

УДК 622.245.7
DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4295
Шифр специальности ВАК: 2.8.4

Численный анализ поля распределения давления и векторов скорости потока жидкости вблизи отверстий кумулятивной перфорации

С.Н. Попов^{1✉}, С.Е. Чернышов²

¹ Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Россия, г. Москва

² Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Россия, г. Пермь

✉ popov@ipng.ru

Аннотация. *Актуальность* исследования обусловлена необходимостью определения достоверного поля распределения давления и векторов скорости фильтрации флюида внутри перфорационного канала и в окружающей его породе-коллекторе. *Цель:* на основе численного конечно-элементного моделирования течения флюида внутри перфорационного канала и фильтрации его в окружающей породе-коллекторе выявить закономерности распределения давления и векторов фильтрации жидкости в перфорационном канале, на его стенках и в околоскважинной зоне. *Объекты:* околоскважинная зона карбонатного коллектора одного из нефтяных месторождений юга Пермского края, включающая перфорационные каналы. *Методы:* численный конечно-элементный метод расчета течения и фильтрации жидкости в околоскважинной зоне с учетом геометрии перфорационных каналов. *Результаты.* Рассмотрены основные соотношения, используемые при численном моделировании течения и фильтрации жидкости в программном комплексе конечно-элементного моделирования ANSYS. Разработана конечно-элементная схема околоскважинной зоны, включающая кумулятивные перфорационные каналы и учитывающая их геометрические характеристики, а также тот факт, что внутри отверстий моделируется течение жидкости в открытом пространстве с помощью уравнений Навье–Стокса, а в окружающей их породе-коллекторе – на основе уравнений фильтрации и закона Дарси. Проведены численные расчеты, на основе которых получено распределение давления, скоростей течения и фильтрации флюида внутри каналов и в околоскважинной зоне в целом. Расчеты производились при вариации величины давления в скважине (или депрессии на пласт), а также для различной величины проницаемости коллектора 50 мД величина изменения давления внутри перфорационного канала не превысит 0,01 МПа, т. е. можно предположить, что внутри отверстия оно практически не меняется. Отмечено, что максимальное значение скорости фильтрации соответствует вершине перфорационного канала, и затем ее значение уменьшается по мере приближения к стенке скважины. Сделан вывод о том, что при дальнейшем моделировании напряженно-деформированного состояния околоскважинной зоны с учетом каналов кумулятивной перфорации на поверхности отверстий допустимо задавать постоянную величину давления, равную давлению в скважине, а не логарифмическое или какое-либо другое его распределение.

Ключевые слова: перфорационное отверстие, давление, скорость фильтрации, численный метод, метод конечных элементов, скважина, околоскважинная зона

Благодарности: Работа выполнена в рамках госзадания «Экспериментальные и теоретические исследования межфазных явлений, термодинамических, физико-химических и геомеханических свойств нефтегазовых пластовых систем для повышения эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов» (FMME-2022-0008, Рег. № НИОКТР 122022800364-6).

Для цитирования: Попов С.Н., Чернышов С.Е. Численный анализ поля распределения давления и векторов скорости потока жидкости вблизи отверстий кумулятивной перфорации // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 4. – С. 80–87. DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4295

UDC 622.245.7

DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4295

Numerical analysis of a pressure distribution field and fluid flow velocity vectors near cumulative perforation holes

S.N. Popov¹✉, S.E. Chernyshov²

¹ Oil and Gas Research Institute of Russian Academy of Science, Moscow, Russian Federation

² Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

✉ popov@ipng.ru

Abstract. Relevance. The need to determine a reliable pressure distribution field and fluid filtration velocity vectors inside the perforation hole and the reservoir rock surrounding it. **Aim.** On the basis of numerical finite element modeling of the fluid flow inside the perforation holes and its filtration in the surrounding reservoir rock, to reveal the patterns of pressure distribution and fluid filtration vectors in the perforation hole, on its walls and in the near-wellbore zone. **Objects.** Near-wellbore zone of a limestone reservoir of one of the oil fields in the south of the Perm Region, including perforations. **Methods.** Numerical finite element method for calculating the flow and filtration of liquid in the near-wellbore zone, taking into account the geometry of perforation holes. **Results.** The paper considers the main relationships used in numerical simulation of fluid flow and filtration in the ANSYS finite element modeling software package. The authors have developed the finite element scheme of the near-wellbore zone, including cumulative perforation holes and taking into account their geometric parameters, as well as the fact that inside the holes the fluid flow is modeled in open space using the Navier–Stokes equations, and in the surrounding reservoir rock based on the filtration equations and Darcy's law. Numerical calculations were carried out, on the basis of which the distribution of pressure, flow velocities and fluid filtration inside the holes and in the near-wellbore zone as a whole was obtained. Calculations were made with varying pressure in the well (or pressure drawdown), as well as for different values of reservoir permeability. The calculation results showed that for the actual drawdown values of 10 MPa and the reservoir permeability of 50 mD, the value of pressure change inside the perforation holes will not exceed 0.01 MPa, i.e. it can be assumed that it practically does not change inside the hole. It is noted that the maximum value of the filtration rate corresponds to the top of the perforation holes and then its value decreases as it approaches the borehole wall. It is concluded that in further modeling of the stress-strain state of the near-wellbore zone, taking into account the holes of cumulative perforation on the surface of the holes, it is permissible to set a constant pressure value equal to the pressure in the well, and not logarithmic or any other distribution of it.

Keywords: perforation hole, pressure, filtration rate, numerical method, finite element method, well, near-wellbore zone

Acknowledgements: The paper was completed with support of the state task "Experimental and theoretical studies of interfacial phenomena, thermodynamic, physicochemical and geomechanical properties of oil and gas reservoir systems to improve the efficiency of development of hard-to-recover hydrocarbon reserves" (FMME-2022-0008, Reg. No. NIOKTR 122022800364-6).

For citation: Popov S.N., Chernyshov S.E. Numerical analysis of a pressure distribution field and fluid flow velocity vectors near cumulative perforation holes. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 4, pp. 80–87. DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4295

Введение

В процессе освоения нефтяных и газовых скважин применяют различные методы интенсификации притока (создание трещины гидроразрыва, радиальное бурение, кислотные обработки (появление червоточин) и др.), а также производят вторичное вскрытие продуктивного объекта с помощью различных методов перфорации: кумулятивной, щелевой, пулевой, сверлящей и др. [1–4]. Подобные явления приводят к трансформации напряженно-деформированного состояния пород-коллекторов вблизи скважины [5–8], а также к изменению поля распределения давления и скорости потока флюида в околоскважинной зоне [9–13].

Как известно, при расчетах продуктивности скважины или приемистости нагнетательной скважины применяется широко известная формула Дюпюи, позволяющая аналитически, с использованием небольшого числа характеристик пласта и флюида, определить вышеперечисленные основные параметры работы скважин. С помощью данной формулы также можно получить логарифмическую зависимость распределения давления вблизи скважины в так называемой «депрессионной воронке». Несмотря на то, что данная формула применяется повсеместно, с определенной степенью достоверности она может быть использована только для вертикальной скважины с открытым стволом, т. к.

не учитывает широкий спектр различных факторов: геометрию перфорационных каналов, несовершенство по степени и характеру вскрытия пласта и др. В связи с этим расчет фильтрации жидкости необходимо вести именно для каналов, а не для всей поверхности вскрытия.

Такая проблема может быть решена за счет использования численных методов расчета, которые позволяют определить основные гидродинамические параметры флюида и вычислить суммарный поток жидкости через поверхности перфорационных отверстий. На основе численных методов также появляется возможность проанализировать трансформацию фильтрационно-емкостных свойств, вызванную изменением эффективных напряжений [14–17]. В то же время при моделировании напряженно-деформированного состояния пород-коллекторов возникает проблема с выбором граничных условий на поверхности каналов перфорации, т. е. какую величину давления задавать на их свободной поверхности и должно ли давление быть постоянным или меняться в зависимости от удаления от стенки скважины по линейной, логарифмической или какой-либо другой зависимости. В данной публикации на основе численного расчета с применением метода конечных элементов определен характер распределения давления и векторов скорости потока жидкости после создания перфорационных отверстий, а также граничные условия при решении упругой и пороупругой задачи для определения поля распределения напряжений и трансформации фильтрационно-емкостных свойств в околоскважинной зоне пласта-коллектора.

Численный метод расчета течения и фильтрации жидкости

Как уже было отмечено выше, обычно принимается, что давление в коллекторе вблизи вертикальной скважины распределяется по известной логарифмической зависимости:

$$p = p_b - \Delta p \frac{\ln\left(\frac{r}{r_b}\right)}{\ln\left(\frac{r_w}{r_b}\right)}, \quad (1)$$

где p – определяемая величина давления; p_b – давление на контуре питания; Δp – депрессия на пласт; r_b – радиус контура питания; r_w – радиус скважины; r – радиус от оси скважины, для которого определяется величина давления.

Очевидно, что образование полостей в породе в виде перфорационных отверстий должно привести к перераспределению давления и скоростей фильтрации жидкости. Достоверное распределение данных гидродинамических характеристик может быть определено с помощью методов численного моделирования, в частности метода конечных элементов. Моделируемую область при этом можно разделить на две составляющих:

- область перфорационных каналов, где течение жидкости происходит по аналогии с течением жидкости в трубопроводах и в общем случае может быть описано дифференциальными уравнениями Навье–Стокса;
- область пород-коллекторов, где флюид фильтруется через поры, и ее поведение может быть описано с помощью закона Дарси.

Для решения данной задачи была разработана конечно-элементная схема околоскважинной зоны, учитывающая вышеперечисленные особенности (рис. 1). Модель была реализована в программном комплексе ANSYS, в котором для решения задач гидродинамики, а также фильтрации жидкости в пористой среде используется встроенный модуль FLOTTRAN [18–20]. Данный модуль включает специальный параметр, называемый распределенным стационарным сопротивлением, который добавляется в уравнение Навье–Стокса. Постановка задачи для несжимаемой жидкости включает в себя уравнение неразрывности:

$$\operatorname{div}(\vec{v}) = 0 \quad (2)$$

и уравнение Навье–Стокса:

$$\rho \left(\frac{\partial v_i}{\partial t} + \frac{\partial (v_i v_j)}{\partial x_j} \right) = \rho g_i - \frac{\partial p}{\partial x_i} + R_i + \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\mu^e \frac{\partial v_i}{\partial x_j} \right) \quad (i, j = 1, 2, 3), \quad (3)$$

где g_i – вектор ускорений; ρ – плотность; μ^e – эффективная вязкость; R_i – распределенное сопротивление пористой среды; v – скорость течения жидкости.

Сопротивление пористой среды – вектор R_i из уравнения Навье–Стокса:

$$R_i = -C \mu v_i, \quad (4)$$

где μ – вязкость.

Как видно из соотношений (2)–(4), в них включен закон Дарси:

$$v_i = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x_i}, \quad (5)$$

где k – проницаемость горной породы; μ – вязкость жидкости; P – давление; $\frac{\partial P}{\partial x_i}$ – градиент давления. Из сравнения (4) и (5) видно, что $C=1/k$.

В соотношениях (2)–(5) для области породы-коллектора v_i – это скорость фильтрации жидкости в породе; для области внутри перфорационного канала это скорость течения жидкости в открытом пространстве. Так, для области течения жидкости внутри канала перфорации параметр проницаемости не задается, поэтому в соотношении (3) параметр распределенного сопротивления равен нулю.

Для расчета течения флюида в околоскважинной зоне с учетом отверстий кумулятивной перфорации была разработана трехмерная конечно-элементная схема, учитывающая геометрию перфорационных каналов. При создании трехмерной конечно-элементной схемы использовались конечные элементы fluid142, которые, согласно соотношениям (2)–(5), можно использовать для моделирования течения жидкости и ее фильтрации в пористой среде. При этом предполагалось, что моделируется однофазная жидкость, в силу того в программном комплексе не заложена возможность задания фазовых проницаемостей.

На основе предварительных расчетов были определены величины чисел Рейнольдса и Фруда, которые показали, что для моделируемых условий течение является ламинарным, а воздействием силы тяжести можно пренебречь. Рассматривалась изотермическая стационарная задача с установившимся течением в канале перфорации и фильтрации в породе. Температура системы предполагалась постоянной и одинаковой во всей области. В связи с тем, что выполняется расчет фильтрации

нефти из пласта, вязкость и плотность жидкости постоянны и не зависят от давления.

На рис. 1 область фильтрации жидкости в горной породе выделена голубым цветом, область течения жидкости в канале перфорации – фиолетовым.

В качестве граничных условий задавались следующие:

- на верхней (граница № 1), нижней (граница № 6), правой (граница № 2) и левой (граница № 3) гранях модели задавалась нулевая скорость потока жидкости по направлению нормали к свободной поверхности;
- на стенке скважины (граница № 4) задавались нулевые скорости потока жидкости по всем направлениям, имитируя непроницаемую стенку обсаженной скважины (помимо области перфорационных каналов);
- на внешней стенке (граница № 7) модели задавалась постоянная величина давления, определенная на основе зависимости (1);
 в области, соответствующей входу в перфорационный канал на стенке скважины (граница № 5), задавалось давление в скважине с учетом депрессии на пласт.

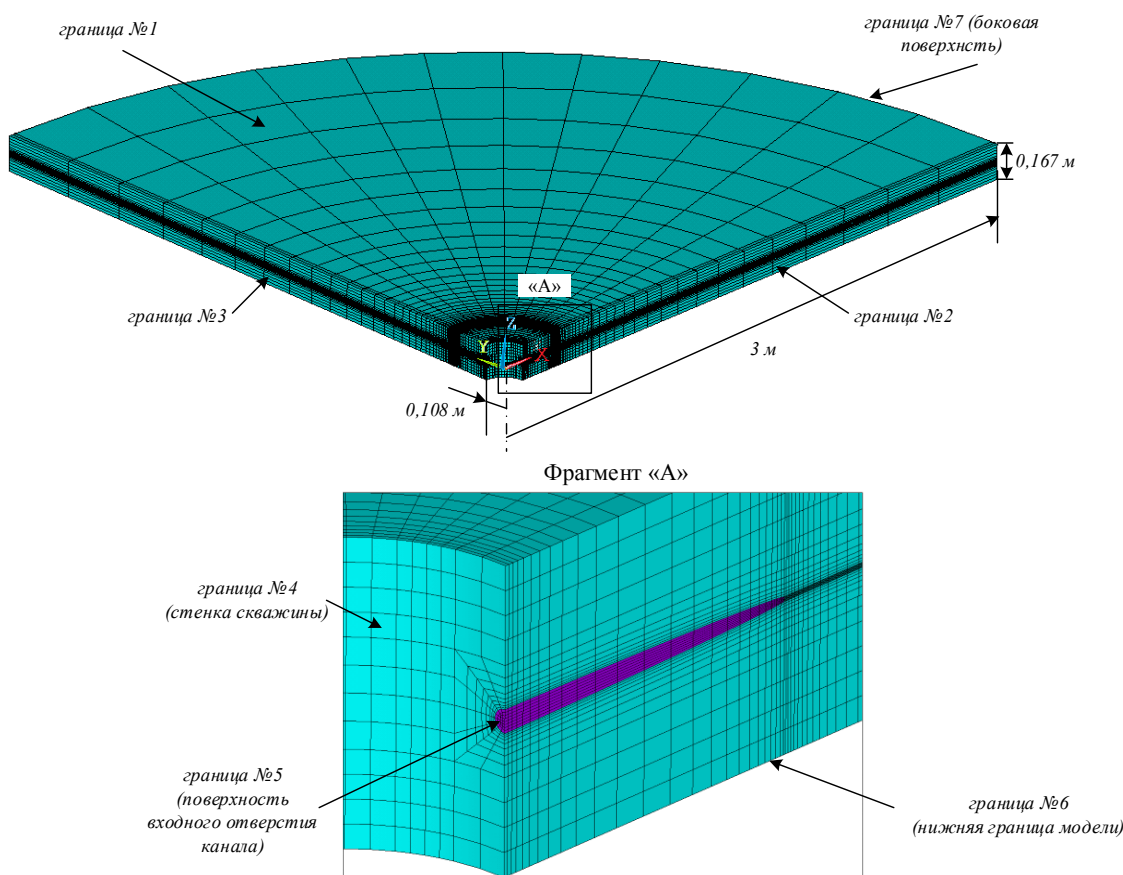


Рис. 1. Конечно-элементная схема околоскважинной зоны с отверстиями кумулятивной перфорации (фиолетовым цветом выделена область отсутствия породы)

Fig. 1. Finite element scheme of the near-wellbore zone with cumulative perforation holes (the holes area is highlighted in purple)

В модели перфорационные каналы были заданы в виде эллипсоида с радиусами 20 и 300 мм (рис. 1). Моделирование осуществлялось для условий турней-фаменских карбонатных отложений юга Пермского края. В таблице приведены основные геометрические и физические характеристики модели.

Таблица. Геометрические и физические параметры модели, используемые в расчетах

Table. Geometrical and physical parameters of the model used in calculations

Параметр Parameters	Единицы измерения Units	Значение Value
радиус скважины/well radius	мм/mm	108
внешний радиус области коллектора outer radius of the reservoir section	м/m	3
максимальный радиус перфорационного канала maximum radius of the perforation hole	мм/mm	20
длина перфорационного канала perforation hole length	мм/mm	300
проницаемость/permeability	мД/mD	50
вязкость жидкости/fluid viscosity	мПа·с/mPa·s	5
давление на контуре питания supply pressure	МПа/MPa	17,6
давление в скважине/bottom hole pressure	МПа/MPa	7,6

Предполагалось, что пластовое давление равно 17,6 МПа, и скважина работает на депрессии 10 МПа, поэтому давление на поверхности в начале перфорационного канала, соответствующего стенке скважины, задавалось равным 7,6 МПа.

Результаты численного моделирования

С помощью разработанной конечно-элементной модели было проведено многовариантное численное моделирование. В расчетах варьировались параметры, которые в большей степени могут повлиять на распределение давления и скорость течения жидкости: проницаемость, вязкость жидкости и депрессия на пласт. На рис. 2, 3 показаны основные результаты

расчетов. Точность расчетов задавалась по величине давления и была равной 10^{-8} Па, скорости течения жидкости определялись с точностью 10^{-8} м/с.

Как видно из рис. 2, б, в породе-коллекторе, окружающей перфорационное отверстие, происходит весьма существенное перераспределение давления. При создании депрессии на пласт зона минимальных давлений соответствует стенкам перфорационных отверстий и возрастает при удалении от них, переходя в логарифмическую зависимость от радиальной координаты.

Также было установлено, что внутри перфорационного канала давление флюида изменяется весьма незначительно (рис. 2, а). Так, для проницаемости 50 мД перепад давления между началом перфорационного канала на стенке скважины и его вершиной составил всего 0,01 МПа. С увеличением проницаемости перепад давления внутри канала прямопропорционально увеличивался. Если задать величину проницаемости коллектора равной 1 Д, его величина уже составит 0,2 МПа, что в то же время также является весьма незначительным по отношению к величине пластового или забойного давления, хотя такой результат получен для весьма завышенной проницаемости пласта. Было определено, что перепад давления в канале изменяется прямо пропорционально величине депрессии.

Таким образом, на основе полученного распределения давления можно сделать вывод о том, что при моделировании перфорации в упругой и пороупругой среде для реальных значений проницаемости пласта на стенке перфорационных каналов можно задавать граничное условие в виде одинакового давления на всей свободной поверхности отверстий, а не логарифмическую или какую-либо другую зависимость от радиальной координаты. В таком случае задавать давление необходимо для каждого канала с учетом толщины пласта и глубины расположения каналов вдоль ствола скважины. В конечном итоге дебит скважины может быть рассчитан путем суммирования дебитов по всем перфорационным отверстиям.

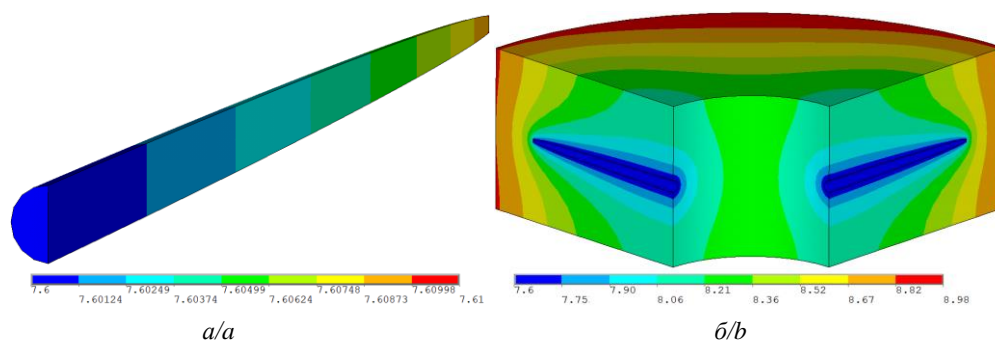


Рис. 2. Распределение давления (МПа) в перфорационном канале (а) и в окружающей породе-коллекторе (б) при депрессии 10 МПа

Fig. 2. Pressure distribution (MPa) in the perforation hole (a) and in the surrounding reservoir rock (b) at a pressure draw-down of 10 MPa

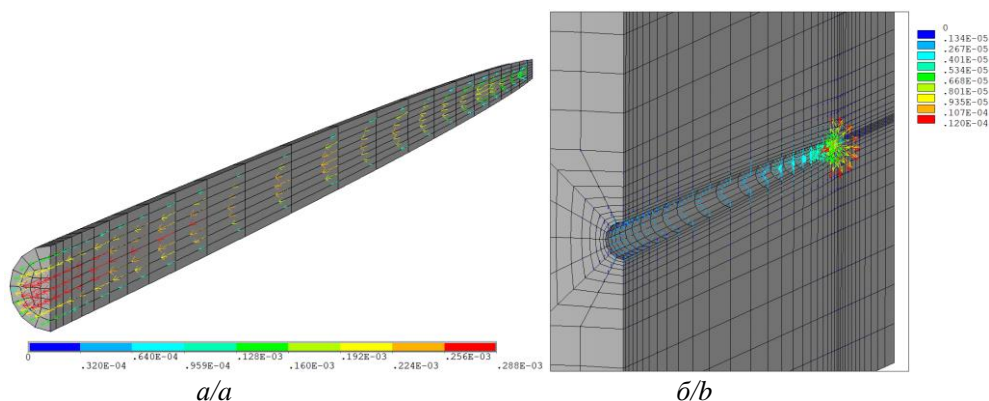


Рис. 3. Распределение векторов скорости течения жидкости (м/с) в перфорационном канале (а) и в окружающей породе-коллекторе (б) при депрессии 10 МПа

Fig. 3. Distribution of fluid flow velocity vectors (m/s) in the perforation hole (a) and in the surrounding reservoir rock (b) at a pressure drawdown of 10 MPa

Если учитывать в расчетах изменение фильтрационно-емкостных свойств пород под воздействием изменяющихся эффективных напряжений, то оно не должно существенно повлиять на распределение давления в перфорационном канале, но повлияет на перераспределение давления в окружающей породе-коллекторе.

При варьировании вязкостью жидкости было получено, что изменение данного параметра не влияло на распределение давления, но пропорционально изменялась скорость течения и фильтрации жидкости. Из рис. 3, а видно, что максимальная скорость течения флюида соответствует оси перфорационного канала и его сечению на стенке скважины, что сочетается с течением жидкостей в трубопроводах и круглых каналах. При удалении от стенки скважины скорость течения жидкости в отверстии уменьшается.

Если рассматривать скорость фильтрации нефти в породе-коллекторе вблизи перфорации, то наблюдается противоположная картина. Из рис. 3, б видно, что ее максимальное значение соответствует вершине перфорационного канала и затем ее значение уменьшается по мере приближения к стенке скважины. Если сопоставлять максимальные значения скорости течения флюида в канале и фильтрации жидкости в породе, то из рис. 3 видно, что максимальная скорость течения жидкости в перфорационном отверстии примерно в 20 раз выше максимальной скорости фильтрации флюида в породе.

Следует также отметить, что с помощью разработанной численной модели можно учитывать изменения проницаемости в зависимости от распределения эффективных напряжений и влияние такого эффекта на распределение давления и скорости потока флюида вблизи перфорационных каналов. В рамках дальнейших исследований планируется провести сопоставление полученных расчетов с реальными промысловыми данными: значениями

дебитов скважин для геометрических характеристик перфорационных каналов и их количеством, имеющим место при создании перфорации.

Выводы

В данной публикации рассмотрены результаты численного конечно-элементного моделирования фильтрации и течения жидкости вблизи каналов кумулятивной перфорации. Полученные результаты позволяют сделать следующие основные выводы:

1. В статье представлены соотношения для численного конечно-элементного расчета течения и фильтрации жидкости в программном комплексе ANSYS. Отмечается, что внутри каналов перфорации моделируется течение жидкости в открытом пространстве с помощью уравнений Навье–Стокса, а в окружающей их породе-коллекторе – на основе уравнений фильтрации и закона Дарси.
2. При использовании реальных значений депрессии в 10 МПа и проницаемости коллектора 50 мД было определено, что величина изменения давления внутри перфорационного канала не превысит 0,01 МПа, это говорит о том, что внутри отверстия перепад давления практически отсутствует.
3. При численном моделировании напряжений вблизи скважины с учетом перфорационных отверстий на их поверхности можно задавать постоянную величину давления, равную давлению в скважине, а не логарифмическое или какое-либо другое его распределение.
4. Результаты численного моделирования показали, что максимальное значение скорости фильтрации соответствует вершине перфорационного канала и затем ее значение уменьшается по мере приближения к стенке скважины.

5. Варьирование величиной проницаемости, депрессии на пласт и вязкости жидкости приводит к прямо пропорциональному изменению величины снижения давления в канале перфорации, но в то же время остается достаточно малой величиной по сравнению со значением пластового или забойного давления.
6. Разработанную модель околоскважинной зоны можно применять в дальнейшем для расчета поля давлений, скорости фильтрации и величины продуктивности/приемистости скважины с учетом изменяющейся проницаемости в зависимости от величины эффективных напряжений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Научное обоснование методов вторичного вскрытия фаменских отложений юго-востока Пермского края на основании геомеханического моделирования / С.Е. Чернышов, С.Н. Попов, С.В. Варушкин, А.А. Мелехин, С.Н. Кривошеков, Ш. Пен // Записки Горного института. – 2022. – Т. 257. – № 5. – С. 732–743.
2. Kritsanaphak K., Tirichine S., Abed M.L. Using hydrjet perforating technique as an effective alternative to explosive perforating for algerian oil and gas fields // IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition. – Ho Chi Minh City, Vietnam, 1–3 November 2007. OnePetro, 2007. SPE-136066-MS. – P. 1–14.
3. Quantifying the skin factor for estimating the completion efficiency of perforation tunnels in petroleum wells / M.A. Rahman, S. Mustafiz, M. Koxsal, M.R. Islam // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2007. – Vol. 58. – Iss. 1–2. – P. 99–110.
4. Омелянюк М.В., Уколов А.И. Пахляя И.А. Численное моделирование турбулентных затопленных струй, бьющих в тупик перфорационных каналов, при обработках скважин // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 5. – С. 72–76.
5. Попов С.Н., Чернышов С.Е., Кривошеков С.Н. Сопоставительный анализ аналитического и численного методов расчета напряженно-деформированного состояния околоскважинной зоны на основе упругой модели с учетом основных конструктивных элементов скважины // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 5. – С. 94–102.
6. Study of downhole shock loads for ultra-deep well perforation and optimization measures / Q. Deng, H. Zhang, J. Li, X. Hou, V. Zhao // Energies. – 2019. – Vol. 12. – Iss. 14. – № 2743. – P. 1–23.
7. Расчет устойчивости ствола скважины для предотвращения осложнений при бурении / С.В. Лукин, С.В. Есипов, В.В. Жуков, Ю.В. Овчаренко, А.Ю. Хомутов, Т.Н. Шевчук, И.В. Сусялков // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 6. – С. 70–73.
8. Numerical simulation of sand production in oil wells using the CFD-DEM-IBM approach / A. Rakhimzhanova, C. Thoknton, Y. Amanbek, Y. Zhao // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208. – Part C. 09529. – P. 1–24.
9. Ямкин М.А., Сафуллина Е.У. Оценка соответствия результатов компьютерного моделирования притока жидкости к трещине гидроразрыва пласта реальным данным // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 3. – С. 210–217.
10. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р. Математическая модель закачки вязкоупругих составов в продуктивный пласт // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 3. – С. 218–228.
11. Рудяк В.Я., Бочаров О.Б., Кушнер Д.Ю. Эффективный алгоритм расчета притока флюида в скважину через систему перфорационных каналов // Вычислительные технологии. – 2013. – Т. 18. – № 2. – С. 72–83.
12. Григулецкий В.Г. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. Течение вязкой технологической жидкости через перфорационные отверстия и каналы некруговой формы. Часть 2. Новое приближенное решение задачи // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 11. – С. 18–26.
13. Шагапов В.Ш., Нагаева З. М., Аносова Е.П. Упругий режим фильтрации жидкости к скважине через перпендикулярную ей трещину, образовавшуюся при гидроразрыве пласта // Прикладная механика и техническая физика. – 2022. – Т. 63. – № 4 (374). – С. 105–115.
14. Zoback M.D. Reservoir geomechanics. – Cambridge, U.K.: Cambridge University press, 2007. – 505 p.
15. Попов С.Н. Определение коэффициента запаса прочности цементного камня на основе численного моделирования напряженно-деформированного состояния околоскважинной зоны с учетом изменения упруго-прочностных свойств цемента в процессе его твердения и под воздействием кислотного реагента // SOCAR Proceeding. – 2021. – SI № 2. – С. 8–16.
16. Petroleum related rock mechanics / E. Fjear, R.M. Holt, P. Horsrud, A.M. Raaen, R. Risnes. – Amsterdam: Elsevier, 2008. – 492 p.
17. Попов С.Н., Чернышов С.Е., Гладких Е.А. Влияние деформаций терригенного коллектора в процессе снижения забойного и пластового давления на изменение проницаемости и продуктивности скважины // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 9. – С. 148–157.
18. Геомеханический анализ деформирования и разрушения конструктивных элементов скважин ОАО «Сургутнефтегаз» / Ю.А. Кашников, С.В. Гладышев, С.Г. Ашихмин, Г.Б. Проводников // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 11. – С. 39–43.
19. Ying Z. Effect of velocity of fluid field of 3-spacer nozzle in roll-casting models using coupled fluid-thermal finite element analysis // Applied mechanics and materials. – 2010. – Vol. 29–32. – P. 1481–1487.
20. Modified Reynolds' equation and analytical analysis of squeeze-film air damping of perforated structures / M. Bao, Y., Sun, H. Yang, P.J. French // Journal of micromechanics and microengineering. – 2003. – Vol. 13. – № 6. – P. 795–800.

Информация об авторах

Сергей Николаевич Попов, доктор технических наук, главный научный сотрудник, заведующий лабораторией нефтегазовой механики и физико-химии пласта Института проблем нефти и газа Российской академии наук, Россия, 119333, г. Москва, ул. Губкина, 3. popov@ipng.ru, <https://orcid.org/0000-0002-1110-7802>

Сергей Евгеньевич Чернышов, доктор технических наук, заведующий кафедрой нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета, Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29. nirgnf@bk.ru, <https://orcid.org/0000-0002-2034-3014>

Поступила в редакцию: 15.06.2023

Поступила после рецензирования: 18.09.2023

Принята к публикации: 22.03.2024

REFERENCES

1. Chernyshov S.E., Popov S.N., Varushkin S.V., Melekhin A.A., Krivoschekov S.N., Ren S. Scientific justification of the perforation methods for the Famennian deposits in the southeast of the Perm region. *Journal of Mining Institute*, 2021, vol. 257, no. 5, pp. 732–743. (In Russ.)
2. Kritsanaphak K., Tirichine S., Abed M.L. Using hydrajert perforating technique as an effective alternative to explosive perforating for algerian oil and gas fields. *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition*. Ho Chi Minh City, Vietnam, 1–3 November 2007. OnePetro, 2007, SPE-136066-MS. pp. 1–14.
3. Rahman M.A., Mustafiz S., Koksai M., Islam M.R. Quantifying the skin factor for estimating the completion efficiency of perforation tunnels in petroleum wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2007, vol. 58, Iss. 1–2, pp. 99–110.
4. Omelyanyuk M.V., Ukolov A.I., Pakhlyan I.A. Numerical simulation of turbulent submerged jets hitting a dead end when processing bottom-hole zones. *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*, 2020, no. 5, pp. 72–76. (In Russ.)
5. Popov S.N., Chernyshov S.E., Krivoschekov S.N. Comparative analysis of the analytical and numerical methods for calculating the stress-strain state of the near-wellbore zone based on the elastic model taking into account the main structural elements of the well. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 5, pp. 94–102. (In Russ.)
6. Deng Q., Zhang H., Li J., Hou X., Zhao B. Study of downhole shock loads for ultra-deep well perforation and optimization measures. *Energies*, 2019, vol. 12, Iss. 14, no. 2743, pp. 1–23.
7. Lukin S.V., Esipov S.V., Zhukov V.V., Ovcharenko Yu.V., Khomutov A.Yu., Shevchuk T.N., Suslyakov I.V. Borehole stability prediction to avoid drilling failures. *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*, 2016, no. 6, pp. 70–73. (In Russ.)
8. Rakhimzhanova A., Thoknton C., Amanbek Y., Zhao Y. Numerical simulation of sand production in oil wells using the CFD-DEM-IBM approach. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 208, P. C. 09529, pp. 1–24.
9. Yamkin M.A., Safiullina E.U. Assessment of compliance of the computer simulation results of liquid flow to fracture formation with real data. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 3, pp. 210–217. (In Russ.)
10. Gasumov R.A., Gasumov E.R. Mathematical model for injecting viscoelastic compositions into the productive formation. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 3, pp. 218–228. (In Russ.)
11. Rudyak V.Y., Bocharov O.B., Kushnir D.Y. Effective algorithm for calculating fluid inflow to borehole via system of perforation tunnels. *Computational Technologies*, 2013, vol. 18, no. 2, pp. 72–83. (In Russ.)
12. Griguletsky V.G. Directed multi-stage hydraulic fracturing of a formation. Flow of viscous process fluid through perforation opening and channels of noncircular shape. Part 2. A new approximate solution of the problem. *Oilfields Engineering*, 2018, no. 11, pp. 18–26. (In Russ.)
13. Shagapov V.Sh., Nagaeva Z.M., Anosova E.P. Elastic filtration to a wellbore through a perpendicular crack formed during hydraulic fracturing. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, 2022, vol. 63, no. 4 (374), pp. 105–115. (In Russ.)
14. Zoback M.D. *Reservoir geomechanics*. Cambridge, U.K., Cambridge University press, 2007. 505 p.
15. Popov S.N. Geomechanical modeling and the casing stability analysis in conditions of partial absence of cement stone. *SOCAR Proceeding*, 2021, S.I. no. 2, pp. 34–40. (In Russ.)
16. Fjear E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M., Risnes R. *Petroleum related rock mechanics*. Amsterdam, Elsevier, 2008. 492 p.
17. Popov S.N., Chernyshov S.E., Gladkikh E.A. Influence of sandstone reservoir deformations during bottomhole and reservoir pressure decreasing on the permeability and well productivity changes. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 9, pp. 148–157. (In Russ.)
18. Kashnikov Y.A., Gladyshev S.V., Ashikhmin S.G., Provodnikov G.B. Geomechanical analysis of deformation and failure of structural elements of wells of OJSC “Surgutneftegas”. *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*, 2002, no. 11, pp. 39–43. (In Russ.)
19. Ying Z. Effect of velocity of fluid field of 3-spacer nozzle in roll-casting models using coupled fluid-thermal finite element analysis. *Applied Mechanics and Materials*, 2010, vol. 29–32, pp. 1481–1487.
20. Bao M., Sun Y., Yang H., French P.J. Modified Reynolds’ equation and analytical analysis of squeeze-film air damping of perforated structures. *Journal of Micromechanics and Microengineering*, 2003, vol. 13, no. 6, p. 795–800.

Information about the authors

Sergey N. Popov, Dr. Sc., Senior Researcher, Head of the Laboratory, Oil and Gas Research Institute of Russian Academy of Science, 3, Gubkin street, Moscow, 119333, Russian Federation. popov@ipng.ru, <https://orcid.org/0000-0002-1110-7802>

Sergey E. Chernyshov, Dr. Sc., Head of the Department, Perm National Research Polytechnic University, 29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russian Federation. nirgnf@bk.ru, <https://orcid.org/0000-0002-2034-3014>

Received: 15.06.2023

Revised: 18.09.2023

Accepted: 22.03.2024