

Библиографический список

1. Рыжик В. М. О механизме капиллярной пропитки пористой среды // Изв. АН СССР. Механика и машиностроение. – 1959. – № 1. – С. 151–153.
2. Рыжик В. М. О капиллярной пропитке нефтеносного гидрофильного пласта // Изв. АН СССР. Механика и машиностроение. – 1960. – № 2. – С. 149–151.
3. Ентов В. М., Шыганаков Н. О противоточной капиллярной пропитке пористой среды раствором активной примеси в неизо термических условиях // ДАН СССР. – 1979. – Т. 246, № 4. – С. 819–823.
4. Бочаров О. Б., Осокин А. Е. Численное моделирование автомодельного режима термокапиллярной пропитки // Сибирский журнал индустриальной математики. – 1998. – Т. 1, № 2. – С. 73–80.
5. Бочаров О. Б., Телегин И. Г. Численное моделирование термокапиллярной противоточной пропитки // Теплофизика и аэромеханика. – 2005. – Т. 12, № 3. – С. 433–444.
6. Швидлер М. И., Леви Б. И. Одномерная фильтрация несмешивающихся жидкостей. – М.: Недра, 1970. – 156 с.
7. Развитие исследований по теории фильтрации в СССР (1917–1967). – М.: Наука. – 1969. – 546 с.
8. Бочаров О. Б., Телегин И. Г. Сравнение модели фильтрации несмешивающихся жидкостей с фазовыми подвижностями и модели Маскета — Леверетта // Теплофизика и аэромеханика. – 2004. – Т. 9, № 4. – С. 597–605.
9. Бочаров О. Б., Осокин А. Е. Численное исследование автомодельных задач неизо термической двухфазной фильтрации // Сибирский журнал индустриальной математики. – 2002. – Т. 5, № 1. – С. 8–20.

Сведения об авторах

Телегин Игорь Григорьевич, к. ф.-м. н., Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)670036, e-mail: igtelegin@yandex.ru

Бочаров Олег Борисович, к. ф.-м. н., доцент, Новосибирский технологический центр АО «Бейкер Хьюз», г. Новосибирск, тел. 8(383)3332808, e-mail: oleg.bocharov@bakerhughes.com

Information about the authors

Telegin I. G., Candidate of Physics and Mathematics, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)670036, e-mail: igtelegin@yandex.ru

Bocharov O. B., Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor, Novosibirsk Technology Center JSC «Baker Hughes», Novosibirsk, phone: 8(383)3332808, e-mail: oleg.bocharov@bakerhughes.com

УДК 622.276

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕБИТА ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ С ТРЕЩИНОЙ ГРП КОНЕЧНОЙ ПРОВОДИМОСТИ PREDICTION OF THE TRANSIENT BEHAVIOR OF HYDRAULIC FRACTURED VERTICAL WELL WITH FINITE CONDUCTIVITY

С. А. Фаик, Альшейхли Мохаммед Джавад Зейналабидин

S. A. Faiq, Alsheikhly Mohammed Jawad Zeinalabideen

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: большеобъемный гидроразрыв пласта; нестационарные процессы
Key words: large-volume hydraulic fracture; transient behavior

В настоящее время в Западной Сибири распространено бурение горизонтальных скважин с целью доизвлечения остаточных запасов в слабодренлируемых и не вовлеченных в процесс выработки зонах. Технология большеобъемного гидроразрыва позволяет создать альтернативные возможности для замены бурения дополнительных горизонтальных ответвлений супертрещиной гидроразрыва значительной протяженности в вертикальной скважине, что может быть экономически более целесообразно в низкопроницаемых коллекторах на глубине более 3 км. В сложных экономических условиях по-прежнему особое внимание уделяется более экономичной технологии супергидроразрыва для нерентабельных, низкодебитных скважин в пластах ачимовской толщи с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, а также со значительными загрязненными зонами притока с целью вовлечения недренируемых зон и снижения обводненности наклонно направленных скважин старого фонда. Прогнозирование нестационарного поведения давления в трещинах конечной проводимости позволяет формировать более устойчивые и эффективные фильтрационные потоки при организации массовых геомеханических воздействий на пласты.

Рассмотрены задачи, связанные с нестационарным однофазным притоком к вертикальной скважине с трещиной. Для решения данных задач была построена сеточная модель фильтрации пластовых жидкостей к вертикальной скважине с

трещиной. Предполагается, что горизонтальный нефтенасыщенный пласт постоянной толщины и равномерная пористость и проницаемость ограничены сверху и снизу непроницаемыми пластами, жидкость не сжимается.

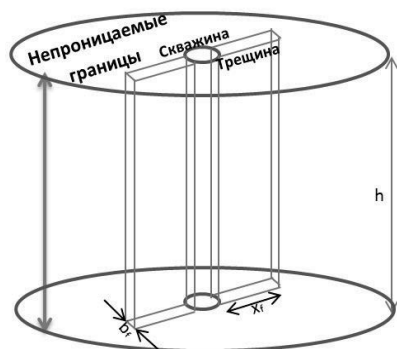


Рис. 1. Схема системы гидроразрыва пласта

Предположим, что после формирования трещины в цилиндрическом объеме пласта наружная граница находится под постоянным давлением, при условии, что она расположена не слишком близко к трещине. Система трещины представлена единой плоскостью, вертикальная трещина ограничена радиально непроницаемой матрицей выше и ниже продуктивного пласта. Данная математическая модель представлена на рисунке 1 [1].

Опишем способ решения, используемый для получения распределения дебита в трещине.

Предполагаем, что жидкость несжимаема и двумерные геометрические и постоянные свойства подчиняются закону Дарси (рис. 2).

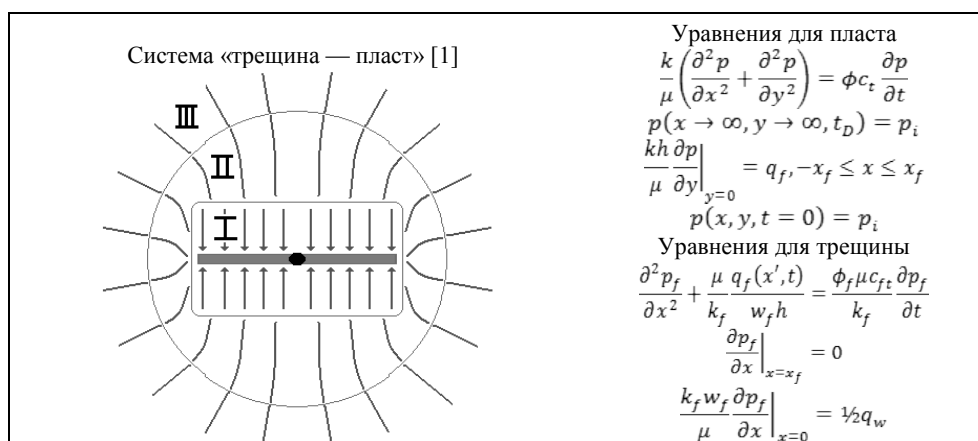


Рис. 2. Модель притока к трещине гидроразрыва пласта

(C_t — сжимаемость пласта, 1/Па; h — суммарная высота, м; k — проницаемость пласта, Д; k_f — проницаемость трещины, Д; p — давление, кг/(м·с²); p_i — начальное пластовое давление, кг/(м·с²); q_w — дебит, м³/с; q_f — дебит для каждого метра трещины, м³/с; t — время, с; w_f — ширина трещины, м; r_e — радиус пласта, м; x_f — полудлина трещины, м; μ — вязкость, кг/(м·сек); ϕ — пористость, д.ед)

Г. Синко-Лей, В. Саманиго и другие [1–35] представили математическую модель, которая стала стандартной для оценки бесконечной проводимости трещины. Основная методика является полуаналитической, в ней трещина ГРП моделируется с большим количеством элементов (20 до 40 на крыло) [19, 20, 35]. Для каждого элемента моделируется равномерный поток, однако распределение потока априори неизвестно. Уравнения потока пласта и трещины приравниваются вдоль трещины, и дискретизованная система решается для давления в скважине и распределения потока. Многочисленные расширения методов были опубликованы в работе Г. Синко-Лей и Г. Мэн [11], в работе [35] недавно представлены формулировки в пространстве Лапласа для конечной проводимости трещин.

У решения уравнения в пространстве Лапласа много преимуществ. Во-первых, высокая сходимость метода при использовании алгоритма Гравера — Стехфеста [14, 31, 32] для быстрой инверсии в реальное пространство. Предыдущие методы требовали дискретизации во времени и пространстве. Во-вторых, добавление скин-эффекта скважины и влияние ствола скважины (ВСС) получаются легко. Включение ВСС будет важно при исследованиях гидродинамических проблем.

Г. Синко-Лей и Г. Мэн [11] представили формулировку, которая игнорирует сжимаемый поток в трещине (линейный поток трещины). Г. Синко-Лей показал точность этого приближения, модель С. Ван Круисдика подразумевает сжимаемый поток в трещине. В следующей вариации предположения Г. Синко-Лей и Г. Мэн [11] будут учтены. Уравнение потока трещины считает трещину однородной пористой средой с высотой h , шириной w_f и полудлиной x_f . Так как длина трещины много больше ширины, то притоком жидкости на концах трещин можно пренебречь. Жидкость поступает к поверхности трещины со скоростью $q(x, t)$ на единицу длины трещины (рис. 3 а).

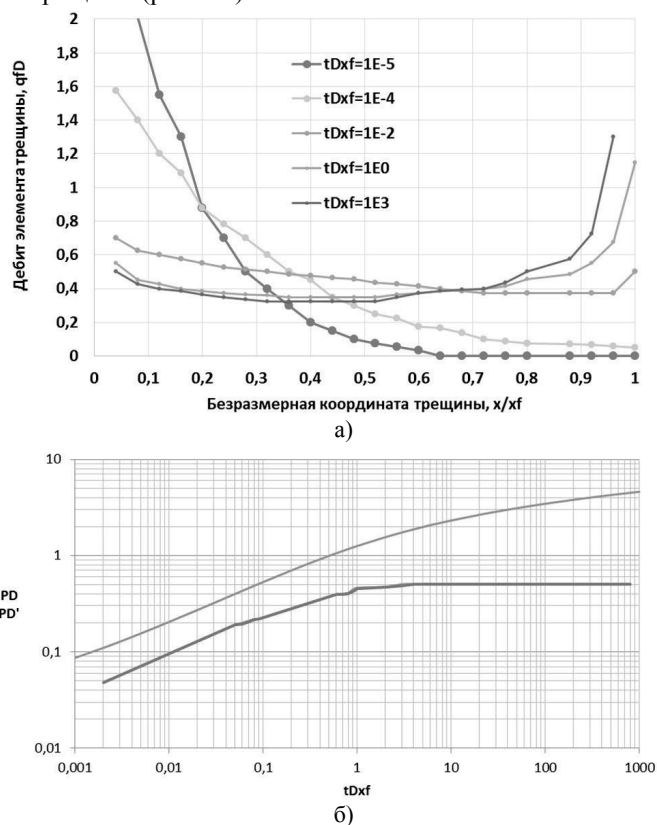


Рис. 3. Результаты численного моделирования при $C_D = 20,0$: а) распределение потока; б) давление и его распределение

Рисунки 3 и 4 показывают безразмерный поток вдоль трещины при различных значениях t_D . При малых значениях безразмерного времени t_{Dxf} плотность потока равномерна вдоль трещины, также при малых временах дебит жидкости из пласта в трещину меньше общего дебита скважины. Это результат влияния ствола скважины при средних и больших значениях времени t_{Dxf} , скорость потока в скважину создается увеличением мощности системы наружной стороны трещины; при этих условиях общая площадь под каждой кривой плотности потока равна единице (см. рис. 4 а). Таким образом, при больших значениях времени t_{Dxf} плотность потока стабилизируется.

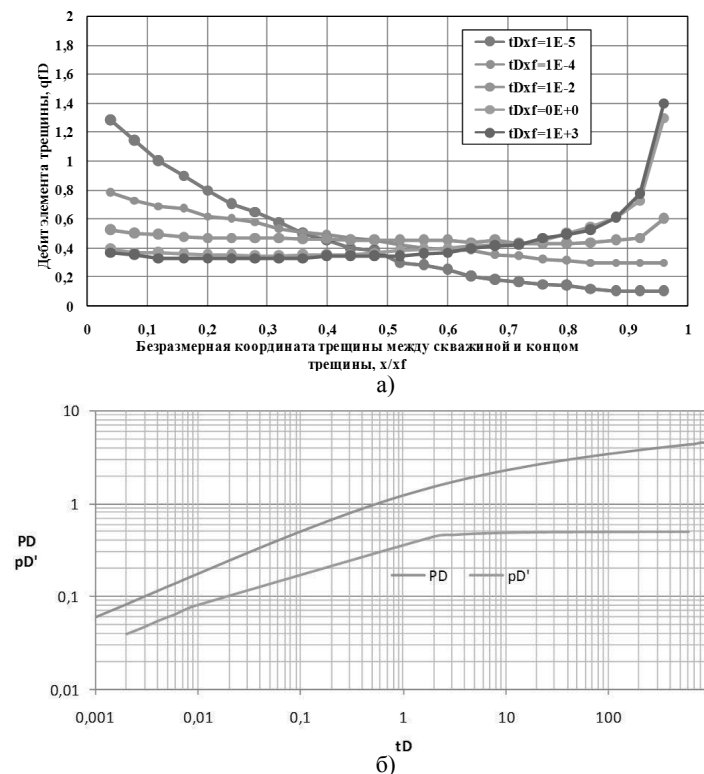


Рис. 4. Результаты численного моделирования при $C_{FD} = 100, 0$:
а) распределение потока; б) давление и его распределение

Важно исследовать влияние проводимости трещины на стабильную плотность потока вдоль трещины. Рисунок 5 показывает, что для высокопроводимой трещины ($C_{FD} > 300$) плотность потока высока на участках вдали от скважины. Когда проводимость трещины уменьшается, плотность потока изменяется, чтобы поток, входящий в части трещины вблизи скважины, становился более устойчивым. Например, в низкой проводимости трещины 70 % потока придет из ближней половины трещины. Однако приблизительно две трети всего потока придет от дальнейшей половины в высокой проводимости трещины ($C_{FD} > 300$). Это подчеркивает важность создания высокой проводимости трещин, чтобы преодолеть ограничения потока, связанные с загрязнением околоскважинной зоны.

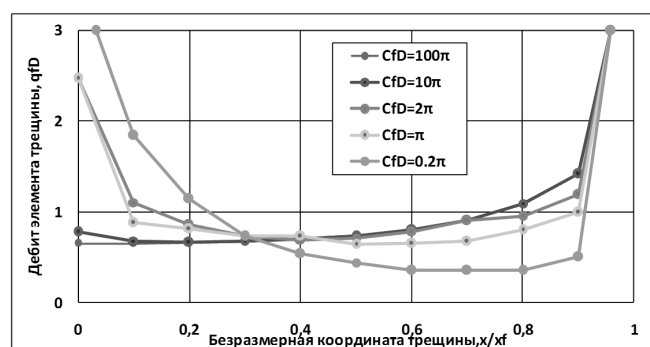


Рис. 5. Стабильное распределение потока для различных проводимостей трещины

Выводы

- Для высокой проводимости трещины ($C_{FD} > 300$) плотность потока высока на участках вдали от скважины.
- Когда проводимость трещины уменьшается, плотность потока изменится таким образом, что поток, входящий в части трещины вблизи ствола скважины, становится доминирующим.
- В низкой проводимости трещины 70 % потока придет из ближней половины трещины. Однако приблизительно две трети всего потока придет из дальней половины в высокой проводимости трещины ($C_{FD} > 300$). Полученные результаты численного моделирования показывают важность создания высокой проводимости трещин, чтобы преодолеть ограничения потока, формируемые околоскважинной зоной.

Библиографический список

1. Gringarten A. C., Ramey H. J. Jr., Raghavan R. Unsteady State Pressure Distributions Created by a Well with a Single Infinite-Conductivity Vertical Fracture // SPE. – (August, 1974). – Vol. 14, Issue 4. – P. 347–360.
2. Карнаухов М. Л., Пьянкова Е. М., Тулубаев А. Б. Гидропрослушивание скважин // Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе: материалы Всеросс. науч.-техн. конф. – Тюмень: Вектор Бук, 2001. – С. 16–17.
3. Azari M., Knight L. E., Soliman M. Y. Low-Conductivity and Short Fracture Half-Length Type Curves and Analysis for Hydraulically Fractured Wells Exhibiting Near Radial Flow Profile // SPE 23630. – (March, 1992).
4. Barker B. J., Ramey H. J. Jr. Transient Flow to Finite Conductivity Vertical Fractures // SPE 7489. – (October 1978).
5. Beer G., Smith I., Duenser C. Boundary element method with programming // New York: Springer Wien, 2008.
6. Bennett C. O., Rosato N. D., Reynolds A. C. Jr., Raghavan R. Influence of Fracture Heterogeneity and Wing Length on the Response of Vertically Fractured Wells // SPE. – (May, 1981). – P. 27–29.
7. Cinco-Ley H. Evaluation of Hydraulic fracturing by Transient Pressure Analysis Methods // SPE 10043. – (March, 19–22). – Beijing.
8. Cinco-Ley H., Samaniego V. Transient Pressure Analysis: Finite Conductivity Fracture Case versus Damaged Fracture Case // SPE 10179. – (October, 1981).
9. Cinco-Ley H., Samaniego V., Dominguez A. N. Cinco-Ley H. Transient Pressure Behavior for a Well with a Finite-Conductivity Vertical Fracture // SPEJ. – (August, 1978).
10. Cinco-Ley H., Samaniego V., Rodriguez F. Behavior of Wells with Low-Conductivity Vertical Fractures // SPE 16776. – (September, 1987).
11. Cinco-Ley H., Meng H. Z. Pressure Transient Behavior for a Well with a Finite-Conductivity Vertical Fracture in double porosity reservoirs // SPE 18172. – (October, 1981).
12. Earlougher R. C. Jr. Advances in Well Test Analysis // SPE Monograph Series. – Vol. 5. – 1977.
13. Earlougher R. C. Jr., Ramey H. J. Jr. Interference Analysis in Bounded Systems // JCPT. – (October–December, 1973). – P. 33–45.
14. Graver D. P. Jr. Observing stochastic processes, and approximate transform inversion // Operations Research. – 1966. – 14(3). – P. 444–459.
15. Gringarten A. C., Ramey H. J. Jr. The Use of Source and Green's Functions in Solving Unsteady-Flow Problems in Reservoirs // SPE Journal Paper 3818-PA. – 1973.
16. Gringarten A. C., Ramey H. J. Jr. Unsteady-State Pressure Distributions Created by a Well with a Single Horizontal Fracture, Partial Penetration, or Restricted Entry // SPE. – (August, 1974). – Vol. 14, Issue 4. – P. 413–426.
17. Gupta O. P. Finite and boundary element methods in engineering. – India, 2002.
18. Katz D. L. Applied Numerical methods. – New York: Wiley, 1969.
19. Kikani J. Application of boundary element method to streamline generation and pressure transient testing. PhD dissertation. – Stanford University. – July, 1989.
20. Kikani J. Flux determination of finite conductivity fractures using higher order interpolation functions // SPE-22658-PA. – (March, 1995).
21. Lee S. T., Brockenbrough J. R. A New Analytical Solution for Finite Conductivity Vertical Fractures with Real Time and Laplace Space Parameter Estimation // SPE 12013. – 1983.
22. Meehan D. N. Hydraulically fractured wells in heterogeneous reservoirs interactions interference and optimization. PhD dissertation. – Stanford University. – July, 1989.
23. Petcher R. Boundary element simulation of petroleum reservoirs with hydraulically fractured wells. PhD dissertation. – Calgary Alberta, June, 1999.
24. Raghavan R. Pressure Behavior of Wells Intercepting Fractures // Proceedings, Invitational Well-Testing Symposium. – 1977 (October 19–21). – P. 117–160.
25. Raghavan R., Hadinoto N. Analysis of Pressure Data for Fractured Wells: The Constant-Pressure Outer Boundary // SPEJ April. – 1978. – P. 139–149.
26. Ramey H. J. Short-Time-Well Test Data Interpretation in, the Presence of Skin-Effect and Wellbore Storage // Journal of Petroleum Technology. – 1970 (January). – P. 97–104.
27. Ramey H. J. Jr., Agarwall R. G. Annulus Unloading Rates as Influenced Wellbore Storage and Skin-Effect // SPEJ. – (October, 1972).
28. Russel D. G., Truitt N. E. Transient Pressure Behavior in Vertically Fractured Reservoirs // JPT. – (October, 1964). – P. 1159–1170.
29. Sato K. Accelerated boundary element model for flow problems in heterogeneous reservoirs. PhD dissertation. – Stanford University. – June, 1992.
30. Scott J. O. The Effect of Vertical Fractures on Transient Pressure Behavior of Wells // JPT. – (December, 1963). – P. 1365–1369.

31. Stehfest H. Algorithm 368: Numerical inversion of Laplace transforms // Communications of the ACM. – 1970. – 13(1). – P. 47–49.
32. Stehfest H. Remark on algorithm 368: Numerical inversion of Laplace transforms Communications of the ACM. – 1970. – 13(10):624.
33. Van-Everdingen A. F., Hurst W. The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in the Reservoirs // Trans. AIME. – 1949. – Vol. 186. – P. 305–324.
34. Van-Everdingen A. F. The Skin Effect and its Influence on the Productive Capacity of the Wells // Trans. AIME. – 1953. – Vol. 198. – P. 171–176.
35. Van Kruysdijk C. P. J. W. Semianalytical Modeling of Pressure Transients in Fractured Reservoirs // SPE 18169. – (October, 1988).

Сведения об авторах

Фаик Саад Алаельдин, аспирант кафедры моделирования и управления процессами нефтегазодобычи, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Университет технологии, г. Багдад, Ирак, тел. 89199428514, e-mail: saadfaik1979@hotmail.com

Альшейхли Мохаммед Джавад Зейналабидин, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ассистент кафедры нефтегазового дела, Киркукский университет, г. Киркук, тел. 89829327362, e-mail: mehemet80@yahoo.com

Information about the authors

Faik S. A., Postgraduate at the Department of Modeling and Control of Oil and Gas Production Processes, Industrial University of Tyumen, University of Technology, Baghdad, Iraq, phone: 89199428514, e-mail: saad-faik1979@hotmail.com

Alsheikhly Mohammed Jawad Zeinalabideen, Postgraduate at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Assistant at the Department of Petroleum Engineering, University of Kirkuk, phone: 89829327362, e-mail: mehemet80@yahoo.com

УДК 532.7

ПОЛЕ ПОРИСТОСТИ КАРБОНАТНОГО ПЛАСТА НА ЭТАПЕ ВЫДЕРЖКИ ПРИ ЦИКЛИЧЕСКОМ КИСЛОТНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ MATHEMATICAL MODEL OF COLLECTOR POROUS FIELDS AT STAGE OF EXTRACTION UNDER CYCLE-ACID EFFECTS

А. И. Филиппов, А. А. Ковальский, И. Ф. Кабиров

A. I. Filippov, A. A. Kovalskiy, I. F. Kabirov

Филиал Башкирского государственного университета, г. Стерлитамак

*Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета,
г. Салават*

Институт стратегических исследований Республики Башкортостан, г. Стерлитамак

*Ключевые слова: технологическая выдержка; плотность раствора соляной кислоты;
пористость; постоянная химической реакции*

*Key words: technological aging; density of hydrochloric acid solution; porosity;
chemical reaction*

Одним из важнейших методов повышения проницаемости призабойной зоны карбонатосодержащих коллекторов является обработка кислотой, которая, взаимодействуя со скелетом, преобразует нерастворимые карбонаты в растворимые соли, легко извлекаемые из удаленных от скважины зон пласта. В работах [1, 2] показано, что в процессе однократной закачки существенные изменения пористости труднодостижимы. По этой причине для достижения требуемого эффекта кислотной обработки следует использовать многократные обработки, каждый цикл которой состоит из этапов инъекции кислотного раствора (собственно закачки), выдержки, в процессе которой достигается дополнительное расходование кислотного раствора, и последующего извлечения растворенных продуктов реакции. Отметим, что исследование этапа выдержки важно не только для совершенствования технологии, но и для экологии, поскольку утилизация извлекаемой из скважины продукции, содержащей кислоту, представляет существенную техническую проблему.

В работе [1] получено решение химико-гидродинамической задачи об изменении раствора соляной кислоты в околоскважинном пространстве в процессе дос-