

Гидродинамическая модель фильтрации жидкости в пласте при наличии трещин гидроразрыва

Д.Р. Гильмиев
(ООО «ТННЦ»)

Адрес для связи: drgilmiev@tnk-bp.com

Ключевые слова: многофазная фильтрация, гидравлический разрыв пласта (ГРП), моделирование, численные методы.

Корректное моделирование притока жидкости к трещине гидроразрыва пласта (ГРП) является важной задачей. В большинстве известных симуляторов гидродинамического моделирования эффект ГРП задается упрощенными способами: изменением параметров соединения скважины с пластом, например скин-фактором; изменением проницаемостей граней ячеек; заданием множителей проводимости, псевдоперфораций; распределением давления внутри трещины путем присваивания каждой ее ячейке весовых коэффициентов. Основной недостаток всех перечисленных методов заключается в отсутствии моделирования течения внутри трещины.

В связи с отмеченным необходим универсальный инструмент, который будет учитывать геометрию трещины и свойства проппанта, в частности его высокую проницаемость, большие скорости движения флюида и проявление инерционных сил. В этом случае стандартный закон Дарси неприменим. Вместо него используется двучленный закон фильтрации Форхгеймера [1, 2].

В статье рассмотрено построение «расщепленной» физико-математической модели движения жидкости в системе пласт – трещина – скважина. В связи с этим предлагается поставленную задачу разделить на две: внешнюю, описывающую движение флюидов в пласте и приток к трещине; внутреннюю, описывающую движение жидкости в трещине. Для получения общего решения необходимо каждую из задач решать на двух взаимно независимых разностных сетках.

Процесс фильтрации двухфазной жидкости в пласте (внешняя задача) описывается системой уравнений Маскета – Мереса [2]

Hydrodynamic model of fluid filtration in the reservoir with well fracture

D.R. Gilmiev (TNNC LLC, RF, Tyumen)

E-mail: drgilmiev@tnk-bp.com

Key words: multiphase filtering, hydraulic fracture, reservoir simulation, numerical methods.

A problem of the influx of fluid to the well crossed by hydraulic fracturing is reviewed. The author researched processes of joint motion of fluid in the system of reservoir-fracture-well. On the basis of the realized numerical 2nd grid model, considering a filtration in the presence of cracks the sector site of a real field with the hydraulic fracturing address program is calculated.

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{kf_o \rho_o}{\mu_o} \frac{\partial p_o}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{kf_o \rho_o}{\mu_o} \frac{\partial p_o}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{kf_o \rho_o}{\mu_o} \frac{\partial p_o}{\partial z} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (mS_o \rho_o); \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{kf_w \rho_w}{\mu_w} \frac{\partial p_w}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{kf_w \rho_w}{\mu_w} \frac{\partial p_w}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{kf_w \rho_w}{\mu_w} \frac{\partial p_w}{\partial z} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (mS_w \rho_w), \quad (2)$$

где k – абсолютная проницаемость, 10^{-3} мкм²; o, w – индекс относится соответственно к нефти и воде; t – время, сут; f – относительная проницаемость; μ – динамическая вязкость, мПа·с; ρ – плотность, кг/м³; p – давление, 10^{-1} МПа; m – пористость; S – насыщенность.

Предполагается, что пласт первоначально насыщен нефтью и удерживаемой капиллярно связанной водой. Для данной задачи будем считать, что массообмен между фазами отсутствует.

Система уравнений (1)-(2) решается с использованием стандартной семиточечной аппроксимации по координатной сетке и явно-неявной по времени (IMPES (Implicit Pressure Explicit Saturation) метод).

После дискретизации системы (1)-(2) уравнения для давления и водонасыщенности принимают соответственно следующий вид [3]:

$$a_{i+0.5,j,k}^{n+1} p_{i+1,j,k}^{n+1} + a_{i-0.5,j,k}^{n+1} p_{i-1,j,k}^{n+1} + a_{i,j+0.5,k}^{n+1} p_{i,j+1,k}^{n+1} + a_{i,j-0.5,k}^{n+1} p_{i,j-1,k}^{n+1} + a_{i,j,k+0.5}^{n+1} p_{i,j,k+1}^{n+1} + a_{i,j,k-0.5}^{n+1} p_{i,j,k-1}^{n+1} + a_{i,j,k}^{n+1} p_{i,j,k}^{n+1} = b_{i,j,k}^n, \quad (3)$$

$$S_{i,j,k}^{n+1} = S_{i,j,k}^n - \frac{dt \cdot L_{i,j,k}^{n+1}}{V_{i,j} m}, \quad (4)$$

где a – элементы матрицы проводимостей граней ячеек, $\text{м}^3/(\text{Па}\cdot\text{сут})$; n – номер временного слоя; i, j, k – координаты разностной сетки; b – вектор-столбец правой части матричного уравнения, $\text{м}^3/\text{сут}$; L – вспомогательный разностный оператор, представляющий собой разность потоков водной фазы, $\text{м}^3/\text{сут}$; V – объем ячейки, м^3 .

Система уравнений (3)-(4) решается IMPES методом [4], т.е. неявно относительно давления и явно относительно насыщенности. Для учета ГРП в численной модели пласта скважина «соединяется» со всеми блоками, до которых «дошла» трещина.

Процесс фильтрации жидкости в трещине высокой проводимости (внутренняя задача) в рамках сопряженной задачи (сопоставление временных масштабов процессов фильтрации в пористой среде и трещине ГРП) подчиняется двумерному уравнению Форхгеймера и уравнению неразрывности [1, 2]

$$\begin{cases} \text{div}(v_{frac}) = q_o + q_w \\ \text{grad}(p_{frac}) = \frac{\mu}{k_{frac}} v_{frac} + \beta \rho v_{frac}^2 \end{cases}, \quad (5)$$

где v_{frac} – скорость течения жидкости в трещине, $\text{м}/\text{сут}$; q_o, q_w – удельная плотность потока соответственно нефтяной и водной фазы, сут^{-1} ; β – коэффициент инерционности, м^{-1} ; p_{frac} – давление в трещине, 10^{-1} МПа; k_{frac} – абсолютная проницаемость трещины, 10^{-3} мкм^2 .

Дискретизация системы уравнений (5) проводится аналогично выражению (3)

$$a_{i+0,5,j} p_{frac,i+1,j}^{n+1} + a_{i-0,5,j} p_{frac,i-1,j}^{n+1} + a_{i,j+0,5} p_{frac,i,j+1}^{n+1} + a_{i,j-0,5} p_{frac,i,j-1}^{n+1} + a_{i,j} p_{frac,i,j}^{n+1} = (Q_o^{l,n+1} + Q_w^{l,n+1}), \quad (6)$$

где l – номер скважины; Q_o, Q_w – сумма источников / стоков соответственно нефтяной и водной фазы, поступающей из пласта (внешняя задача) в трещину (внутренняя задача), $\text{м}^3/\text{сут}$.

Совмещение двух подчиненных задач основано на равенстве потоков между поровой матрицей и трещиной, а также на равенстве давлений на поверхности трещины. Уравнение (6) решается полностью неявно совместно с системой уравнений (3)-(4), описывающих процесс фильтрации внешней задачи в рамках одного временного слоя. Предложенная математическая модель является авторской разработкой, которая реализована в виде программного продукта FluxSim [5], предназначенного для гидродинамического моделирования нефтяных залежей.

Для тестирования предложенной модели решена задача о притоке жидкости к одиночной скважине с трещиной ГРП. Полуудлина трещины составляет 300 м, раскрытость – 5 мм, проницаемость – 25 мкм^2 , скважина работает с контролем по забойному давлению – 13 МПа, средняя проницаемость пласта – 0,03 мкм^2 , начальное пластовое давление – 20 МПа, начальная водонасыщенность – 0,4, размер ячеек – $30 \times 30 \times 0,4$ м, размер внешней гидродинамической сетки – $50 \times 50 \times 4$ ячеек.

При решении данной задачи применялись три метода: первый предусматривает учет течения жидкости в трещине со-

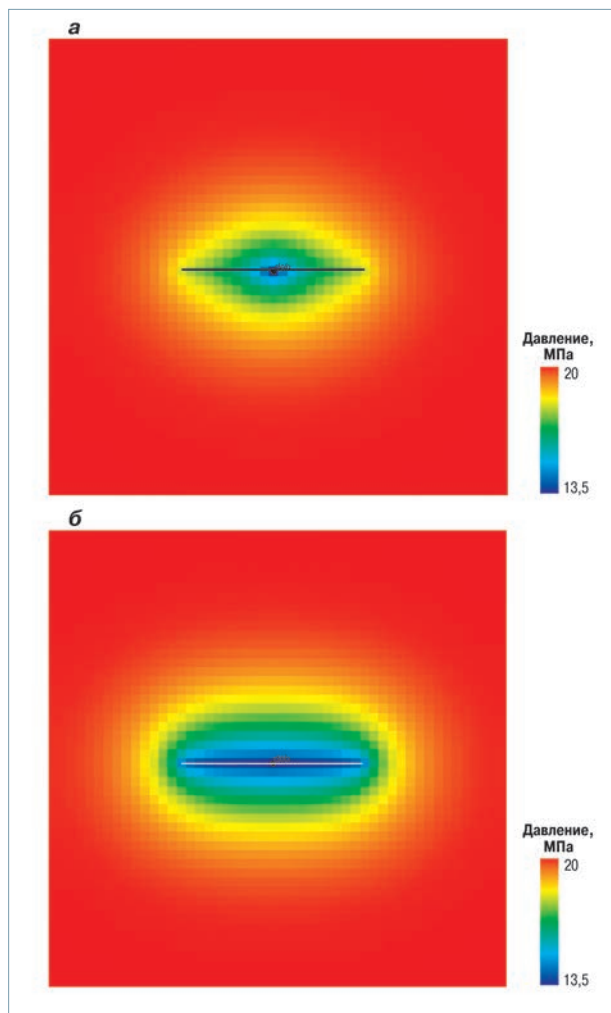


Рис. 1. Карты распределения давления. Приток жидкости к трещине конечной проводимости (решение FluxSim (а) и Tempest (WFRAC) (б))

гласно системе (5) (рис. 1, а); второй – присвоение каждой ячейке трещины давления, пропорционального проводимости и расстоянию от центра скважины, данный подход использован в коммерческих симуляторах Tempest (ключевое слово WFRA) [6] и tNavigator (ключевое слово WFRAC) [7] (рис. 1, б); третий – течение в трещине не учитывается (задание псевдоперфораций), т.е. давление по длине трещины принимается равным забойному давлению в скважине. Сравнение результатов расчетов приведено в таблице и на рис. 2. Как видно из таблицы, разница давлений на концах трещины, рассчитанных по первому и второму методам, составляет около 1,21 МПа. Таким образом, депрессия по длине трещины по первому методу будет наименьшей. Следовательно, можно сделать вывод, что «крылья» трещины (метод 1) работают менее эффективно, продуктивность скважин без учета трения завышена.

Метод	Дебит, $\text{м}^3/\text{сут}$		Давление на крыльях трещины, МПа
	жидкости	нефти	
1 (FluxSim)	103,2	64,0	19,85
2 WFRAC (Tempest)	162,4	95,8	18,64
3 (квазиперфорации)	650,0	396,5	13

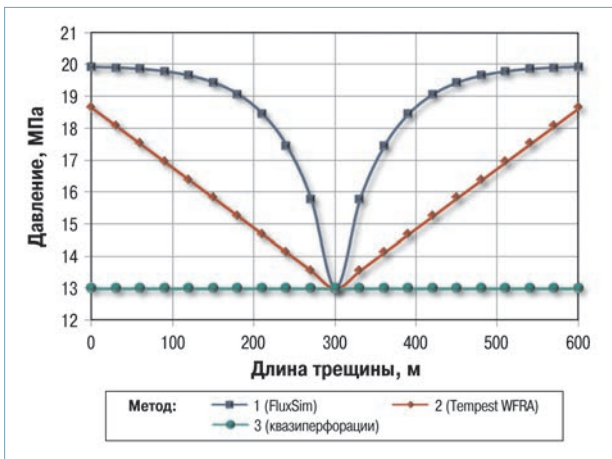


Рис. 2. Эпюра распределения давления вдоль трещины

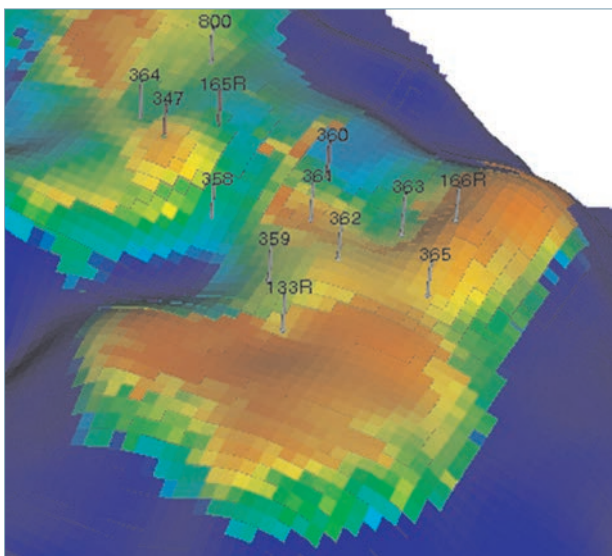


Рис. 3. Сектор моделируемого пласта Б₂ месторождения «Р»

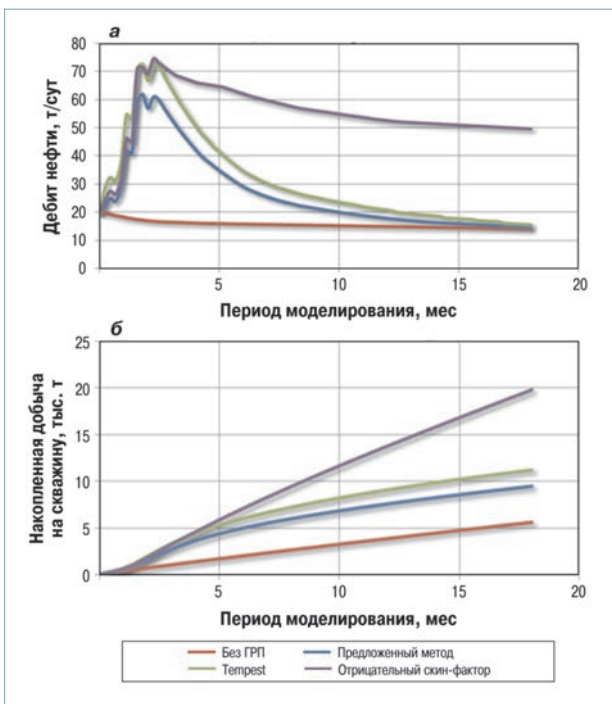


Рис. 4. Прогнозный дебит (а) и накопленная добыча нефти (б) по пласту Б₂ месторождения «Р»

Разработанный подход, учитывающий течение внутри трещины, был использован в пласте Б₂ месторождения «Р». В качестве практического примера использован секторный участок рассматриваемого пласта (рис. 3), на котором планируется проведение адресной программы ГРП. Пласт Б₂ сложен терригенными коллекторами, по геолого-физическим параметрам характеризуется как высокопроницаемый (0,7 мкм²), расчлененность его составляет около 4,7, вязкость нефти – 3 мПа·с. Параметры моделируемых трещин задавались следующие: полудлина трещин – 150 м, раскрытость – 4 мм, проницаемость – 30 мкм².

Проведенные гидродинамические расчеты показали (рис. 4), что прогнозные уровни добычи нефти (без учета течения в трещине) завышены на 18 %, что также подтверждает результаты решения рассмотренной выше модельной задачи.

Выводы

1. Крылья трещины ГРП при учете течения вдоль трещины работают менее эффективно.
2. Модельная эффективность эксплуатации скважин без учета течения вдоль трещины завышена.

Список литературы

1. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М.: Недра, 1999. – 212 с.
2. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. – М.: Гостехиздат, 1949. – 628 с.
3. Патанкар С. Численные методы решения задач теплообмена и динамики жидкости. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 152 с.
4. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра, 1982. – 407 с.
5. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ, ПК «FluxSim» №2012618782 от 26.09.12 г.
6. Technical Reference More 6.6. – Roxar – 2010.
7. Техническое руководство tNavigator версия 3.3. – М., 2012. – 1026 с.

References

1. Kanevskaya R.D., *Matematicheskoe modelirovanie razrabotki mestorozhdeniy nefli i gaza s primeneniem gidravlicheskogo razryva plasta* (Mathematical modeling of the development of oil and gas using hydraulic fracturing). Moscow: Nedra-Biznesstsentr Publ., 1999, 212 p.
2. Muskat M., *The flow of homogeneous fluids through porous media*, New York and London: McGRAW-HILL BOOK COMPANY, 1937, 763 p.
3. Patankar Suhas V., *Numerical heat transfer and fluid flow*, Taylor and Francis, 1978.
4. Aziz Kh., Settari A., *Petroleum reservoir simulation*, Applied Science Publishers, 1979, 476 p.
5. *Svidetel'stvo o gosudarstvennoy registratsii programmy dlya EVM, PK FluxSim* (Certificate of state registration of the computer, the PC FluxSim), no. 2012618782, 26.09.2012.
6. *Technical Reference More 6.6*, Roxar, 2010.
7. *Tekhnicheskoe rukovodstvo tNavigator versiya 3.3* (Technical Manual tNavigator version 3.3), Moscow: 2012, 1026 p.