

**Түйін сөздер:** геологиялық модель, математикалық модель, мұнай қабаты, тұз үсті Кеңқияқ кен орны, жылуөндіру моделі, мұнайға қаныққандық.

**B. ORAZBAYEV<sup>1</sup>, I. ISSA<sup>1</sup>, L. KURMANGAZIEVA<sup>2</sup>, A. MAYLYBAEVA<sup>2</sup>,  
Б. UTENOVA<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>L.N. Gumilyov Eurasian National University, Astana, Kazakhstan

<sup>2</sup>H.Dosmukhamedov Atyrau University, Atyrau, Kazakhstan

<sup>3</sup>Utebayev Atyrau University of Oil and Gas, Atyrau, Kazakhstan

## **CONSTRUCTION OF GEOLOGICAL AND MATHEMATICAL MODELS FOR MODELING THE OIL POOL OF THE KENKIYAK DEPOSIT**

*Geological and mathematical models of the oil reservoir of the post-salt Kenkiyak field have been investigated and built. 6 types of geological models have been proposed, and on the basis of these models, mathematical models of oil deposits have been developed. Geological models are built on the basis of research results, taking into account the requirements of regulating the development of the Kenkiyak field, the geological characteristics of the field and the rate of operation. The mathematical model is based on the basic Darcy equations and includes equations for conservation of mass and energy, equations for limiting mass and oil saturation. The issues of modeling and determination of the relative permeability at the end point are studied, the results of determining the parameters of the relative permeability of different formations at normal and high temperatures are presented. The results of identification of parameters of mathematical models are considered.*

**Key words:** geological model, mathematical model, oil reservoir, post-salt Kenkiyak field, heat production model, oil saturation.