

УДК 004.942:504.054:556.3

## МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕАБИЛИТАЦИИ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ ОТ ЛИНЗ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Айдар Илфирович Нурисламов<sup>1✉</sup>, Александр Владиленович Расторгуев<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; friclox@gmail.com✉

<sup>2</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; alvr9@mail.ru

**Аннотация.** Представлен усовершенствованный алгоритм для моделирования динамики линз нефтепродуктов, основанный на уравнениях плановой фильтрации. Программный код Oilfem 2, реализующий алгоритм, дополнен генератором неортогональных сеток, возможностью создания геофильтрационных моделей или их импорта, учтена зависимость между расходом откачки линзы нефтепродуктов и ее мощностью. Усовершенствованный программный код был применен на тестовой задаче по устранению нефтяного загрязнения, представляющего собой круглую линзу нефтепродуктов. Полученное решение сравнивалось с аналитическим, полученным с помощью программы LDRM. Результаты работы показали хорошее соответствие решений по двум критериям — изменению дебита откачки нефтепродуктов и изменению объема свободных нефтепродуктов во времени.

**Ключевые слова:** многофазная фильтрация, LNAPL, нефтепродукты, загрязнение, программное обеспечение, подземные воды

**Для цитирования:** Нурисламов А.И., Расторгуев А.В. Моделирование реабилитации водоносных горизонтов от линз нефтепродуктов // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2022. № 2. С. 68–77.

## MODELING THE REMEDIATION OF AQUIFERS FROM THE LENSES OF PETROLEUM PRODUCTS

Aydar I. Nurislamov<sup>1✉</sup>, Aleksandr V. Rastorguev<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; friclox@gmail.com✉

<sup>2</sup> Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; alvr9@mail.ru

**Abstract.** An improved algorithm for modeling the dynamics of petroleum product lenses based on the planned filtration equations is presented. The program code «Oilfem 2», which implements the algorithm, is supplemented with a generator of non-orthogonal grids, the ability to create groundwater models or import them, the dependence between the pumping rate of the lens of petroleum products and its thickness is taken into account. The improved program code was applied on a test task to eliminate oil pollution, which is a round lens of petroleum products. The results of this work showed a good correspondence between the two solutions according to two criteria: the change in the flow rate of pumping oil products and the change in the volume of free oil products over time.

**Keywords:** multi-phase flow, LNAPL, petroleum products, pollution, software, groundwater

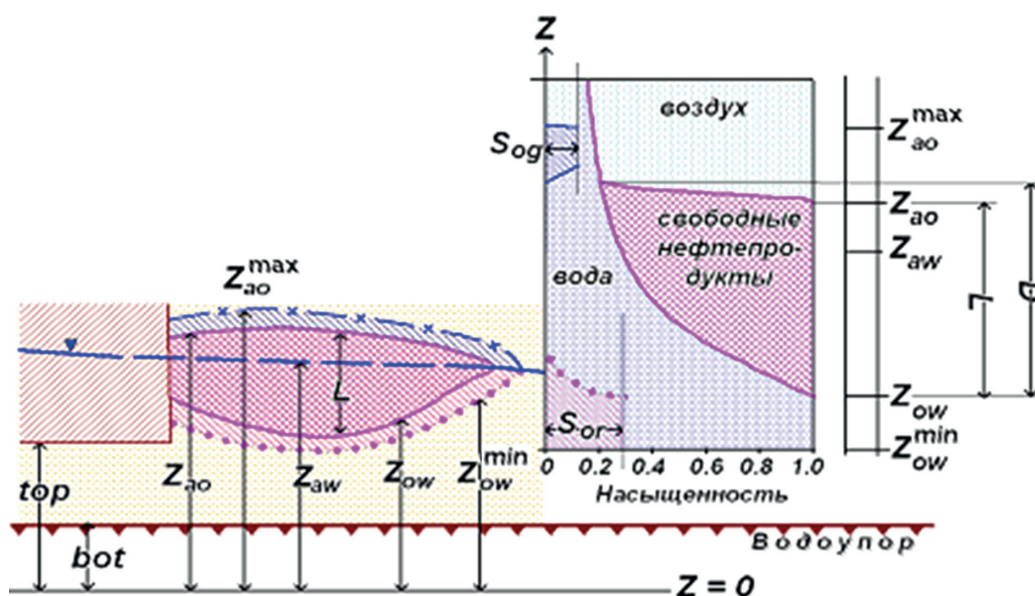
**For citation:** Nurislamov A.I., Rastorguev A.V. Modeling the remediation of aquifers from the lenses of petroleum products. *Moscow University Geol. Bull.* 2022; 2: 68–77 (In Russ).

**Введение.** В России загрязнение нефтепродуктами приобрело катастрофический характер — более 10% добываемой нефти теряется при добыче, транспортировке, переработке и хранении. Легкие нерасстворимые углеводороды (LNAPL, light nonaqueous phase liquids) образуют пленки или линзы нефтепродуктов на поверхности грунтовых вод за счет того, что их плотность меньше плотности воды. Наличие линзы нефтепродуктов даже небольшой мощности приводит к возникновению участков, в пределах которых может генерироваться взрывоопасная концентрация газообразных углеводородов или их концентрация, что требует принятия мер по обеспечению безопасности. Кроме того, загрязненные

нефтепродуктами подземные воды представляют опасность для водозаборных скважин и поверхностных водотоков.

В таких случаях необходимо проведение рекультивационных работ на участках, загрязненных нефтепродуктами. При работах по рекультивации важно оценить загрязненность участка, а также осуществлять прогноз и контроль динамики движения линзы нефтепродуктов, т.е. возникает проблема оценки извлечения максимально возможного объема загрязняющего вещества. Существование предела извлечения LNAPL связано с тем, что удаление LNAPL приводит к проникновению воды в поровое пространство. По мере того как происходит

Рис. 1. Схема фильтрации подземных вод и нефтепродуктов в напорно-безнапорных условиях:  $z_{ao}$  — уровень нефтепродуктов,  $z_{ow}$  — граница раздела воды и нефтепродуктов,  $z_{aw}$  — напор подземных вод,  $D$  — фактическая мощность линзы нефтепродуктов в пласте,  $L$  — мощность линзы нефтепродуктов,  $S_{og}$  — остаточная насыщенность нефтепродуктов в ненасыщенной зоне,  $S_{or}$  — остаточная насыщенность нефтепродуктов в насыщенной зоне



это проникновение, пути потока LNAPL становятся все меньше и извилистее, уменьшая способность пористой среды проводить LNAPL. В конце концов остается такое количество LNAPL (защемленных), при котором отсутствует непрерывная сеть порового пространства для извлечения LNAPL.

Оценка загрязненности участка и его рекультивации возможна при использовании аналитического и численного моделирования. Примеры аналитических моделей — такие программы, как API LNAPL Distribution and Recovery Model (LDRM) [Charbeneau, 2007] и API Interactive LNAPL Guide [Beckett et al., 2002], примеры численных моделей — зарубежное программное обеспечение MAGNAS3 [«MAGNAS3...», 1992], MARS [«Draper Aden...», 2007], MOFAT [Katyal et al., 1991]. Все вышеперечисленные программы на сегодняшний день не поддерживаются.

Существуют три основные группы моделей миграции LNAPL: плановые модели с резкой границей раздела между фазами без учета капиллярных явлений; плановые модели с учетом капиллярных явлений; модели трехмерной многофазной фильтрации. Согласно модели «резких границ», как только LNAPL достигают уровня грунтовых вод, из-за своей несмешиваемости в воде они плавают над грунтовыми водами в виде линзы с равномерным, постоянным и полным насыщением в пределах всей мощности линзы. В такой модели не учитываются капиллярные эффекты. Модель «резких границ» была реализована в программном коде TFDD (Two Fluids of Different Densities) в конце 1990-х гг. И.С. Клейном [Клейн и др., 1997]. Сведений об использовании TFDD на текущий момент нет.

В начале XXI в. в НИИ ВОДГЕО была разработана программа Oilfem [Расторгуев и др., 2003], основанная на балансовом методе конечных элементов и модели Паркера [Parker et al., 1989], учитывающей капиллярные явления в гидрофильных породах.

В настоящее время программа не поддерживается и не используется, что, возможно, связано с отсутствием в ней сеточного генератора, позволяющего готовить данные для модели.

Для моделирования трехмерной многофазной фильтрации в настоящее время доступен код T2VOC [Pruess, et al., 2002], но для его применения требуются большой объем полевых данных и значительные вычислительные затраты.

Таким образом, цель исследования — разработка программного средства для расчетов миграции линз техногенных углеводородов на основе модели плановой фильтрации.

**Методика и теоретический анализ.** Для решения задач реабилитации загрязненных нефтепродуктами территорий используются плановые гидравлические фильтрационные модели. Это вполне допустимо, так как линзы нефтяных углеводородов характеризуются значительными плановыми размерами (несколько сотен метров–километров) и сравнительно небольшой мощностью (несколько метров). Распространение линз свободных углеводородов во многом определяется геологическим строением разреза. В безнапорной зоне нефтепродукты, имеющие плотность ниже плотности воды, распространяются по поверхности подземных вод. В области залегания слабопроницаемых отложений ниже уровня подземных вод водоносный горизонт становится напорным, а линия пересечения уровня поверхности с подошвой слабопроницаемых отложений служит барьером для фильтрационного распространения нефтепродуктов (рис. 1).

Решение задач прогноза распространения углеводородов и реабилитации водоносных горизонтов в таких условиях может быть получено на основе уравнений плановой фильтрации [Parker et al., 1989], основанных на предположении о локальном равновесии:

$$\frac{\partial V_w}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x_i} \left( T_w \frac{\partial z_{aw}}{\partial x_i} \right) + Q_w, \quad (1)$$

$$\frac{\partial V_o}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x_i} \left( T_o \frac{\partial z_{ao}}{\partial x_i} \right) + Q_o, \quad (2)$$

где  $x_i$  — плановые координаты ( $i=1, 2$ );  $t$  — время;  $z_{ao}$  — уровень нефтепродуктов;  $z_{aw}$  — напор подземных вод;  $V_w$  — объем воды на единицу площади;  $T_w$  и  $T_o$  — проводимость для воды и нефтепродуктов соответственно;  $Q_w$  и  $Q_o$  — удельный расход воды и нефтепродуктов соответственно;  $V_o$  — объем нефтепродуктов на единицу площади, определяемый как

$$V_o = V_{of} + V_{ot} + V_{og}, \quad (3)$$

где  $V_{of}$  — удельный объем свободных LNAPL;  $V_{ot}$  — удельный объем LNAPL, защемленных в насыщенной зоне при подъеме уровня грунтовых вод;  $V_{og}$  — удельный объем LNAPL, защемленных в ненасыщенной зоне при движении через нее нефтепродуктов с поверхности под действием гравитационных сил. Общий объем защемленных нефтепродуктов определяется как сумма  $V_{ot}$  и  $V_{og}$ .

Наблюдаемые уровни в скважине могут быть описаны через уровень границы раздела воздух–нефть ( $z_{ao}$ ), при котором давление нефти атмосферное, и через уровень границы раздела нефть–вода ( $z_{ow}$ ), при котором значения давления воды и нефти равны. Также можно теоретически определить уровень грунтовых вод ( $z_{aw}$ ), при котором значения давления воды и воздуха равны. Напоры  $z_{aw}$  и  $z_{ao}$  связаны уравнением равновесия, в которое входит координата границы раздела двух фаз — нефти и воды ( $z_{ow}$ ):

$$z_{ow} = \Delta \rho_w z_{aw} - \Delta \rho_o z_{ao}, \quad (4)$$

$$z_{aw} = z_{ao} - (1 - \rho_{ro})L, \quad (5)$$

$$\Delta \rho_w = \frac{\rho_w}{\rho_w - \rho_o}, \quad (6)$$

$$\Delta \rho_o = \frac{\rho_o}{\rho_w - \rho_o}, \quad (7)$$

где  $\rho_w$  и  $\rho_o$  — плотности воды и углеводородов,  $\rho_{ro} = \rho_o / \rho_w$ ,  $L = z_{ao} - z_{ow}$  — мощность линзы нефтепродуктов, наблюдаемая в скважине.

На основе уравнений состояния Ван Генухтена–Паркера удельный объем свободных нефтепродуктов в пласте на единицу площади вычисляется согласно уравнению

$$S_o = \begin{cases} (1 - S_m) \left[ 1 + (\alpha \beta_{ao} h_{ao})^N \right]^{-m} + S_m - S_w, & h_{ao} > 0 \\ 1 - S_w, & h_{ao} \leq 0, \end{cases} \quad (8)$$

где  $S_o$  — насыщенность пород нефтепродуктами,  $n$  — общая пористость,  $D$  — фактическая мощность линзы нефтепродуктов в пласте.

Для связи насыщенности и фазовых давлений использованы уравнения состояния Ван Генухтена–Паркера [Parker et al., 1987]:

$$S_o = \begin{cases} (1 - S_m) \left[ 1 + (\alpha \beta_{ao} h_{ao})^N \right]^{-m} + S_m - S_w, & h_{ao} > 0 \\ 1 - S_w, & h_{ao} \leq 0, \end{cases} \quad (9)$$

$$S_w = \begin{cases} (1 - S_m) \left[ 1 + (\alpha \beta_{ow} h_{ow})^N \right]^{-m} + S_m, & h_{ow} > 0 \\ 1, & h_{ow} \leq 0, \end{cases} \quad (10)$$

где  $\alpha$  и  $N$  — эмпирические параметры, предложенные Ван Генухтеном [Van Genuchten, 1980] и характеризующие размер и распределение пор грунта;  $m = 1 - 1/N$ ;  $S_m$  — остаточная насыщенность пор грунта водой;  $\beta_{ao} = \sigma_w / \sigma_o$ ,  $\beta_{ow} = \sigma_w / \sigma_{ow}$ , где  $\sigma_w$  — поверхностное натяжение чистой воды;  $\sigma_o$  — поверхностное натяжение нефтепродуктов;  $\sigma_{ow}$  — поверхностное натяжение на границе раздела углеводороды–вода (межфазное натяжение). Необходимое для расчета значений насыщенности капиллярное давление определяется согласно уравнениям

$$h_{ao} = h_a - h_o = \rho_{ro} (z - z_{ao}),$$

$$h_{ow} = h_o - h_w = (1 - \rho_{ro})(z - z_{ow}). \quad (11)$$

Верхний предел определяется исходя из того, что при гидростатических условиях зона с насыщенностью нефтепродуктов  $S_o > 0$  в грунте больше, чем толщина линзы нефтепродуктов ( $L$ ), наблюдаемая в скважинах ( $L = z_{ao} - z_{ow}$ ). Мощность области, насыщенной нефтепродуктами ( $D$ ), может быть найдена из уравнений (9)–(10). Принимая  $S_o = 0$ , можно получить

$$\beta_{ao} \rho_{ro} (z|_{S_o=0} - z_{ao}) = \beta_{ow} (1 - \rho_{ro}) (z|_{S_o=0} - z_{ow}). \quad (12)$$

Обозначив мощность зоны, насыщенной нефтепродуктами в пласте  $z|_{S_o=0} - z_{ow} = D$ , и имея в виду, что  $z|_{S_o=0} - z_{ao} = D - L$ , получим

$$D = \frac{L \beta_{ao} \rho_{ro}}{\beta_{ao} \rho_{ro} - \beta_{ow} (1 - \rho_{ro})}. \quad (13)$$

На рис. 1 показано сопоставление насыщенности нефтепродуктами порового пространства при равновесных условиях с замерами, полученными в наблюдательной скважине. Насыщенность пор свободными нефтепродуктами определяет объем свободных нефтепродуктов в пласте  $V_{of}$  и проводимость углеводородной фазы. Для связи насыщенности и фазовых давлений использованы уравнения состояния Ван Генухтена–Паркера [Van Genuchten, 1980].

В процессе растекания линзы нефтепродуктов происходит изменение положения уровня поверхности нефтепродуктов  $z_{ao}$  и границы раздела вода–нефтепродукты  $z_{ow}$ . При этом происходит пере-

распределение баланса нефтепродуктов, связанное с переходом свободных нефтепродуктов в защемленное состояние и наоборот.

Наибольшая часть нефтепродуктов переходит в защемленное состояние в результате подъема границы раздела вода–нефтепродукты. В этом случае вода как жидкость, более смачивающая, чем нефтепродукты, проникает через тонкие поры и захватывает в себя нефтепродукты. Приближенные зависимости для учета защемленных нефтепродуктов в насыщенной и ненасыщенной зонах предложены в работе Паркера [Parker et al., 1994].

Проводимость фазы нефтепродуктов оценивается следующим образом:

$$T_o = \frac{\rho_{ro} K_{sw}}{\eta_{ro}} \int_{z_1}^{z_2} k_{ro(z)} dz, \quad (14)$$

где  $\eta_{ro}$  — отношение значений динамической вязкости углеводородов и воды,  $K_{sw}$  — коэффициент фильтрации по воде при полном насыщении,  $k_{ro}(z)$  — относительная проницаемость, зависящая от насыщенности порового пространства углеводородами и определяемая на основе зависимости Ван Генухтена–Паркера:

$$k_{ro} = (\bar{S}_o)^{1/2} \left[ \left( 1 - \bar{S}_w^{1/m} \right)^m - \left( 1 - \bar{S}_t^{1/m} \right)^m \right], \quad (15)$$

где

$$\bar{S}_o = \frac{S_o}{1 - S_m}; \bar{S}_w = \frac{S_w - S_m}{1 - S_m}; \bar{S}_t = \frac{S_w + S_o - S_m}{1 - S_m}.$$

Проводимость для водной фазы оценивается, как

$$T_w = K_{sw} \int_{z_1}^{z_2} k_{rw(z)} dz, \quad (16)$$

$$k_{rw} = \bar{S}_w^{1/2} \left[ 1 - \left( 1 - \bar{S}_w^{1/m} \right)^m \right]. \quad (17)$$

При решении задач реабилитации водоносных горизонтов и защиты водозаборов подземных вод необходимо размещать узловые точки сетки точно на скважинах с подробной дискретизацией вблизи скважин. Эти требования удовлетворяются при использовании неортогональных сеток на основе балансового метода конечных элементов, сочетающего в себе выполнение локального баланса для фрагмента области фильтрации, относящегося к узлу (балансовая ячейка), и представление о полиномиальном распределении напоров и постоянстве параметров внутри элементов (ячеек) сетки.

При выводе балансовых уравнений для ячеек была использована конечно-элементная аппроксимация уравнений фазовых расходов, поступающих в ячейки, и конечно-разностная аппроксимация

временных производных (неявная схема). На каждом временном шаге задача двухфазной фильтрации решается итерационно. В качестве первого приближения используются начальные условия (на первом шаге) или напоры с предыдущего временного шага.

Далее реализуется следующий алгоритм:

- 1) определение границы раздела  $z_{ow}$ ;
- 2) вычисление фильтрационных параметров для каждого элемента;
- 3) формирование системы уравнений и решение ее методом Гаусса;
- 4) проверка условия

$$\max |z_p^K - z_p^{K-1}| \begin{cases} \leq eps - \text{выход из итерационного цикла} \\ > eps - \text{возврат на пункт 1,} \end{cases}$$

где  $eps$  — критерий сходимости, который для подземных вод принимается обычно равным 0,01 м,  $P = ao, aw$ .

На рис. 2 показана балансовая ячейка и связанные с ней треугольные конечные элементы. К балансовой ячейке относится 1/3 площади  $\delta$  каждого элемента. Фрагмент элемента, относящегося к ячейке, определяется с помощью медиан.

Внутри каждого треугольного элемента фильтрационные параметры  $T$  и  $\mu$  постоянны, а распределение фазовых напоров аппроксимируется линейным законом

$$z_p = A + B_x + C_y, \quad (18)$$

где для углеводородной фазы индекс  $P = ao$ , а для водной фазы  $P = aw$ .

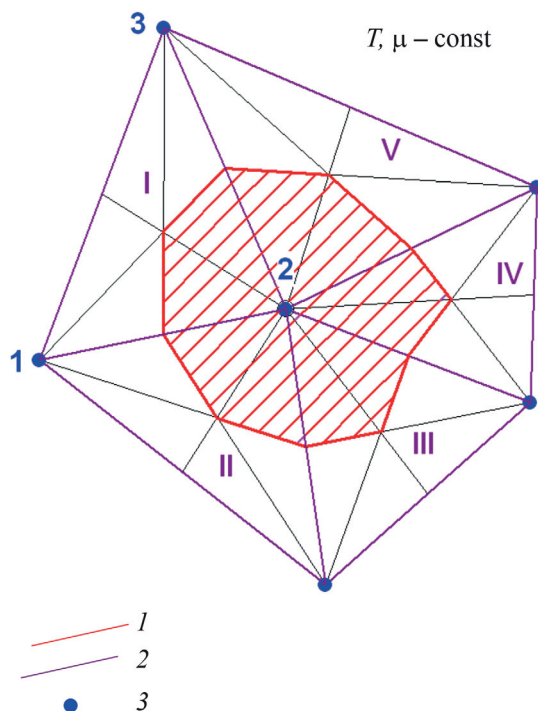


Рис. 2. Балансовая конечно-элементная схема для плановой фильтрации подземных вод и свободных нефтепродуктов: 1 — границы балансовой ячейки, 2 — границы конечного элемента, 3 — узловая точка

Тогда балансы по воде и углеводородам для ячейки, объединяющей  $M$  элементов, могут быть представлены следующим образом:

$$\sum_{i=1}^M q_{o_i} + Q_o = \frac{d(V_{of} + V_{og} + V_{ot})}{dt}, \quad (19)$$

$$\sum_{i=1}^M q_{w_i} + Q_w = \frac{dV_w}{dt}, \quad (20)$$

где  $q_{o_i}$  и  $q_{w_i}$  — фазовые расходы, поступающие в ячейку  $i$ .

Система уравнений, описывающих процесс течения подземных вод и LNAPL, состоит из следующих уравнений.

1. Изменение объема свободных нефтепродуктов:

$$\frac{dV_{of}}{dt} = \frac{1\Delta\rho_w}{3\Delta t} \left[ (Z_{ao} - Z'_{ao}) - (Z_{aw} - Z'_{aw}) \right] \sum_{i=1}^M \delta_i \mu_{o_i},$$

$$\mu_{o_i} = \frac{dV_{of_i}}{dL_i}, \quad (21)$$

где  $\Delta t$  — размер временного шага,  $L = z_{ao} - z_{ow}$  — мощность линзы нефтепродуктов,  $\delta$  — площадь треугольного элемента. В (21) и далее напоры, имеющие индекс  $t$ , относятся к предыдущему шагу. Все остальные напоры и параметры относятся к текущему временному шагу  $t + \Delta t$ .

2. Изменение объема нефтепродуктов, защемленных в ненасыщенной зоне:

$$\frac{dV_{ot}}{dt} = \frac{1}{3\Delta t} \sum_{i=1}^M \left\{ \begin{array}{l} \min[\delta_i S_{or_i} n_i \Delta Z_{ow}, V_{of_i}^t], \Delta Z_{ow} > 0, \\ (-1) \min[\delta_i S_{or_i} n_i |\Delta Z_{ow}|, V_{of_i}^t], \Delta Z_{ow} \leq 0, \end{array} \right. \quad (22)$$

где  $\Delta Z_{ao} = Z_{ao} - Z'_{ao}$ ;  $S_{og} = F_g S_m (1 - S_m)$  — остаточная насыщенность нефтепродуктов в ненасыщенной зоне;  $F_g = 0,2 \div 0,5$  — параметр, характеризующий защемление нефтепродуктов в ненасыщенной зоне;  $n$  — пористость;  $\min(a, b)$  — функция поиска минимального значения из двух возможных ( $a$  или  $b$ ).

3. Изменение объема нефтепродуктов, защемленных в насыщенной зоне:

$$\frac{dV_{ot}}{dt} = \frac{1}{3\Delta t} \sum_{i=1}^M \left\{ \begin{array}{l} \min[\delta_i S_{or_i} n_i \Delta Z_{ow}, V_{of_i}^t], \Delta Z_{ow} > 0, \\ (-1) \min[\delta_i S_{or_i} n_i |\Delta Z_{ow}|, V_{of_i}^t], \Delta Z_{ow} \leq 0, \end{array} \right. \quad (23)$$

где  $\Delta Z_{ow} = Z_{ow} - Z'_{ow}$ ;  $S_{or} = F_r (1 - S_m)$  — максимальная величина остаточной насыщенности защемленными углеводородами в насыщенной зоне,  $F_r = 0,2 \div 0,5$  — параметр, характеризующий защемление нефтепродуктов в насыщенной зоне.

4. Изменение объема водной фазы:

$$\frac{dV_w}{dt} = \frac{1}{3\Delta t} \left[ \Delta\rho_w (Z_{aw} - Z'_{aw}) - \Delta\rho_o (Z_{ao} - Z'_{ao}) \right] \times$$

$$\times \sum_{i=1}^M \delta_i \mu_{w_i}, \quad \mu_{w_i} = n(1 - S_m). \quad (24)$$

В (22) и (23) входят фильтрационные параметры, относящиеся к предыдущему итерационному шагу ( $K - 1$ ).

Согласно методу конечных элементов принимается, что распределение уровней водной или нефтяной фазы описывается линейным полиномом. Тогда в каждом треугольном элементе  $i$  распределение уровней фазы  $p$  будет:

$$Z_p = \frac{Z_{p1}(A_1 + B_1 x + C_1 y_1)}{2\delta} + \frac{Z_{p2}(A_2 + B_2 x + C_2 y_2)}{2\delta} + \frac{Z_{p3}(A_3 + B_3 x + C_3 y_3)}{2\delta}. \quad (25)$$

Составляющие фазовых расходов, входящих в ячейку, равны

$$q_{p_x} = \frac{-T_{p_i}^{K-1} \cdot (Z_{p1} B_1 + Z_{p2} B_2 + Z_{p3} B_3)}{2\delta_i}, \quad (26)$$

$$q_{p_y} = \frac{-T_{p_i}^{K-1} \cdot (Z_{p1} C_1 + Z_{p2} C_2 + Z_{p3} C_3)}{2\delta_i}, \quad (27)$$

где  $C_1 = x_3 - x_2$ ;  $C_2 = x_1 - x_3$ ;  $C_3 = x_2 - x_1$ ;  $B_1 = y_2 - y_3$ ;  $B_2 = y_3 - y_1$ ;  $B_3 = y_1 - y_2$ .

Таким образом, фазовые расходы, поступающие из произвольного элемента в балансовую ячейку, оцениваются согласно зависимости

$$q_{p_i} = \begin{pmatrix} q_{p_x} \\ q_{p_y} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} y_3 - y_1 \\ x_1 - x_3 \end{pmatrix}. \quad (28)$$

Описанный выше алгоритм изначально был реализован на языке Фортран-90 в виде программы Oilfem. Однако тестирование программного кода ранее не осуществлялось. Нами сделана попытка реанимации программы и тестирования кода. Техническая часть реанимации заключалась в следующем: реализация генерации неортогональных сеток непосредственно в программе; возможность импорта файлов Modflow, а также создание геофильтрационной модели непосредственно в программе на основе фреймворка Modflow 6 (пакет Flory), тем самым решалась проблема создания исходных файлов вручную и тестирования программы; кроме того, учитывалась зависимость между расходом откачки линзы нефтепродуктов и ее мощностью.

Тестирование новой версии программы Oilfem 2 проводилось на основе сопоставления с решениями, которым в предельных случаях соответствует разработанная модель. Было проведено сопоставление с аналитическим решением, реализованным в программе LDRM.

**Результаты исследований и их обсуждение.** Оценка возможности использования разработанной

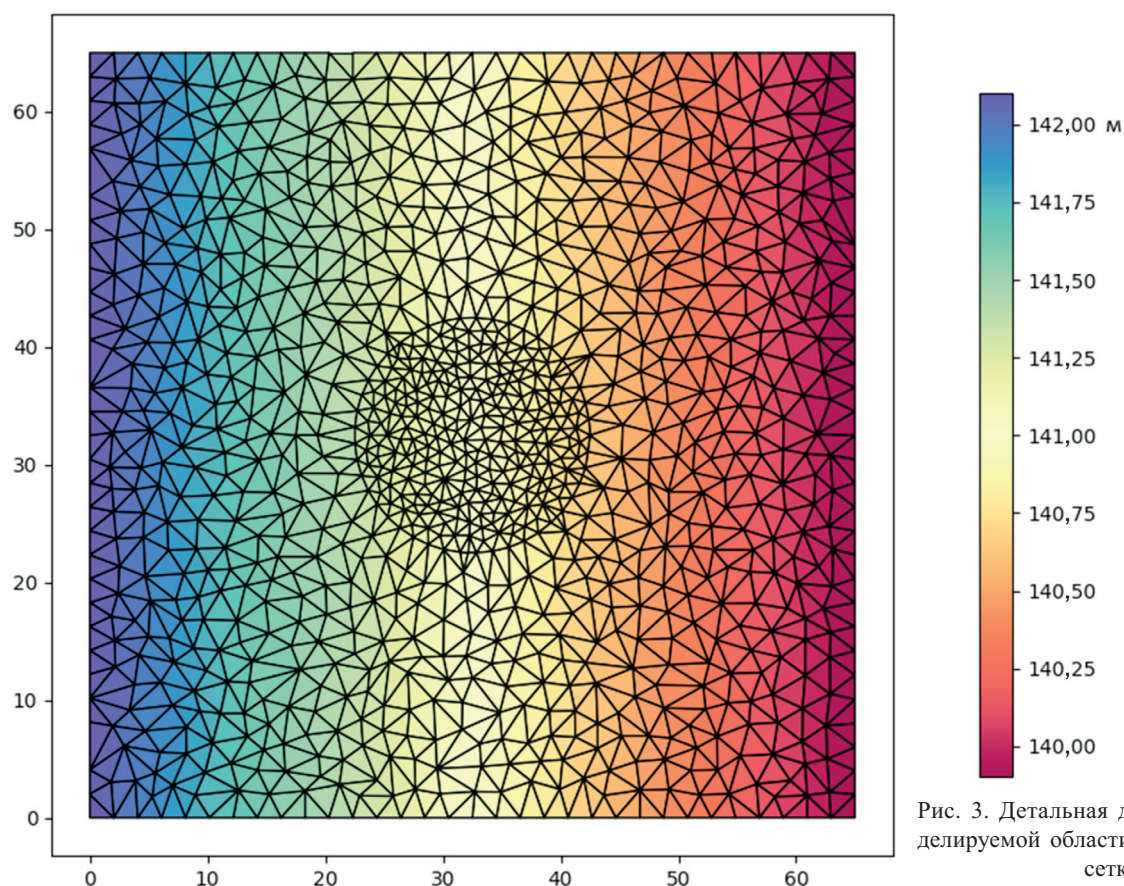


Рис. 3. Детальная дискретизация моделируемой области неортогональной сеткой

программы для расчетов извлечения техногенных углеводородов проводилась на учебной задаче, суть которой описана далее.

Расчетная область размером 65x65 м в плане разбивалась неортогональной сеткой на 799 элементов треугольной формы (рис. 3). Более подробная разбивка проводилась вблизи узла с координатами  $x = 32,5$  м и  $y = 32,5$  м в пределах линзы нефтепродуктов. Вершины треугольников — узловые точки (всего сетка имеет 1504 узловые точки).

Расчеты проводились при следующих гидрогеологических условиях:

- инфильтрационное питание  $w=0$  м/сут;
- мощность и радиус линзы равны 1 и 10 м соответственно;
- техногенная линза расположена в центре модели. Западная граница модели характеризуется граничными условиями (ГУ) I рода,  $z_{aw}=142$  м. Восточная граница также характеризуется ГУ I рода,  $z_{aw}=140$  м. Северная и южная границы представляют собой непроницаемые границы с ГУ II рода;
- фильтрационные и капиллярные свойства водовмещающих пород определяются следующими значениями, характерными для песчаных грунтов:  $K_{sw} = 7,12$  м/сут;  $\alpha = 14,5$ ;  $N = 2,68$ ;  $S_m = 0,1$ ;  $n = 0,39$ ;
- для параметров, характеризующих защемление нефтепродуктов, приняты следующие значения: в ненасыщенной зоне  $F_g = 0,25$ ; в насыщенной зоне  $F_r = 0,25$ ;

– свойства углеводородов техногенной линзы близки к таковым керосина и определяются параметрами:  $\beta_{ow}=2,49$ ;  $\beta_{ao}=2,58$ ;  $\rho_{ro} = 0,81$ ;  $\eta_{ro} = 2,05$ .

Основная цель, преследуемая при решении этой задачи, — достижение максимального извлечения нефтепродуктов за короткое время. Схема такого извлечения представлена на рис. 4, где откачивающая скважина находится в центре линзы нефтепродуктов. В соответствии с результатами предварительного моделирования была выбрана оптимальная продолжительность откачки, принимаемая равной 90 сут., а также дебит для откачки воды 288 м<sup>3</sup>/сут. Дебит

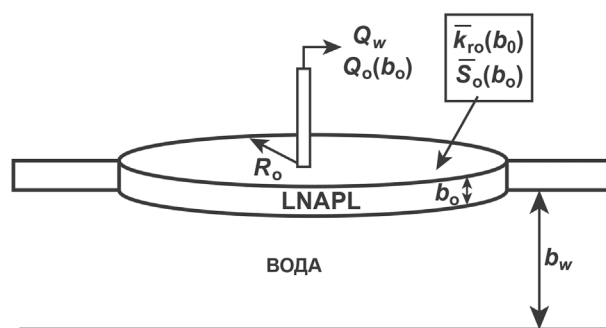


Рис. 4. Схематизация раздельной откачки воды и нефтепродуктов в пределах зоны захвата одной скважины на нефтепродукты, по [Charbeneau, 2007]:  $Q_o$ ,  $Q_w$  — удельные расходы откачки нефтепродуктов и воды соответственно,  $R_o$  — радиус влияния скважины,  $b_w$  — мощность насыщенного слоя,  $b_o$  — мощность линзы нефтепродуктов,  $k_{ro}(b_o)$  — относительная проницаемость,  $S_o$  — насыщенность пород нефтепродуктами

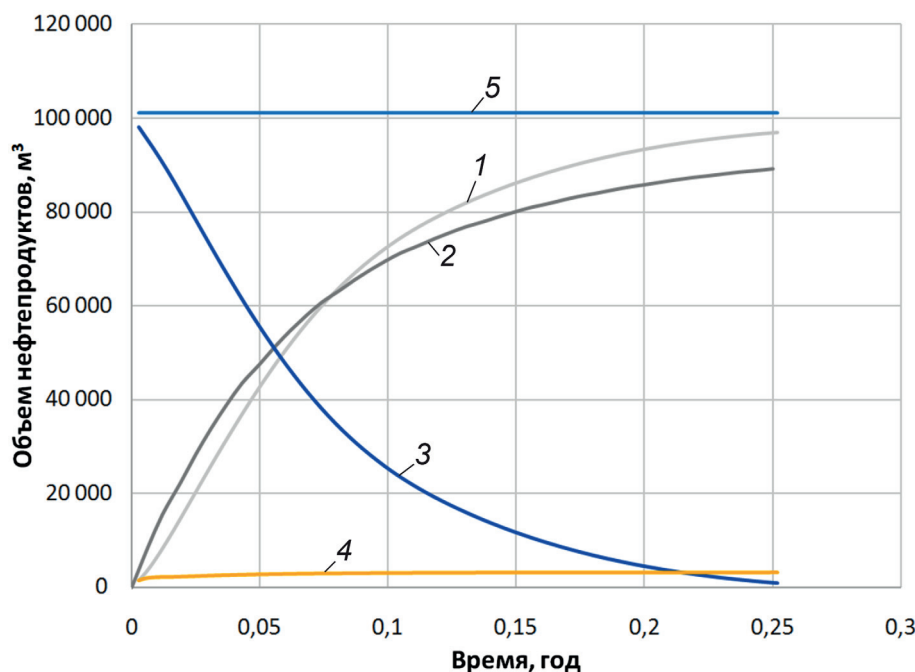


Рис. 5. График изменения объемов углеводородов

откачки нефтепродуктов рассчитывался по формуле [Charbeneau, 2000]:

$$Q_o = \frac{Q_w T_o (b_o)}{\rho_{ro} T_w}, \quad (29)$$

где  $Q_o$ ,  $Q_w$  — удельные расходы откачки нефтепродуктов и воды соответственно, причем расход откачки нефтепродуктов зависит от мощности линзы  $b_o$ . Зависимость между расходом откачки линзы нефтепродуктов и ее мощностью можно записать согласно [Charbeneau, 2007] следующим образом:

$$\frac{db_o}{dt} = -\frac{Q_w}{\pi R_c^2 \rho_{ro} T_w} \frac{(\eta)}{\beta} (b_o - \zeta), \quad (30)$$

$$b_o(t) = \zeta + [b_o(t=0) - \zeta] \exp\left(-\frac{Q_w}{\pi R_c^2 \rho_{ro} T_w} \frac{\eta}{\beta} t\right), \quad (31)$$

где  $R_c$  — радиус влияния скважины.

Обязательное условие правильности модели — сохранение общего объема нефтепродуктов, т.е. в каждый момент времени сумма откачанных, свободных и заземленных нефтепродуктов должна быть постоянной. Как следует из графика, приведенного на рис. 5, это условие хорошо выдерживается. При этом также видно, что объем свободных нефтепродуктов на конец откачки составляет 924 л ( $0,924 \text{ м}^3$ ), а мощность линзы сократилась и имеет максимальную мощность 0,42 м возле откачивающей скважины (рис. 6).

Так как дебит откачки нефтепродуктов со временем уменьшается за счет уменьшения мощности линзы, то подтягивание нефтепродуктов с края линзы ослабевает, и они начинают свою движение вниз по потоку, к правой границе модели. На рис. 6

видно, что форма линзы на конец откачки вытянута в сторону движения подземных вод.

Помимо сохранения общего объема нефтепродуктов, критерием для проверки правильной работы программы также было совпадение расходов откачки во времени с аналитическим решением в программном обеспечении LNAPL Distribution and Recovery Model (LDRM). Программные модели LDRM используются для проектирования и анализа систем извлечения LNAPL с использованием одно- и двухнасосных скважин, вакуумных скважин, скиммерных скважин и траншей. Такие модели для создания систем извлечения свободных нефтяных углеводородных жидкостей могут быть полезны при выборе технологии реабилитации загрязненного участка, при анализе работы системы, а также могут давать достоверную оценку извлекаемого LNAPL.

Решения в программе LDRM осуществляются по уравнениям (29), (30), (31), за исключением того, что откачка воды проводится отдельно и таким образом, что обводненная мощность  $b_w$  остается практически постоянной. Также приповерхностная пористая среда считается горизонтально-однородной.

На рис. 7 приведены результаты изменения дебита откачки нефти на 90-е сут. Из анализа этого рисунка следует, что при откачке происходит снижение производительности скважины, извлекающей нефтепродукты, которое можно объяснить уменьшением мощности линзы.

Сопоставление графиков на рис. 7 показывает, что дебиты откачки для аналитического решения и решения в программе Oilfem 2 практически совпадают, за исключением значений на начальный промежуток времени. Среднее расхождение, определяемое по уравнению (32) равно 14%:

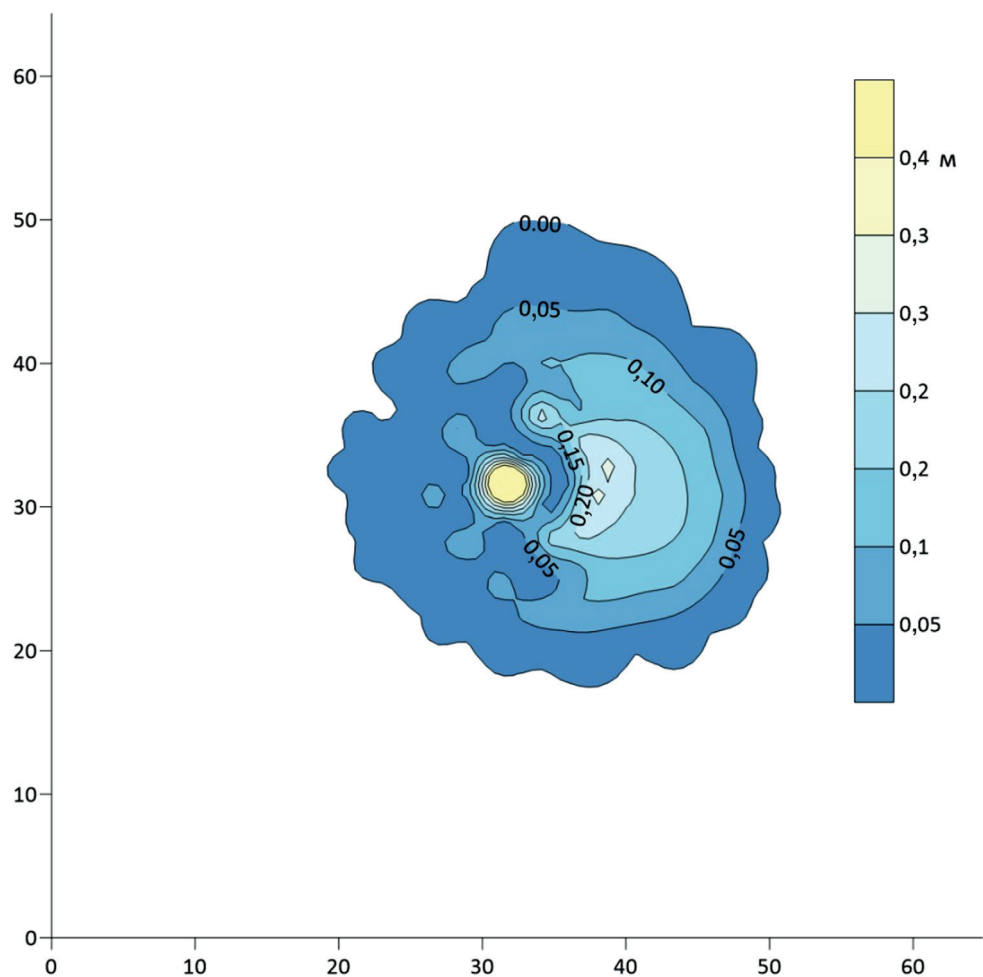


Рис. 6. Мощность линзы нефтепродуктов на конец откачки

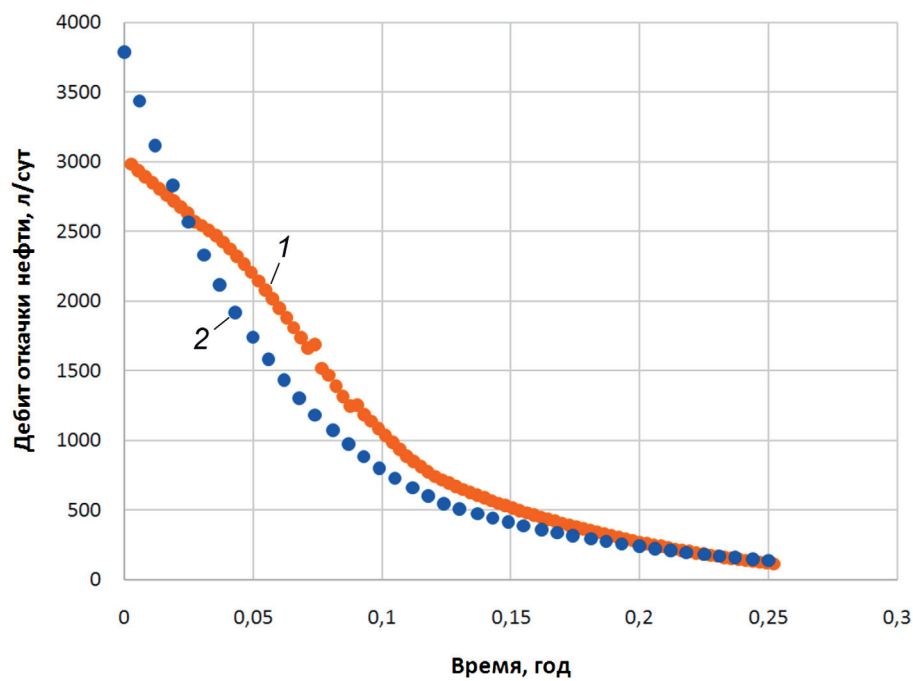


Рис. 7. График зависимости дебита откачки нефтепродуктов от времени при моделировании (Oilfem-2) и при аналитическом решении (LDRM): 1 — изменение дебита откачки при моделировании, 2 — изменение дебита откачки при аналитическом решении

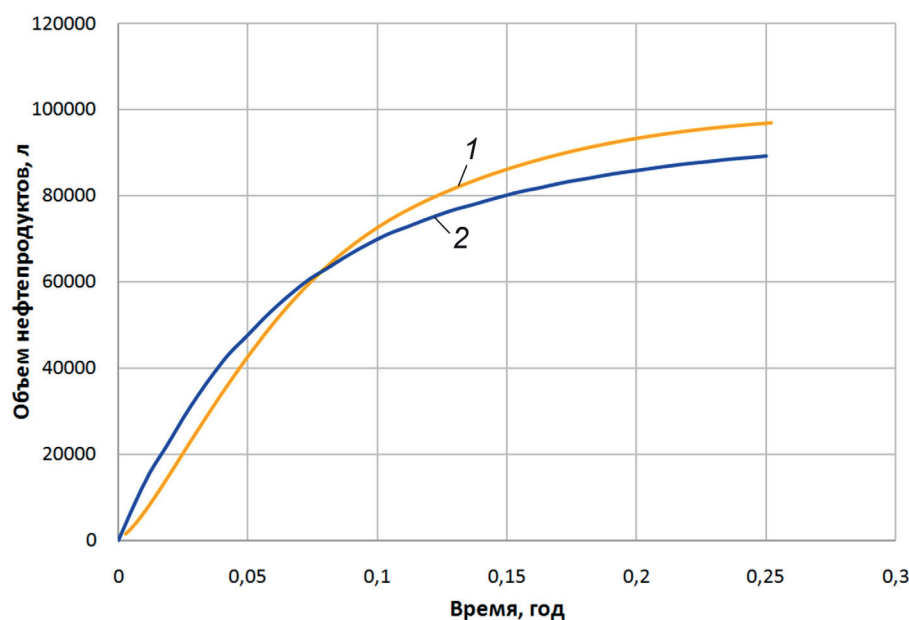


Рис. 8. График изменения объема откачаных нефтепродуктов при моделировании (Oilfem-2) и при аналитическом решении (LDRM): 1 — объем откачки нефтепродуктов при моделировании, 2 — объем откачки при аналитическом решении

$$\chi = \frac{\sum_{i=1}^N |ldrm_i - oilfem_i|}{N} 100\%, \quad (32)$$

где  $ldrm_i$  — значение, полученное при аналитическом решении в LDRM,  $oilfem_i$  — значение, полученное при моделировании в Oilfem 2;  $N$  — число наблюдений.

Различия объясняются тем, что при аналитическом решении задачи было принято предположение о том, линза нефтепродуктов характеризуется одной средней мощностью в пределах линзы, тогда как при численном моделировании учтено изменение мощности по площади линзы, которое возникает при откачке нефтепродуктов из нее.

Сопоставление двух решений по объему откачаных нефтепродуктов (рис. 8) показывает хорошее сходство: объем откачаных нефтепродуктов при моделировании равен 96 921 л, что составляет 95,8% от суммарного объема нефтепродуктов; при аналитическом решении извлечено 89 168 л, или 88,1% от общего объема. Среднее расхождение двух различных решений равно 17%.

**Заключение.** В результате проделанной работы разработана новая версия Oilfem 2, снабженная

встроенным сеточным генератором, облегчающим использование расчетов для неортогональной дискретизации. Необходимость неортогональной дискретизации часто связана с кривизной контуров линз в плане и сложным расположением откачивающих и нагнетательных скважин при реализации мониторинга и реабилитационных мероприятий. Результаты расчетов на основе новой версии программы удалось сопоставить с приближенным аналитическим решением, описывающим извлечение линзы нефтепродуктов круглой формы. В результате тестирования получено хорошее совпадение численных расчетов с аналитическими для интегральной характеристики — дебита нефтепродуктов. Таким образом, можно считать, что программа Oilfem 2 работает корректно, и в дальнейшем на ее основе можно решать различные учебные и производственные задачи.

Отметим, что все вышеописанное верно для гидрофильных водоносных горизонтов, т.е. таких, в которых горная порода смачивается водой. Это в полной мере характерно для области, в которой обычно решаются задачи реабилитации, — в верхней части разреза, где гидрофобные породы практически отсутствуют.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Клейн И.С. Численное моделирование линзы нефтяных загрязнений на поверхности подземных вод в районе расположения нефтеперерабатывающего завода // Прикладная геоэкология, чрезвычайные ситуации, земельный кадастр и мониторинг. 1997. № 2. С. 114–119.

Beckett G., Lyverse M. A protocol for performing field tasks and follow-up analytical evaluation for LNAPL transmissivity using well baildown procedures // API Interactive LNAPL Guide (Version 2.0, Release 2.04). 2002. Vol. 2. P. 1–27.

Charbeneau R.J. LNAPL Distribution and recovery model (LDRM). Distribution and recovery of petroleum hydrocarbon liquids in porous media // API. 2007. Vol. 1, N 4760.

Charbeneau R.J., Johns R.T., Lake L.W., McAdams M.J. Free-product recovery of petroleum hydrocarbon liquids // Groundwater Monitoring & Remediation. 2000. Vol. 20, N 3. P. 147–158.

Draper Aden Environmental Modeling // Multiphase areal remediation simulator MARS. Technical documentation and user guide. A subsidiary of Draper Aden Assoc., Inc. 1997.

Katyal A.K., Kaluarachchi J.J., Parker J.C. MOFAT: A two-dimensional finite element program for multiphase flow and multicomponent transport. N.Y. Environmental Sci. EPA/600//020, 1991. P. 2–91.

MAGNAS3. HydroGeoLogic, Inc. Herndon, VA, 1992.

*Parker J.C., Lenhard R.J.* Vertical integration of three phase flow equations for analysis of light hydrocarbon plume movement // *Transport in Porous Media*. 1989. N 5. P. 187–206.

*Parker J.C., Lenhard R.J., Kuppusamy T.* A parametric model for constitutive properties governing multiphase fluid flow in porous media // *Water Res.* 1987. Vol. 4, N 23. P. 618–624.

*Parker J.C., Zhu J.L., Johnson T.G. et al.* Modeling free product migration and recovery at hydrocarbon spill sites // *Ground Water*. 1994. N 1. P. 119–128.

*Pruess K., Battistelli A.* TMVOC, A numerical simulator for three-phase non-isothermal flows of multicomponent hydrocarbon mixtures in saturated-unsaturated herogeneous media. Berkeley, CA, USA: Earth Sci. Division, Lawrence Berkeley Nat. Labor. April 2002. LBNL-49375.

*Van Genuchten M.Th.* A closed-form equation for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated soils // *Soil Sci. Soc. Amer. J.* 1980. N 44. P. 892–898.

Статья поступила в редакцию 07.06.2021;  
одобрена после рецензирования 26.10.2021;  
принята к публикации 28.04.2022.