

НАУКИ О ЗЕМЛЕ

УДК 532 + 622.276.1/4(73)

DOI 10.22213/2410-9304-2018-3-122-128

ОБОБЩЕННАЯ МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ НЕЛЕТУЧЕЙ НЕФТИ. РЕАЛИЗАЦИЯ МОДУЛЕЙ, ОТВЕЧАЮЩИХ ЗА УЗЛЫ, СОЕДИНЕНИЯ, ОГРАНИЧЕНИЯ ОБЛАСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С. В. Денисов, кандидат технических наук, доцент, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

В. Е. Лялин, доктор технических наук, доктор геолого-минералогических наук, доктор экономических наук, профессор, ИжГТУ имени М. Т. Калашникова, Ижевск, Россия

Компьютерные технологии в области гидродинамического моделирования и исследования месторождений в настоящее время имеют тенденцию устойчивого роста интереса со стороны нефтяных компаний по внедрению их на предприятии. Они позволяют обосновывать стратегию разработки нефтяных месторождений, использовать их для решения производственных задач. Подавляющее количество доступных коммерческих симуляторов месторождений разработано с применением классического математического подхода, целью которого является получение системы алгебраических уравнений фильтрации углеводородов. Однако при таком подходе весьма непросто обеспечить должный уровень модульности и стандартизации программного кода симулятора, поскольку соответствующие такому подходу базовые строительные блоки должны быть обеспечены слишком большим количеством информации. Поэтому актуальной задачей является разработка универсального подхода к созданию унифицированного программного комплекса для гидродинамического моделирования нефтяных месторождений.

Предметом исследования является разработка относительно простого, универсального и модульного симулятора месторождений. Классический подход, к строительным блокам которого относятся конечные объемы (или сеточные блоки), не удовлетворяет требованиям высокого уровня стандартизации и модульности. Поэтому в работе предложен новый подход, при котором область разбивается на разные строительные блоки: узлы и соединения. Представлена реализация модулей, отвечающих за узлы, за соединения, за ограничения.

Ключевые слова: гидродинамическое моделирование, многофазная смесь, нелетучая нефть.

Реализация модулей, отвечающих за узлы

Для промыслового узла, которым является либо скважинный узел, либо узел в трубе, аккумулятивный член отсутствует.

Для пластового узла дискретизация аккумулятивного члена имеет следующий вид:

$$\iiint_V \frac{\partial}{\partial t} \left(\sum_{j=1}^{n_p} \varphi \rho_j S_j \omega_{\bar{c}_j} \right) dV \approx \frac{V_\alpha}{\Delta t} \Delta_t \left(\varphi \sum_{j=1}^{n_p} \rho_j S_j \omega_{\bar{c}_j} \right), \quad (1)$$

что приводит к приращению невязки

$$\tilde{\mathbf{r}}_\alpha^A = \left[\frac{V_\alpha}{\Delta t} \Delta_t \left(\varphi \sum_{j=1}^{n_p} \rho_j S_j \omega_{\bar{c}_j} \right) \right]_{1 \leq \bar{c} \leq n_{\bar{c}}} \quad (2)$$

с размером $n_{\bar{c}} = N_\alpha$.

Приращение якобиана $\tilde{\mathbf{J}}_{\alpha, \alpha}^A(\alpha)$ имеет размер $N_\alpha \times N_\alpha$ и рассчитывается аналитически путем дифференцирования приращения невязки по первичным неизвестным P_{j^*} и S_j ($j \neq j^*$).

Реализация модулей, отвечающих за соединения

Соединение между пластовыми узлами

Если $Q_{\bar{c}_j}$ – это расход компонента \bar{c} в j -й фазе, то общий расход компонента \bar{c} в пластовой системе есть

$$Q_{\bar{c}} = \sum_{j=1}^{n_p} Q_{\bar{c}_j}. \quad (3)$$

Рассматривая расход через плоскую поверхность S с площадью A_ξ (рис. 1), $Q_{\bar{c}_j}$ можно выразить как

$$Q_{\bar{c}_j} = \iint_S \left(\left(\frac{k_{ij}}{\mu_j} \rho_j \omega_{\bar{c}_j} \right)_{\alpha\beta} \mathbf{k} \nabla \Phi_j \right) \cdot \bar{\mathbf{n}} dS. \quad (4)$$

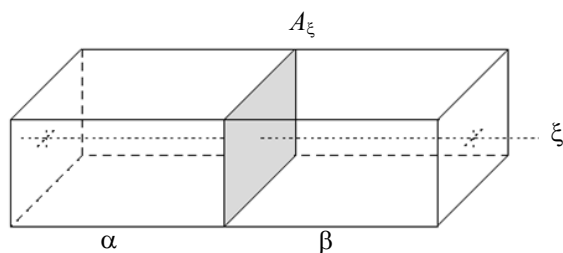


Рис. 1. Определение площади A_ξ для соединения $\bar{\alpha}\bar{\beta}$

Поскольку соединение $\overline{\alpha\beta}$ соответствует направлению вдоль оси ξ , то скалярное произведение градиента потенциала и вектора нормали упрощается:

$$\nabla\Phi_j \cdot \vec{n} = \frac{\partial\Phi_j}{\partial\xi}. \quad (5)$$

Объединяя эти результаты, получим следующее выражение для массового расхода компонента \bar{c} :

$$Q_{\bar{c}j} = \left(\frac{k_{vj}}{\mu_j} \rho_j \omega_{\bar{c}j} \right)_{\alpha\beta} \bar{k}_\xi \frac{\partial\Phi_j}{\partial\xi} A_\xi, \quad (6)$$

где \bar{k}_ξ – средняя эффективная проницаемость двух соседних узлов, которое вычисляется как

$$\frac{1}{\bar{k}_\xi} = \frac{1}{\xi_\beta - \xi_\alpha} \left(\frac{\xi_\beta - \xi_{\alpha\beta}}{k_{\xi_\beta}} + \frac{\xi_{\alpha\beta} - \xi_\alpha}{k_{\xi_\alpha}} \right), \quad (7)$$

где k_{ξ_α} и k_{ξ_β} – проницаемости в соответствующих узлах; ξ_α , ξ_β и $\xi_{\alpha\beta}$ определяются так, как показано на рис. 2.

Конечно-разностная аппроксимация градиента потенциала имеет вид

$$\frac{\partial\Phi_j}{\partial\xi} \approx \frac{\Phi_{j_\beta} - \Phi_{j_\alpha}}{\xi_\beta - \xi_\alpha}, \quad (8)$$

и, соответственно, потоковый член после дискретизации можно записать как

$$Q_{\bar{c}j} = T_{\bar{c}j\alpha\beta} (\Phi_{j_\beta} - \Phi_{j_\alpha}), \quad (9)$$

где $T_{\bar{c}j\alpha\beta}$ – проводимость соединения, которое определяется следующим образом:

$$T_{\bar{c}j\alpha\beta} = \lambda_{\bar{c}j\alpha\beta} K_\xi, \quad (10)$$

где

$$K_\xi = \frac{A_\xi}{\frac{\xi_\beta - \xi_{\alpha\beta}}{k_{\xi_\beta}} + \frac{\xi_{\alpha\beta} - \xi_\alpha}{k_{\xi_\alpha}}} \quad (11)$$

– это коэффициент геометрии, который не зависит ни от насыщенности, ни от давления. Он зависит только от геометрии сетки и эффективной проницаемости между узлами α и β .

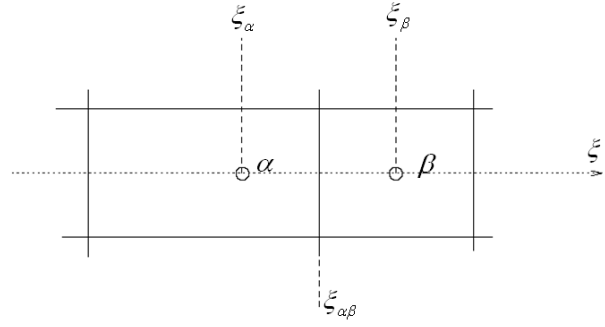


Рис. 2. Определение параметров сетки для соединения $\overline{\alpha\beta}$

Для сетки с распределенными узлами узлы находятся на одинаковом расстоянии от их общей границы [1, 2], поэтому

$$\frac{1}{2}(\xi_\beta - \xi_\alpha) = (\xi_\beta - \xi_{\alpha\beta}) = (\xi_{\alpha\beta} - \xi_\alpha), \quad (12)$$

что приводит к

$$\frac{1}{\bar{k}_\xi} = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{k_{\xi_\beta}} + \frac{1}{k_{\xi_\alpha}} \right). \quad (13)$$

Подвижность компонента \bar{c} в j -й фазе на границе $\overline{\alpha\beta}$ определяется как

$$\lambda_{\bar{c}j\alpha\beta} = \left(\frac{k_{vj}}{\mu_j} \rho_j \omega_{\bar{c}j} \right)_{\alpha\beta}. \quad (14)$$

Значения относительных проницаемостей, вязкостей, плотностей и массовых долей должны быть вычислены на границе $\overline{\alpha\beta}$ между двумя узлами. Поскольку уравнение для давления является эллиптическим (в случае несжимаемых флюидов), использовалась техника взвешивания в средней точке, и члены, зависящие от давления, вычислялись путем интерполяции по значениям в соседних узлах сетки. Насыщенности удовлетворяют гиперболическому уравнению, для которого применима только взвешенная противопоточная аппроксимация, поэтому членам, зависящим от насыщенности, присваивались значения в узлах, находящихся вверх по потоку.

В конце концов мы получаем общий расход компонента \bar{c} через соединение $\overline{\alpha\beta}$:

$$Q_{\bar{c}} = \sum_{j=1}^{n_p} T_{\bar{c}j} (\Phi_\beta - \Phi_\alpha). \quad (15)$$

В результате приращения невязки есть

$$\tilde{\mathbf{r}}_{\alpha}^F = \left[\sum_{j=1}^{n_{\alpha}} T_{\bar{c}_j} (\Phi_{\beta} - \Phi_{\alpha}) \right]_{1 \leq \bar{c} \leq n_{\alpha}}, \quad (16)$$

$$\tilde{\mathbf{r}}_{\beta}^F = -\tilde{\mathbf{r}}_{\alpha}^F.$$

Приращения якобиана определяются как

$$\tilde{\mathbf{J}}_{\alpha, \alpha} = \frac{\partial(\tilde{\mathbf{r}}_{\alpha})}{\partial \mathbf{u}_{\alpha}} \text{ и } \tilde{\mathbf{J}}_{\beta, \alpha} = -\tilde{\mathbf{J}}_{\alpha, \alpha}, \quad (17)$$

$$\tilde{\mathbf{J}}_{\alpha, \beta} = \frac{\partial(\tilde{\mathbf{r}}_{\alpha})}{\partial \mathbf{u}_{\beta}} \text{ и } \tilde{\mathbf{J}}_{\beta, \beta} = -\tilde{\mathbf{J}}_{\alpha, \beta}.$$

Соединение между пластовыми и промысловыми узлами

Соединение между пластовым узлом α и промысловым узлом β характеризует скважину, пробуренную в пластовом блоке. Скважина располагается в центре блока, и фильтрация происходит по всей длине ствола скважины. В работе реализован единственный тип соединения, который базируется на модели Писамана для вертикальных скважин [3–5]. Данная модель не очень подходит для описания горизонтальных скважин. Тем не менее мы будем использовать ее для всех скважин. Хотя, учитывая гибкость предлагаемого подхода, для других типов скважин можно разработать специальные виды соединений [6–8].

Первичными неизвестными для скважинного узла β являются давление смеси P_{β} и массовые расходы фаз $Q_{j\beta}$. К первичным неизвестным пластового узла α относятся давление в опорной фазе $P_{j\alpha}$ и насыщенность оставшимися фазами S_j . Массовый расход компонента \bar{c} для пластового узла α можно рассчитать таким образом:

$$M_{\bar{c}_j} = T_{\bar{c}_j}^w (P_{j\alpha} - P_{\beta}), \quad (18)$$

где $T_{\bar{c}_j}^w$ – проводимость скважины.

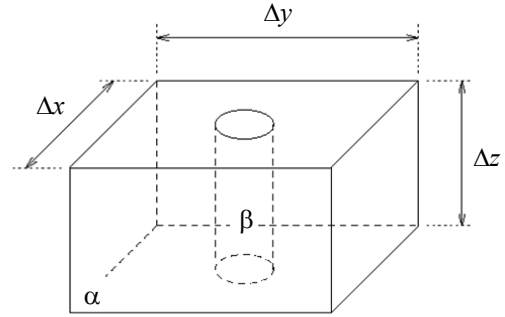
В прямоугольной системе координат

$$T_{\bar{c}_j}^w = \left(\frac{k_{y_j}}{\mu_j} \rho_j \omega_{\bar{c}_j} \right)_{\alpha} \frac{2\pi \bar{k} \Delta z}{\ln \left(c_g \frac{r_c}{r_w} \right) + S} = \lambda_{\bar{c}_j} K_z, \quad (19)$$

где $\lambda_{\bar{c}_j}$ – подвижность компонента \bar{c} в j -й фазе; K_z – коэффициент, зависящий от геометрии сетки и степени несовершенства скважины.

Формула (19) использует среднюю эффективную проницаемость \bar{k} . Для неоднородного анизотропного пласта

$$\bar{k} = \sqrt{k_x k_y}. \quad (20)$$



Вертикальная скважина, пробуренная в пластовом блоке

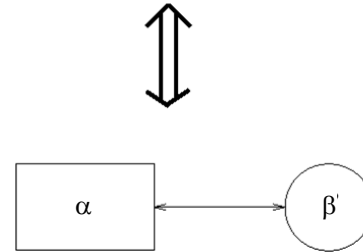


Рис. 3. Соединение «пластовый узел – промысловый узел»

Переменная S носит название скин-фактора, который учитывает степень несовершенства скважины. Эффективный радиус r_c и геометрический фактор c_g достаточно трудно определить. Писман предложил вычислять коэффициент геометрии K_z по следующей формуле:

$$K_z = \frac{2\pi \bar{k} \Delta z}{\ln \left(\frac{r_0}{r_w} \right) + S}, \quad (21)$$

где r_0 – эквивалентный радиус Писмана. r_0 соответствует расстоянию от скважины до места, где рассчитанное давление в блоке равно теоретическому давлению, которое установилось бы в случае установившегося или псевдостационарного радиального течения вокруг скважины. Для прямоугольной сетки, как на рис. 3, радиус Писмана равен

$$r_0 = 0,28 \frac{\sqrt{\sqrt{\frac{k_y}{k_x}} \Delta x^2 + \sqrt{\frac{k_x}{k_y}} \Delta y^2}}{\sqrt[4]{\frac{k_y}{k_x}} + \sqrt[4]{\frac{k_x}{k_y}}}. \quad (22)$$

Капиллярные эффекты

В промысловом оборудовании капиллярное давление устанавливалось равным нулю. Для соединения пласт-промысел фазовое давление P_j приравнивалось давлению в опорной фазе P_{j^*} .

В модели нелетучей нефти давлениям в газе и воде присваивалось значение давления в нефти [9, 10]. Это было сделано для предотвращения обратных перетоков в стволе скважины. В самом деле, если забойное давление будет близким к пластовому давлению, то может произойти следующая ситуация:

$$P_{\alpha} = P_{w_{\alpha}} + P_{\text{сов}_{\alpha}} \geq P_{\beta} \geq P_{w_{\alpha}}, \quad (23)$$

что эквивалентно тому, что скважина будет добывать нефть и нагнетать воду!

Добывающие скважины

Массовый расход компонента \bar{c} определяется как

$$Q_{\bar{c}} = \sum_{j=1}^{n_p} (P_{j_{\alpha}^*} - P_{\beta}) T_{\bar{c}j}^w, \quad (24)$$

откуда приращение невязки получается следующим образом:

$$\tilde{\mathbf{r}}_{\alpha}^F = \left[- \left(\sum_j T_{\bar{c}j}^w \right) (P_{j_{\alpha}^*} - P_{\beta}) \right]_{1 \leq \bar{c} \leq n_c}. \quad (25)$$

Член отбора отрицателен, поскольку добыча флюида приводит к его потере для пластового узла α и появлению в промысловом узле β . Применение уравнения сохранения массы для узла β требует нахождения массового расхода j -й фазы, которое можно вычислить как

$$Q_{j_{\beta}} = \sum_{\bar{c}=1}^{n_c} (P_{j_{\alpha}^*} - P_{\beta}) T_{\bar{c}j}^w. \quad (26)$$

Тогда

$$\tilde{\mathbf{r}}_{\beta}^F = \left[\begin{array}{c} \left[\left(\sum_{\bar{c}=1}^{n_c} T_{\bar{c}j}^w \right) (P_{j_{\alpha}^*} - P_{\beta}) \right]_{1 \leq j \leq n_p} \\ 0 \end{array} \right]. \quad (27)$$

Последняя нулевая строка приращения невязки относится к дискретному уравнению сохранения импульса. Это говорит о том, что соединение между пластовым и промысловым узлами не влияет на изменение количества движения в системе.

Нагнетающие скважины

В работе возможно нагнетание только одной фазы j_i за какой-то конечный промежуток времени. В данной фазе j_i содержится только компонент \bar{c}_i , поэтому массовый расход компонента \bar{c}_i и фазы j_i совпадают:

$$Q_{j_i} = Q_{\bar{c}_i}. \quad (28)$$

Нагнетаемый флюид может полностью вытеснить все подвижные флюиды, которые присутствуют в объеме, содержащем узел α . Соответственно, массовый расход компонента \bar{c}_i или фазы j_i можно выразить как

$$Q_{j_i} = \sum_{\bar{c}=1}^{n_c} \sum_{j=1}^{n_p} \left((P_{\beta} - P_{j_{\alpha}}) T_{\bar{c}j}^w \right) = \left(\sum_{\bar{c}=1}^{n_c} \sum_{j=1}^{n_p} T_{\bar{c}j}^w \right) (P_{\beta} - P_{j_{\alpha}}). \quad (29)$$

Единственный ненулевой член в локальном приращении невязки – это член, который соответствует уравнению для компонента \bar{c}_i в узле α и член, который соответствует уравнению для потока j -й фазы в промысловом узле β .

Как и для добывающей скважины, изменение количества движения не зависит от потока между пластовым узлом α и узлом скважины β , поэтому соответствующая строка приращения невязки приравнена к нулю.

Соединение между промысловыми узлами

Соединение между двумя промысловыми узлами α и β схематично изображено на рис. 4. $Q_{j_{\alpha}}$ положительно, если j -я фаза движется от α к β , и отрицательно в противоположном случае.

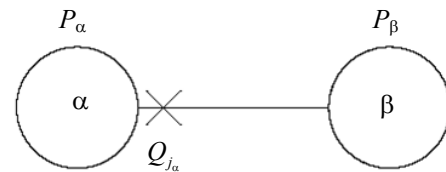


Рис. 4. Определение неизвестных в связанных промысловых узлах α и β

Первые n_p компонент приращения невязки $\tilde{\mathbf{r}}_{\alpha}^F$ равняются расходу $-Q_{j_{\alpha}}$, тогда как первые n_p компонент приращения невязки $\tilde{\mathbf{r}}_{\beta}^F$ равняются расходу $Q_{j_{\alpha}}$. Производные $\tilde{\mathbf{r}}_{\alpha}^F$ и $\tilde{\mathbf{r}}_{\beta}^F$ относительно первичных неизвестных P_{α} , P_{β} и $Q_{j_{\alpha}}$ дадут приращение якобиана.

Давления в узлах α и β отнесены друг к другу следующим образом:

$$\mathcal{F}(P_\alpha, \dots, Q_{j_\alpha}, \dots, P_\beta) = 0. \quad (30)$$

Уравнение сохранения импульса для соединения $\overline{\alpha\beta}$ применяется к узлу α , поэтому последний компонент локального приращения невязки $\tilde{\mathbf{r}}_\alpha^F$ равен $\mathcal{F}(P_\alpha, \dots, Q_{j_\alpha}, \dots, P_\beta)$, в то время как последний компонент локального приращения невязки $\tilde{\mathbf{r}}_\beta^F$ равен нулю:

$$\tilde{\mathbf{r}}_\alpha^F = \begin{bmatrix} [-Q_{j_\alpha}]_{1 \leq j \leq n_p} \\ \mathcal{F}(P_\alpha, \dots, Q_{j_\alpha}, \dots, P_\beta) \end{bmatrix}, \quad (31)$$

и

$$\tilde{\mathbf{r}}_\beta^F = \begin{bmatrix} [Q_{j_\alpha}]_{1 \leq j \leq n_p} \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (32)$$

Гидростатическое равновесие после дискретизации примет вид

$$\mathcal{F}(P_\alpha, \dots, Q_{j_\alpha}, \dots, P_\beta) = P_\beta - P_\alpha - \bar{\rho}g(D_\beta - D_\alpha), \quad (33)$$

где $\bar{\rho}$ – средняя плотность смеси.

Плотности связаны через первичные неизвестные P_α , P_β и Q_{j_α} уравнением

$$\bar{\rho} = \sum_j E_j \rho_j, \quad (34)$$

где E_j – объемная доля j -й фазы в пластовых условиях.

В отсутствие задержки перегоняемых жидкостей динамическая массовая доля f_j будет совпадать с E_j . f_j определяется как

$$f_j = \frac{Q_j}{\sum_{j'=1}^{n_p} Q_{j'}}. \quad (35)$$

Тогда выражение для средней плотности примет вид

$$\bar{\rho} = \sum_j f_j \rho_j. \quad (36)$$

Для вычисления приращения якобиана необходимо рассчитать следующие производные:

$$\frac{\partial \mathcal{F}}{\partial Q_{j_\alpha}}, \quad \frac{\partial \mathcal{F}}{\partial P_\alpha}, \quad \frac{\partial \mathcal{F}}{\partial P_\beta}. \quad (37)$$

Соединение с отводом

Соединение с отводом, которое характеризует головной объект группы, схематично изображено на рис. 5.

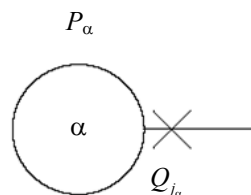


Рис. 5. Определение соединения с отводом

Это соединение можно сравнить с соединением между двумя промысловыми узлами α и β , когда узла β не существует. В результате, не надо вычислять приращение невязки $\tilde{\mathbf{r}}_\beta^F$ и приращения якобиана $\tilde{\mathbf{J}}_{\alpha, \beta}^F$, $\tilde{\mathbf{J}}_{\beta, \beta}^F$ и $\tilde{\mathbf{J}}_{\beta, \alpha}^F$. В то же время приращение невязки $\tilde{\mathbf{r}}_\alpha^F$ будет иметь вид

$$\tilde{\mathbf{r}}_\alpha^F = \tilde{\mathbf{r}}_\alpha^F = \begin{bmatrix} [-Q_{j_\alpha}]_{1 \leq j \leq n_p} \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (38)$$

К данному типу соединения не применяется закон сохранения импульса. Поэтому последнему компоненту вектора \mathbf{r}_α не соответствует никакое уравнение, описывающее этот закон. В данном месте определяются групповые ограничения, которые описаны в следующем разделе.

Реализация модулей, отвечающих за ограничения

Если N_g – число определенных в области групп, тогда система обладает N_g степенями свободы. Для каждой группы устанавливается дополнительное ограничивающее ее уравнение. В работе в одно и то же время ограничения действуют только для одного узла. Причем узел α может представлять забой скважины, ее устье или любой узел наземных объектов, принадлежащих группе.

Существуют различные типы ограничений. Однако в работе реализованы только ограничения на давление и расход. Ограничение на давление в узле α записывается как

$$\mathcal{G}(P_\alpha, \dots, Q_{j_\alpha}, \dots) = \mathcal{G}(P_\alpha) = P_\alpha - P^0, \quad (39)$$

где P^0 – заданное давление.

Ограничение на расход формулируется следующим образом:

$$\mathcal{G}(P_\alpha, \dots, Q_{j_\alpha}, \dots) = \mathcal{G}(\dots, Q_{j_\alpha}, \dots) = \sum_{j=1}^{n_j} \beta_j Q_{j_\alpha} - Q^0, \quad (40)$$

где Q^0 – заданный массовый расход; β_j – коэффициенты, характеризующие расход Q^0 . В таблице приведены значения коэффициентов β_o , β_w и β_g для модели нелетучей нефти и соответствующий им расход Q^0 .

Определение коэффициентов β_j

β_o	β_w	β_g	Q^0
1	0	0	Расход нефти
0	1	0	Расход воды
0	0	1	Расход газа
1	1	0	Расход жидкостей
1	1	1	Общий расход

Ограничения удовлетворяют следующему уравнению:

$$\mathcal{G}(\dots) = 0. \quad (41)$$

Приращение невязки в связи с ограничением имеет вид

$$\tilde{r}_{\text{группа}} = \mathcal{G}(\dots), \quad (42)$$

где $\tilde{r}_{\text{группа}}$ является последним компонентом \tilde{r}_γ , причем γ обозначает единственный узел группы, который имеет соединение с отводом.

Путем дифференцирования приращения невязки $\tilde{r}_{\text{группа}}$ по первичным неизвестным узла α получим приращение якобиана:

$$\frac{\partial(\tilde{r}_{\text{группа}})}{\partial Q_{j_\alpha}}, \dots, \frac{\partial(\tilde{r}_{\text{группа}})}{\partial P_\alpha}. \quad (43)$$

Выводы

Процедура генерации сетки возвращает в качестве результата список узлов и соединений. Для реализации сложных алгоритмов генерации, таких как интерактивное завершение скважин или динамическое локальное измельчение сетки, список модулей должен обновляться. Данная работа предоставляет базу для создания модульного и универсального программного комплекса для решения задач гидродинамического моделирования, который будет эффективен в исследовании новых моделей совместной фильтрации флюидов.

Библиографические ссылки

1. *Aziz X., Settaru Э.* Математическое моделирование пластовых систем / пер. с англ. ; под ред. М. М. Максимова. М. : Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2004. 416 с. Репринтное издание. Оригинальное издание: М. : Недра, 1982.
2. *Abou-Kassem J. H., Farouq Ali S. M., Islam M. R.* Petroleum reservoir simulation: a basic approach, Gulf, Houston, 2006. 445 с.
3. *Каневская Р. Д.* Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. М. : Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2002. 140 с.
4. *Taber J. J.* Dynamic and static forces required to remove a discontinuous oil phase from porous media containing both oil and water. SPEJ, 1969. No. 1, pp. 3-12.
5. *Thiele M. R.* Streamline simulation // 6th International Forum on Reservoir Simulation, 3-7 September 2001. Schloss Fuschl, Austria.
6. *Thiele M. R., Batycky R. P. and Thomas L. K.* Miscible WAG simulations using streamlines // 8th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, 3-6 September 2002. Freiberg, Germany.
7. *Thiele M. R.* Modeling multiphase flow in heterogeneous media using streamtubes, Ph. D. Thesis, Stanford University, Stanford, California, 1994. 203 p.
8. *Truesdell C., Noll W.* The non-linear field theories of mechanics. Springer, Berlin, 1965. 591 p.
9. *Tureyen O. I., Karacali O., Caers J. A.* Parallel, Multiscale Approach to Reservoir Modeling // 9th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, 30 August – 2 September 2004. Cannes, France.
10. *Juanes R.* Displacement theory and multiscale numerical modeling of three-phase flow in porous media, Ph. D. Thesis, University of California, Berkeley, California, 2003. 377 p.

References

1. *Aziz H., Settar E.* *Matematicheskoe modelirovanie plastovykh sistem* [Mathematical modeling of reservoir systems]. Moscow, Izhevsk, 2004, 416 p. (in Russ.).
2. *Abou-Kassem J. H., Farouq Ali S. M., Islam M. R.* Petroleum reservoir simulation: a basic approach, Gulf, Houston, 2006. – 445 с.
3. *Kanevskaya R. D.* *Matematicheskoe modelirovanie gidrodinamicheskikh processov razrabotki mestorozhdenij uglevodorodov* [Mathematical modeling of hydrodynamic processes of development of hydrocarbon deposits]. Moscow, Izhevsk, 2002, 140 p. (in Russ.).
4. *Taber J. J.* Dynamic and static forces required to remove a discontinuous oil phase from porous media containing both oil and water. SPEJ, 1969. No. 1. pp. 3-12.
5. *Thiele M. R.* Streamline simulation. In 6th International Forum on Reservoir Simulation, 3-7 September 2001. Schloss Fuschl, Austria.
6. *Thiele, M.R., Batycky, R.P. and L.K. Thomas,* Miscible WAG simulations using streamlines. In 8th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, 3-6 September 2002. Freiberg, Germany.

7. Thiele M. R. Modeling multiphase flow in heterogeneous media using streamtubes, Ph. D. Thesis, Stanford University, Stanford, California, 1994. 203 p.

8. Truesdell C., Noll W. The non-linear field theories of mechanics. Springer, Berlin, 1965. 591 p.

9. Tureyen O. I., Karacali O., Caers J. A. Parallel, Multiscale Approach to Reservoir Modeling. In 9th

European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, 30 August - 2 September 2004. Cannes, France.

10. Juanes R. Displacement theory and multiscale numerical modeling of three-phase flow in porous media, Ph. D. Thesis, University of California, Berkeley, California, 2003. 377 p.

Generalized Mathematical Model of Non-Oil Petroleum. Implementation of Modules Answering for Nodes, Connections, Limitations of Area of Deposit

S. V. Denisov, PhD in Engineering, Associate Professor, Ufa State Petroleum Technical University

V. E. Lyalin, DSc in Engineering, DSc in Geology and Mineralogy, Professor, Kalashnikov Izhevsk State Technical University

Computer technologies in the field of hydrodynamic modeling and exploration of deposits currently have a tendency of a steady growth of interest on the part of oil companies to introduce them at the enterprise. They allow us to justify the development strategy of oil fields, use them to solve production problems. The overwhelming number of available commercial simulators of deposits is developed using the classical mathematical approach, whose goal is to obtain a system of algebraic hydrocarbon filtration equations. However, with this approach, it is very difficult to ensure the proper level of modularity and standardization of the simulator code, since the base building blocks corresponding to this approach must be provided with too much information. Therefore, an urgent task is to develop a universal approach to the creation of a unified software package for the hydrodynamic modeling of oil fields.

The subject of the study is the development of a relatively simple, universal and modular field simulator. The classical approach, building blocks of which involve the final volumes (or grid blocks), does not meet the requirements of a high level of standardization and modularity. Therefore, a new approach is proposed in which the region is divided into different building blocks: nodes and connections. The implementation of modules responsible for nodes, for connections, for constraints is presented.

Keywords: hydrodynamic modeling, multiphase mixture, non-volatile oil.

Получено: 14.08.18