

DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-6-51-59  
УДК 622.276.6

А.П. Чижов, В.Е. Андреев, А.В. Чибисов, Р.Я. Нугаев, Е.Р. Ефимов  
(ГАНУ «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан», г. Уфа, Российская Федерация)

## ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОСТАТОЧНЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БАШКОРТОСТАНА

Aleksandr P. Chizhov, Vadim Ye. Andreev, Aleksandr V. Chibisov, Rais Ya. Nugaev, Evgeniy R. Efimov (Institute of Strategic Researches of Republic of Bashkortostan, State Autonomous Scientific Department, Ufa, Russian Federation)

### PREDICTING OF GAS INJECTION ON REMAINING RESERVES AT OIL FIELDS OF BASHKORTOSTAN

#### Введение

Опыт применения газовых методов увеличения нефтеотдачи как в России, так и за рубежом говорит об их высокой технологической и экономической эффективности. В статье сделан первый шаг к обоснованию применения газовых методов в условиях эксплуатационных объектов Башкортостана.

#### Цели и задачи:

- выполнение прогноза результатов газового воздействия на трудноизвлекаемые и остаточные запасы нефти месторождений Республики Башкортостан;
- создание и адаптация математических моделей нефтевытеснения для условий продуктивных объектов Башкортостана;
- проведение прогноза увеличения выработки остаточных запасов нефти месторождений республики.

#### Методы

На основе моделирования процессов фильтрации многокомпонентных смесей, трехмерной постановки задачи и сложных граничных условий объектов полигонов рассчитана полнота выработки остаточных запасов.

#### Background

The experience of using gas methods to increase oil recovery, both in Russia and abroad, proves their high technological and economic efficiency. The article takes the first step towards substantiating the use of gas methods in conditions of operational facilities in Bashkortostan.

#### Aims and Objectives

- fulfillment of the forecast of gas impact results on hard-to-recover and residual oil reserves of the Republic of Bashkortostan oil fields;
- creation and adaptation of mathematical models of oil displacement for the conditions of productive objects of Bashkortostan;
- forecasting an increase in the production of residual oil reserves in the republic's fields.

#### Methods

On the basis of modeling the processes of filtering multicomponent mixtures, the three-dimensional formulation of the problem and the complex boundary conditions of polygon objects, the completeness of generation of residual stocks has been calculated.

### Результаты

Выполнена адаптация математической модели газового воздействия на трудноизвлекаемые и остаточные запасы нефти с учётом геолого-промысловых условий применения воздействия, позволившая сократить объёмы вычислений.

Приведены результаты математического моделирования процесса вытеснения нефти из пористой среды пород-коллекторов месторождений Республики Башкортостан за счет применения газового воздействия.

### Results

An adaptation of the mathematical model of gas exposure to hard-to-recover and residual oil reserves, taking into account the geological and field conditions for the application of the impact, made it possible to reduce the volume of calculations.

The results of mathematical modeling of the process of displacing oil from the porous medium of reservoir rocks of the fields of the Republic of Bashkortostan through the use of gas exposure are presented.

---

---

**Ключевые слова:** коллектор, пористая среда, пласт, пластовая смесь, фильтрация, газовая фаза, многокомпонентная смесь, диоксид углерода, газовое воздействие

**Key words:** reservoir, porous medium, formation, reservoir mixture, filtration, gas phase, multicomponent mixture, carbon dioxide, gas effect

---

---

Процессы вытеснения нефти из пористой среды газом, оторочками растворителя и газа, водогазовой смесью, оторочками диоксида углерода (CO<sub>2</sub>) и воды сопровождаются сложными явлениями. Фазы движутся с разными скоростями. Состав пластовой смеси в зоне совместной фильтрации изменяется. Между фазами происходит перераспределение компонентов смеси. Это приводит к изменению составов, следовательно, физико-химических свойств фаз, а в определенных условиях - к фазовым превращениям (возникновению, развитию или исчезновению отдельных фаз). Такой процесс описывается теорией фильтрации многокомпонентных смесей [1, 2].

Для расчета процесса трехфазной фильтрации часто используется так называемая несимметричная модель Маскета-Мереса, в которой нефтяная фаза представлена двумя компонентами: газовым (летучая часть нефти) и нефтяным (нелетучая часть) [3-6]. Данная модель в нашем случае непригодна. Она основана на предположении о неизменности давления насыщения и соответственно постоянстве зависимостей объемных

коэффициентов, вязкостей фаз и растворимости газа в нефти от давления.

При решении задач разработки с применением методов газового воздействия на пласт использование модели Маскета-Мереса приводит к существенным ошибкам [7].

Наиболее полно рассматриваемый процесс описывают композиционные модели [8-10], но они используются, как правило, для решения одномерных задач.

Для описания частных случаев исследуемого процесса исполняются симметричные модели трехфазной фильтрации трехкомпонентных смесей, являющихся обобщением модели Маскета-Мереса на случай с временным значением давления насыщения [9]. В нашем случае модели для расчетов не пригодны по ряду причин: они имеют ограниченную размерность; в них не учитывается нерегулярность распределений геолого-физических параметров, пренебрегается также гравитационной сегрегацией фаз и, самое важное, нефть представляется только двумя псевдокомпонентами: высоколетучим (газ) и нелетучим (товарная нефть).

В настоящей работе предлагается общая *трехмерная модель трехфазной фильтрации четырехкомпонентных смесей*, которая, в свою очередь, является частным случаем композиционной модели.

Модель позволяет учесть *сложные геолого-физические, физико-химические параметры и технологию воздействия на пласт*:

- неоднородность пластов по проницаемости, пористости, толщине насыщенности пластовыми флюидами;
- термобарические пластовые условия, глубину залегания и общую толщину залежи;
- наличие в пласте полностью или частично изолированных пропластков;
- область краевой и подошвенной воды;
- наличие газовой шапки;
- упругие свойства пластовых жидкостей, газа и пористой среды;
- трехмерную трехфазную фильтрацию многокомпонентной смеси с фазовыми превращениями и изменениями физико-химических свойств этих фаз;
- нестационарное нагнетание воды или газа, или водогазовой смеси с произвольной долей газа в смеси;
- нестационарный отбор жидкости и газа;
- различные технологии нагнетания оторочек газа, растворителей, CO<sub>2</sub> и воды.

*Гидродинамическую модель фильтрации* многокомпонентных смесей можно условно разделить на две части. Первая из них основана на законах материального баланса и движения отдельных фаз, вторая - на законах фазового поведения смеси. Уравнения сохранения и фазовых равновесий дополняются начальными и граничными условиями, отражающими исходное состояние пластовой системы и технологию воздействия на нее в процессе разработки.

Примем следующие допущения. Пусть фильтрация происходит в изотермических условиях, а фазовые равновесия в каждом выбранном элементе (ячейке) области фильтрации наступают мгновенно. Считаем, что скорость движения отдельных фаз подчиняется обобщенному закону Дарси, а число совместно фильтрующихся фаз может быть

от 1 до 3. Пренебрегаем диффузионными и капиллярными силами.

Рассмотрим *трехмерное течение в неоднородном пласте*.

Выберем декартову систему координат. Пусть  $x, y$  - горизонтальные,  $z$  - вертикальная координаты, совпадающая с направлением вектора ускорения свободного падения  $g$ . Неоднородность пласта по толщине учтем заданием распределения абсолютной проницаемости  $k = k(x, y, z)$ , пористости  $m = m(x, y, z)$ , непроницаемых границ внутри области фильтрации (если они имеются), начальных распределений давления, насыщенностей и составов фаз.

Сложную смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов (пластовую нефть) представим в виде смеси трех псевдокомпонентов:

$k = 1$  - высоколетучий псевдокомпонент (метан, азот);

$k = 2$  - летучий ШФЛУ, конденсат, CO<sub>2</sub>;

$k = 3$  - малолетучий (собственно товарная нефть, высококипящие углеводороды).

Считаем, что 2-й псевдокомпонент может содержаться в нефтяной и газовой, 1-й - во всех трех, 2-й (вода) - только в водной фазе.

С учетом принятых допущений и обозначений, исходя из общей теории фильтрации многокомпонентных смесей [5], рассматриваемый процесс можно представить в виде следующей системы уравнений:

$$\nabla \left[ \sum_{\alpha=1}^3 K K_{\alpha} \mu_{\alpha}^{-1} c_{k\alpha} \rho_{\alpha} (\nabla P + \rho_{\alpha} g \nabla z) \right] + \sum_{j=1}^1 \sum_{\alpha=1}^3 q_{k\alpha} \rho_{\alpha} c_{k\alpha} \delta(\vec{r} - \vec{r}_{c_j}) = \frac{\partial}{\partial t} m U c_k, \quad (1)$$

$$k = 1, 2, 3, \quad x \in [0, L], \quad y \in [0, B], \quad z \in [0, H]$$

$$\sum_{k=1}^1 C = 1, \quad (2)$$

где  $K_{\alpha}$  - относительная проницаемость фазы  $\alpha$ ;

$\mu_{\alpha}$  - вязкость фазы  $\alpha$ ;

$C_{\alpha k}$  - массовая доля  $k$ -го компонента в фазе  $\alpha$ ;

$P$  - давление;

$\rho_{\alpha}$  - плотность фазы  $\alpha$ ;

$q_\alpha$  - плотность источника (стока) фазы  $\alpha$ ;  
 $\sigma$  - дельта-функция Дирака;  
 $r_{cj}$  - координаты  $j$ -го источника (стока)  
 ( $j$  - число источников);

$C_k$  - массовая доля  $k$ -го компонента в смеси;

$L, B, H$  - характерные длина, ширина и толщина элемента пласта;

$k$  - индекс компонента,  $k = 1, 2, 3$  - псевдокомпоненты нефтегазовой части смеси,  $k = 4$  - вода;

$\alpha$  - индекс фазы,  $\alpha = 1, 2, 3$  - газовая, нефтяная и водная фазы соответственно.

Коэффициенты уравнения (1)  $k_\alpha, \mu_\alpha, \rho_\alpha, c_{k\alpha}$  являются функциями давления, составов и насыщенностей фаз, которые из решения уравнений фазовых равновесий однозначно определяются, как будет показано ниже, заданием давления и состава смеси. Следовательно, для величин справедливы соотношения:

$$\begin{aligned} k_\alpha &= k_\alpha(P, C_1, C_2, C_3), \\ \mu_\alpha &= \mu_\alpha(P, C_1, C_2, C_3), \\ \rho_\alpha &= \rho_\alpha(P, C_1, C_2, C_3), \\ c_{k\alpha} &= c_{k\alpha}(P, C_1, C_2, C_3), \\ U &= \sum_{\alpha=1}^3 \rho_\alpha S_\alpha = U(P, C_1, C_2, C_3), \\ \alpha &= 1, 2, 3; \quad k = \overline{1,4} \end{aligned} \quad (3)$$

где  $S_\alpha$  - насыщенность пористой среды фазой  $\alpha$ , причем

$$\sum_{\alpha=1}^3 S_\alpha = 1. \quad (4)$$

Таким образом, система уравнений (1)-(2) с учетом соотношений (3) формально является полной относительно независимых переменных  $P$  и  $C_k$  ( $k = \overline{1,4}$ ).

Формальность заключается в том, что прямое получение парциальных характеристик (3) возможно лишь в некоторых исключительных случаях (например при фильтрации однофазной жидкости, при поршневом вытеснении одной жидкости другой).

В общем случае для построения зависимостей (3) необходимо иметь систему уравнений, связывающих давление и состав

смеси с составом и объемными долями фаз. Таким свойством обладает система уравнений, описывающая фазовые равновесия.

Термодинамическим условием равновесия многофазной смеси при плоских поверхностях раздела и при отсутствии внешнего воздействия является минимум свободной энергии Гиббса. Это означает механическое (равенство давлений в фазах), термическое (равенство температур) и химическое (равенство химических потенциалов или летучестей каждого компонента в фазах) равновесия [2]. При принятых выше предположениях два первых условия выполнены, а третье можно записать в эквивалентной форме:

$$\begin{aligned} x_{k1} &= k_{12} x_{k12}, \quad k = 1, 2, \\ x_{12} &= \alpha_{123} x_{13}, \end{aligned} \quad (5)$$

где  $x_{k\alpha}$  - мольная доля  $k$ -го компонента в фазе  $\alpha$ ;

$\alpha_{k\alpha\beta}$  - коэффициент распределения (константа равновесия)  $k$ -го компонента между фазами  $\alpha$  и  $\beta$ .

Использование соотношений (5) удобно в том случае, если величины  $\alpha_{k\alpha\beta}$  могут быть определены экспериментально или расчетным путем (например с помощью методик, основанных на использовании принципа соответственных состояний [2] или уравнений состояния [1]). Отметим, что вычисление характеристик фазовых равновесий на основе соотношений (5) примерно на два порядка сокращает объем вычислений в сравнении с уравнениями состояния. Систему (5) следует дополнить следующими ограничительными соотношениями:

$$\sum_{k=1}^3 x_{k2} = 1, \quad x_{13} + x_{33} = 1, \quad (6)$$

$$\sum_{\alpha=1}^3 L_\alpha = 1, \quad Z_k = \sum_{\alpha=1}^3 x_{k\alpha} L_\alpha, \quad k = 1, 2, 3, \quad (7)$$

где  $L_\alpha$  - молярная доля фазы  $\alpha$  в смеси;

$Z_k$  - молярная доля компонента  $k$  в смеси.

Молярные и массовые доли связаны следующими соотношениями:

$$Z_k = \frac{C_k}{M_k} \left( \sum_{I=1}^4 \frac{C_I}{M_I} \right), \quad (8)$$

$$c_{k\alpha} = x_{k\alpha} M_k / \left( \sum_{I=1}^4 x_{I\alpha} M_{I\alpha} \right), \quad (9)$$

где  $M_k$  - молекулярная масса компонента  $k$ .

Таким образом, по заданным значениям давления и массового состава смеси сначала из соотношения (8) вычисляются молярные доли компонентов в смеси. Затем с помощью заданной двойной фазовой диаграммы с использованием соотношений (5)-(7) рассчитываются мольные доли и составы фаз. И, наконец, из соотношений (9) вычисляются массовые доли компонентов в фазах.

Плотности и вязкости фаз рассчитываются либо с использованием известных зависимостей [2], либо непосредственно по экспериментальным данным. В последнем случае экспериментальные данные могут быть приближенно представлены в следующем виде.

*Плотности фаз:*

$$\begin{aligned} \rho_1 &= \rho_{10} \frac{P}{P_{ст}} \frac{T_{ст}}{T} \frac{1}{ZZ(P, C_{11})}, \\ \rho_2 &= \begin{cases} \rho_{20} 3^{-B_2(P-P_{ст})}, & \text{при } P \leq P_{нас}^* \\ \rho_2(P_{нас}^*) + \beta_2(P - P_{нас}^*), & \text{при } P > P_{нас}^* \end{cases} \quad (10) \\ \rho_3 &= \rho_{30} [1 + \beta_3(P - P_{ст})], \end{aligned}$$

где  $\rho_{\alpha 0}$  - плотность фазы  $\alpha$  при стандартных условиях;

$P_{ст}$ ,  $T_{ст}$  - стандартные давление и температура,  $P_{ст} = 0,1013$  МПа;  $T_{ст} = 288,06$  К;

$T$  - пластовая температура, К;

$ZZ$  - коэффициент сверхсжимаемости газа;

$B_2$ ,  $\beta_2$ ,  $\beta_3$  - экспериментально определяемые коэффициенты, МПа<sup>-1</sup>;

$P_{нас}$  - текущее давление насыщения, функция состава смеси (определяется по бинарной фазовой диаграмме).

*Вязкости фаз:*

$$\begin{aligned} \mu_1 &= \mu_{10} (P - P_{ст}^{A_1}), \\ \mu_2 &= \begin{cases} \mu_{20} e^{-A_2(P-P_{ст})}, & \text{при } P \leq P_{нас}^* \\ \mu_2(P_{нас}^*) + A_3(P - P_{нас}^*), & \text{при } P > P_{нас}^* \end{cases} \quad (11) \\ \mu_3 &= \mu_{30}, \end{aligned}$$

где  $\mu_{\alpha 0}$  - вязкость фазы  $\alpha$  при стандартных условиях;

$A_1$ ,  $A_2$ ,  $A_3$  - экспериментально определяемые коэффициенты, МПа<sup>-1</sup>.

Массовая плотность связана с мольной ( $\rho_{\alpha}^*$ ) соотношением:

$$\rho_{\alpha}^* = \rho_{\alpha} / M_{\alpha}, \quad (12)$$

где  $M_{\alpha}$  - молекулярная масса фазы  $\alpha$ , которая может быть вычислена по известному правилу Кея:

$$M_{\alpha} = \sum_{k=1}^3 x_{k\alpha} M_k, \quad (13)$$

где  $M_k$  - молекулярная масса компонента  $k$ .

Объемные доли (насыщенности) фаз вычисляются из соотношения:

$$S_{\alpha} = \frac{L_{\alpha}}{\rho_{\alpha}^*} / \sum_{\beta=1}^3 \frac{L_{\beta}}{\rho_{\beta}^*}, \quad \alpha = 1, 2, 3. \quad (14)$$

Для решения задачи фильтрации жидкостей и газа в ограниченном объеме пласта необходимо задать начальные и граничные условия.

В качестве начальных условий целесообразно задать распределение давления, составов и насыщенностей фаз:

$$\begin{aligned} P(x, y, z, 0) &= P^0(x, y, 0) + \int_0^H \left( \sum_{\alpha=1}^3 \rho_{\alpha} S_{\alpha} \right) g dz, \\ c_{k\alpha}(x, y, z, 0) &= c_{k\alpha}^0(x, y, z, 0), \quad (15) \\ S_{\alpha}(x, y, z, 0) &= S_{\alpha}^0(x, y, z, 0), \\ x \in [0, L], \quad y \in [0, B], \quad z \in [0, H] \end{aligned}$$

где  $P^0$  - начальное давление на реперной поверхности.

Граничные условия определяются, как правило, условиями непроницаемости кровли и подошвы нефтяного пласта.

Боковые поверхности пласта могут быть изолированными (сброс, выклинивание) или могут сообщаться с законтурным водным бассейном. Свойством условной изолированности боковых поверхностей обладает так называемый симметричный элемент пласта,

для которого характерно равенство нулю градиента давления на границе с соседними элементами (перетоки между элементами отсутствуют). Условие непроницаемости поверхностей является граничным условием 2-го рода, его можно записать в следующем виде:

$$q_{\alpha}^* = \frac{K K_{\alpha}}{\mu_{\alpha}} \frac{\partial P}{\partial n} \Big|_{\Gamma} = 0, \quad \alpha = 1, 2, 3, \quad (16)$$

где  $q_{\alpha}^*$  - поток фазы  $\alpha$  через некоторую поверхность  $\Gamma$ .

На контакте нефтяного пласта с активной законтурной водоносной областью выполняется условие, описываемое граничным условием 3-го рода:

$$-a \frac{\partial P}{\partial n} \Big|_{\Gamma-0} = b(<P > -P) \Big|_{\Gamma-0}, \quad (17)$$

где  $a$  - коэффициент подвижности;

$b$  - коэффициент фильтрации;

$<P >$  - среднее давление в активной законтурной области.

Граничные условия на скважине могут быть 1-го рода (задано давление) и 2-го рода (задан дебит).

В 1-м случае, воспользовавшись известной формулой Дюпюи, можно записать

$$q_{\alpha}^* = \frac{2\pi h K_{\alpha} \chi}{\mu_{\alpha}} \frac{p(r_{\alpha}, t) - p(r_c, t)}{\ln(r_{\alpha}/r_{\pi})}, \quad \alpha = 1, 2, 3, \quad (18)$$

где  $\chi$  - доля участия скважины в выбранном элементе пласта;

$r_{\alpha}$  - радиус прискважинной области (ячейки) [8, 9];

$r_c, r_{\pi}$  - радиусы скважины (абсолютный и приведенный соответственно).

Во втором случае дебиты фаз можно приближенно вычислить по формуле:

$$q_{\alpha}^* = q^* \frac{K_{\alpha}}{\mu_{\alpha}} \Big/ \left( \sum_{\beta=1}^3 \frac{K_{\beta}}{\mu_{\beta}} \right), \quad \alpha = 1, 2, 3, \quad (19)$$

где  $q^*$  - суммарный дебит (приемистость) скважины.

Плотность источника (стока), входящая в уравнение (1), равна отношению дебита (приемистости) к объему выделенной прискважинной области:

$$q_{\alpha} = \frac{q_{\alpha}^*}{\pi(r_{\alpha}^2 - r_c^2)H}. \quad (20)$$

Нелинейность дифференциальных уравнений в частных производных 2-го порядка, описывающих фильтрацию многокомпонентных смесей, трехмерная постановка задачи и сложные граничные условия определяют возможность решения задачи только численными методами. Одним из наиболее эффективных является в данном случае метод конечных разностей [9].

Для решения поставленной задачи построена конечно-разностная схема, отличающаяся от известных [3, 9] следующими особенностями. Полностью консервативная конечно-разностная схема сквозного счета, аппроксимирующая уравнения фильтрации, принадлежит типу «неявное давление - явная насыщенность». Расчет по ней производится на основе эффективного метода итераций Ньютона не только по давлению, но и по составу смеси. Кроме того, используются принцип минимальной производной для аппроксимации коэффициентов подвижности, тройная фазовая диаграмма для расчета парциальных характеристик фазовых равновесий и блок автоматического выбора шага интегрирования по времени. Все это существенно улучшает экономичность численной модели.

Для прогнозирования технологической эффективности разработки залежей нефти с терригенными, карбонатными (рифовыми) коллекторами рассмотрены методы воздействия углеводородным и углекислым газом на вытеснение трудноизвлекаемых и остаточных запасов нефти.

Теоретические исследования по определению оптимальных параметров технологии воздействия углеводородным газом выполнены на двух моделях пластов  $D_I$  и  $D_{II}$  Туймазинского месторождения – с учётом и без учёта вертикальных перетоков пластовых флюидов.

Результаты исследований после соответствующего обобщения оказались следующие:

- суммарный расход газа 27-51 % порового объема продуктивного пласта;
- удельная технологическая эффективность 0,31 т нефти на 1 тыс. м<sup>3</sup> газа;
- прирост КИН – 5,8-6,1 пункта.

Исследованиями по вытеснению остаточной нефти рифовых продуктивных объектов Введенского месторождения установлено, что максимальное значение коэффициента вытеснения достигнет 0,92 д.ед. при восстановлении пластового давления до начальных значений 13 МПа путём нагнетания углеводородного газа, что в значительной степени восстановит первоначальные физико-химические свойства нефти; нагнетание оторочки ШФЛУ объёмом 5,1 % порового объема; скорость вытеснения не должна превышать критическую скорость разделения фаз.

Численное моделирование процесса вытеснения нефти показало, что при нагне-

тании в пласт сухого газа воздействием агента охвачен практически весь объект.

До остаточной нефтенасыщенности вырабатываются центральная и средняя части объекта, а периферийная – только частично. Расчеты показали, что технологическая эффективность достигнет 2,1 т/т; увеличение КИН составит 9,5-10,1 пункта.

#### Вывод

Определение оптимальных параметров технологии нагнетания CO<sub>2</sub> + воды и расчёт технологических показателей разработки на терригенных коллекторах пластов D<sub>КН</sub>, D<sub>I</sub>, D<sub>II</sub>, D<sub>IV</sub> Сергеевского месторождения при обычном (базовом) заводнении и с применением метода выполнен с помощью предложенной численной модели. В результате расчетов установлено, что соотношение объемов оторочек CO<sub>2</sub> и воды в среднем должно быть 1 : 1,23; суммарный расход CO<sub>2</sub> – 14 % порового объема продуктивного пласта. Применение предлагаемого метода позволит увеличить КИН на 8,3-9,7 пункта, удельная эффективность составит 0,51 т/т.

#### Список литературы

1. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 606 с.
2. Фильтрация газированной жидкости и других многокомпонентных смесей в нефтяных пластах / М.Д. Розенберг, С.А. Кундин, А.К. Курбанов и др. М.: Недра, 1969. 453 с.
3. Пташко О.А., Андреев В.Е., Чибисов А.В., Чижов А.П. Разработка комплексного ПАВ для процессов нефтедобычи // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сб. науч. тр. Уфа, 2014. С. 235-238.
4. Шакиров Х.Г. Двухмерная численная модель процесса трехфазной фильтрации газожидкостных систем // Роль молодежи в повышении эффективности добычи нефти: тез. докл. и сообщ. на творческую конф. молодых ученых и специалистов. Уфа, 1979. С. 19-20.
5. Королев А.В., Шалимов Б.В., Швидлер М.И. О некоторых разностных схемах для численного решения задачи Баклея-Левверетта // Численные методы решения задач фильтрации многофазной несжимаемой жидкости. Новосибирск: ВЦ СО АН СССР, 1975. С. 137-154.
6. Кац Р.М. Об одном разностном методе решения уравнений многофазной фильтрации

#### References

1. Masket M. *Fizicheskie osnovy tekhnologii dobychi nefi* [Physical Basis of Oil Production Technology]. Moscow-Izhevsk, Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2004. 606 p. [in Russian].
2. Rozenberg M.D., Kundin S.A., Kurbanov A.K. e.a. *Fil'tratsiya gazirovannoi zhidkosti i drugikh mnogokomponentnykh smesei v nefyanykh plastakh* [Filtration of Carbonated Fluid and Other Multicomponent Mixtures in Oil Reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1969. 453 p. [in Russian].
3. Ptashko O.A., Andreev V.E., Chibisov A.V., Chizhov A.P. *Razrabotka kompleksnogo PAV dlya protsessov neftedobychi* [Development of Complex Surfactants for Oil Production Processes]. *Sbornik nauchnykh trudov «Neftegazovye tekhnologii i novye materialy. Problemy i resheniya»* [Collection of Scientific Works «Oil and Gas Technologies and New Materials. Problems and Solutions»]. Ufa, 2014, pp. 235-238. [in Russian].
4. Shakirov Kh.G. *Dvukhmernaya chislennaya model' protsessa trekhfaznoi fil'tratsii gazozhidkostnykh sistem* [Two-Dimensional Numerical Model of the Process of Three-Phase Filtration of Gas-Liquid Systems]. *Tezisy dokladov i soobshchenii na tvorcheskuyu konferentsiyu molodykh uchenykh i spetsialistov «Rol' molodezhi v povyshenii effektivnosti dobychi nefi»* [Abstracts and Reports to

Маскета-Мереса // Тр. ВНИИнефть. 1982. Вып. 79. С. 42-51.

7. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем: Пер. с англ. М.: Недра, 1982. 407 с.

8. Леви Б.И., Шакиров Х.Г. Численное моделирование фильтрации многокомпонентных смесей // Механика жидкости и газа. 1985. № 4. С. 101-110.

9. Иванов Д.В., Чижов А.П., Кагарманова Е.В. Воздействие на остаточные запасы карбонатных коллекторов мелких месторождений // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. Вып. 4 (98). С. 26-33.

10. Чудинова Д.Ю. Обоснование выделения различных категорий остаточных запасов нефти и технологий их выработки (на примере группы пластов БС сортымской свиты): дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Уфа, 2018. 134 с.

the Creative Conference of Young Scientists and Specialists «The Role of Youth in Improving the Efficiency of Oil Production»]. Ufa, 1979, pp. 19-20. [in Russian].

5. Korolev A.V., Shalimov B.V., Shvidler M.I. O nekotorykh raznostnykh skhemakh dlya chislennogo resheniya zadachi Bakleya-Leveretta [On Some Difference Schemes for the Numerical Solution of the Bakley-Leverett Problem]. *Chislennyye metody resheniya zadach fil'tratsii mnogofaznoi neszhimaemoy zhidkosti* [Numerical Methods for Solving Filtration Problems of a Multiphase Incompressible Fluid]. Novosibirsk, VTs SO AN SSSR, 1975, pp. 137-154. [in Russian].

6. Kats P.M. Ob odnom raznostnom metode resheniya uravnenii mnogofaznoi fil'tratsii Masketa-Merese [On a Difference Method for Solving the Musket-Merez Multiphase Filtration Equations]. *Tr. VNIIneft' - Scientific Works of VNIIneft*, 1982, Issue 79, pp. 42-51. [in Russian].

7. Aziz Kh., Settari E. *Matematicheskoe modelirovanie plastovykh sistem: Per. s angl.* [Mathematical modeling of reservoir systems: Trans. from English]. Moscow, Nedra Publ., 1982. 407 p. [in Russian].

8. Levi B.I., Shakirov Kh.G. Chislennoe modelirovanie fil'tratsii mnogokomponentnykh smesei [Numerical Modeling of Multicomponent Mixtures Filtration]. *Mekhanika zhidkosti i gaza - Mechanics of Liquids and Gases*, 1985, No. 4, pp. 101-110. [in Russian].

9. Ivanov D.V., Chizhov A.P., Kagarmanova E.V. Vozdeistvie na ostatochnye zapasy karbonatnykh kollektorov melkikh mestorozhdenii [Impact on Residual Reserves of Carbonate Reservoirs of Small Deposits]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefii i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2014, Issue 4 (98), pp. 26-33. [in Russian].

10. Chudinova D.Yu. *Obosnovanie vydeleniya razlichnykh kategorii ostatochnykh zasposov nefii i tekhnologii ikh vyrabotki (na primere gruppy plastov BS sortymskoi svity): diss. ... kand. geol.-mineral. nauk* [Justification of the Allocation of Various Categories of Residual Oil Reserves and Technologies of Their Development (on the Example of BS Reservoirs Group of the Sortymskaya Suite): Cand. Geol.-Mineral. Sci. Diss.]. Ufa, 2018. 134 p. [in Russian].

#### Авторы

• Чижов Александр Петрович, канд. техн. наук, доцент

Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан»  
Ведущий научный сотрудник  
Российская Федерация, 450075, Республика Башкортостан, г. Уфа, пр. Октября, 129/3  
тел. (347) 235-78-32  
e-mail: 4ap@list.ru

#### The Authors

• Chizhov Aleksandr P., Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor  
Institute of Strategic Researches of the Republic of Bashkortostan, State Autonomous Scientific Department  
Leading Researcher  
129/3, October ave., Ufa, 450075,  
Russian Federation  
tel: (347) 235-78-32  
e-mail: 4ap@list.ru



• Андреев Вадим Евгеньевич, д-р техн. наук, профессор  
Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан»  
Руководитель Центра нефтегазовых технологий и новых материалов  
Российская Федерация, 450075, г. Уфа, пр. Октября, 129/3  
тел. (347) 235-77-19  
e-mail: ufanegr@anrb.ru

• Andreev Vadim Ye., Doctor of Engineering Sciences, Professor  
Institute of Strategic Researches of the Republic of Bashkortostan, State Autonomous Scientific Department  
Head of the Center for Oil and Gas Technologies and New Materials  
129/3, October ave., Ufa, 450075, Russian Federation  
tel: (347) 235-77-19  
e-mail: ufanegr@anrb.ru

• Чибисов Александр Вячеславович, канд. техн. наук  
Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан»  
Старший научный сотрудник  
Российская Федерация, 450075, г. Уфа, пр. Октября, 129/3  
тел. (347) 235-78-32  
e-mail: z077@mail.ru

• Chibisov Aleksandr V., Candidate of Engineering Sciences  
Institute of Strategic Researches of the Republic of Bashkortostan, State Autonomous Scientific Department  
Senior Researcher  
129/3, October ave., Ufa, 450075, Russian Federation  
tel: (347) 235-78-32  
e-mail: z077@mail.ru

• Нугаев Раис Янфурович, д-р техн. наук, профессор  
Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан»  
Главный научный сотрудник  
Российская Федерация, 450075, г. Уфа, пр. Октября, 129/3  
тел. (347) 235-77-19  
e-mail: intnm@yandex.ru

• Nugaev Rais Ya., Doctor of Engineering Sciences, Professor  
Institute of Strategic Researches of the Republic of Bashkortostan, State Autonomous Scientific Department  
Chief Researcher  
129/3, October ave., Ufa, 450075, Russian Federation  
tel: (347) 235-77-19  
e-mail: intnm@yandex.ru

• Ефимов Евгений Романович  
Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан»  
Младший научный сотрудник  
Российская Федерация, 450075, г. Уфа, пр. Октября, 129/3  
тел. (347) 235-78-32  
e-mail: intnm@yandex.ru

• Efimov Evgeniy R.  
Institute of Strategic Researches of the Republic of Bashkortostan, State Autonomous Scientific Department  
Junior Researcher  
129/3, October ave., Ufa, 450075, Russian Federation  
tel: (347) 235-78-32  
e-mail: intnm@yandex.ru