

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РЕШЕНИЙ ЗАДАЧ НЕСТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ЖИДКОСТЕЙ

Кучумов Р.Я., Сорокин П.М.

ТюмГНГУ, г. Тюмень, СИНГ, г. Сургут

Рассмотрен ряд точных и приближенных методов решения задач нестационарной фильтрации аномальных жидкостей. Исследованы задачи об осесимметричном притоке жидкости к скважине, пущенной с постоянным дебитом, в условиях нелинейного закона фильтрации в пласте и о пуске газовой скважины с постоянным дебитом, с учетом изменения температуры. Ил. 10, библиогр. 2 назв.

Теория нестационарной фильтрации жидкостей по пласту разработана весьма неполно, хотя и получено большое число решений (главным образом приближенных) одномерных задач, что связано, прежде всего, с отсутствием достаточно универсальных методов решения.

В предлагаемой программе проводится ряд точных (автомодельных) решений задач нестационарного движения аномальных жидкостей и некоторые приближенные решения, связанные с существующими и перспективными приложениями теории [1, 2]. Главное окно программы имеет вид, показанный на рис. 1.

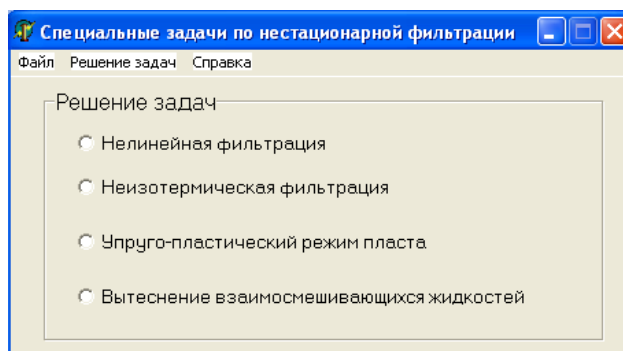


Рисунок 1. Главное окно программы

Задача об осесимметричном притоке к скважине, пущенной с постоянным дебитом, в условиях нелинейного закона фильтрации. Рассмотрим задачу об осесимметричном притоке к скважине, пущенной с постоянным дебитом, в условиях нелинейного закона фильтрации в пласте, в котором первоначально движения не было. Решение задачи находится приближенно, используя метод интегральных соотношений.

Если рассматривается изменение давления для достаточно больших значений времени в точке, близкой к скважине, то формула для распределения давления имеет вид:

$$p(r, t) = -\sqrt[3]{\frac{6\gamma^2 KQt}{m} - \frac{\gamma Q}{3U} \ln \frac{6KQt}{\gamma mr^3} + \frac{\gamma Q}{6U}}; \quad \left(t \gg \frac{\gamma mr^3}{KQ}; \frac{rU}{Q} \ll 1 \right).$$

Здесь, γ - характерное значение начального градиента давления, K - приведенный модуль объемного сжатия, Q - дебит скважины, отнесенный к единице толщины пласта, t - текущее значение времени от момента пуска скважины, m - пористость, U - характерное значение скорости фильтрации, r - расстояние от оси скважины до рассматриваемой точки.

Рассмотрим изменение давления в призабойной зоне скважины радиусом 5 м. Для расчета решения задачи рабочее окно программы имеет вид, показанный на рис. 2.

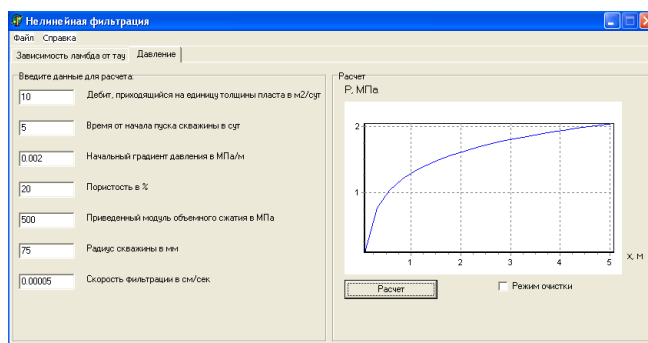
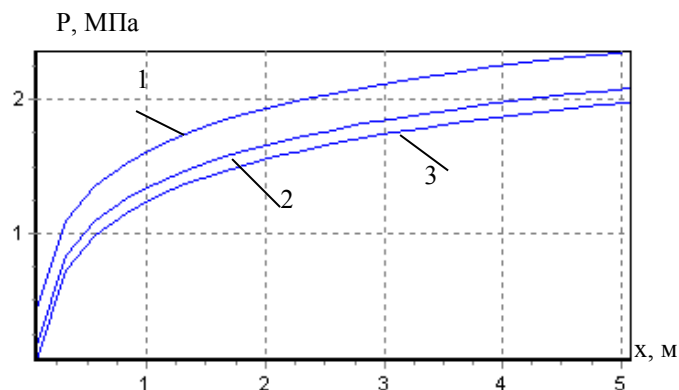


Рисунок 2. Окно программы для расчета задачи при нелинейной фильтрации

Для расчета задачи введем следующие входные данные: Q - 10 м²/сут; t - 5 сут; γ - 0,002 МПа/м; m - 20 %; K - 500 МПа; радиус скважины r_c - 75 мм; U - $5 \cdot 10^{-5}$ см/с.

Рассмотрим кривые распределения давления при следующих временах: $t_1 = 5$ сут, $t_2 = 20$ сут и $t_3 = 60$ сут. Полученные кривые приведены на рис. 3.



1 - $t_1 = 5$ сут, 2 - $t_2 = 20$ сут, 3 - $t_3 = 60$ сут

Рисунок 3. Зависимость пластового давления от координаты при различных значениях времени от начала пуска скважины

Кривые распределения давления, полученные на рис. 3 носят название кривых стабилизации давления. Из рисунка видно, что с увеличением времени от начала пуска скважины, значения пластового давления уменьшаются. Это связано с тем, что с началом отбора жидкости из скважины давление в пласте падает.

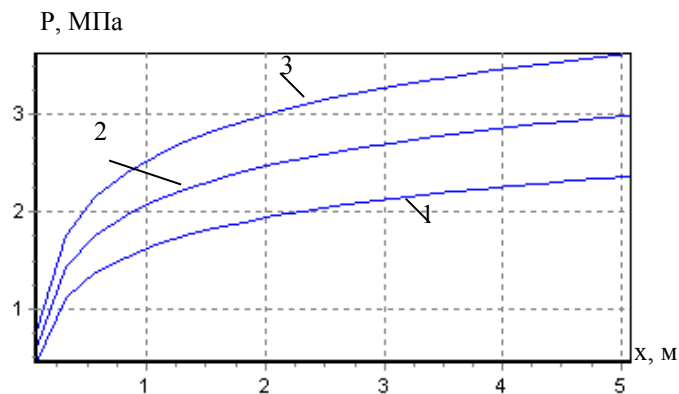
Рассмотрим кривые распределения давления при следующих значениях начального градиента давления: $\gamma_1 = 0,003$ МПа/м, $\gamma_2 = 0,0025$ МПа/м и $\gamma_3 = 0,002$ МПа/м. Полученные кривые приведены на рис. 4.

Из рисунка видно, что с увеличением начального градиента давления, значения пластового давления в точках вблизи скважины увеличиваются. Это соответствует тому, что для начала отбора жидкости из пласта необходимо преодолеть порог начального градиента давления.

Рассмотрим кривые распределения давления при следующих значениях характерной скорости фильтрации: $U_1 = 5 \cdot 10^{-5}$ см/с, $U_2 = 7 \cdot 10^{-5}$ см/с и $U_3 = 9 \cdot 10^{-5}$ см/с. Полученные кривые приведены на рис. 5.

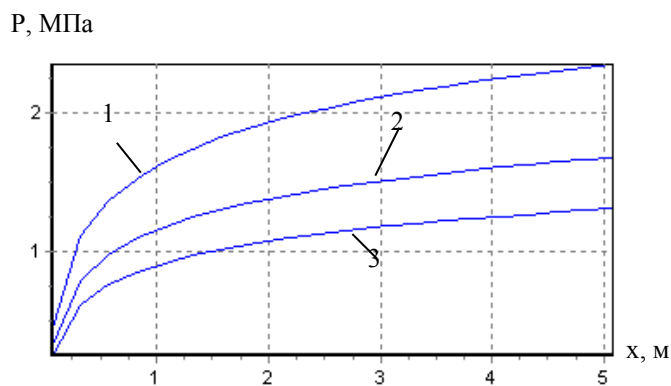
Из рис. 5 видно, что с увеличением характерной скорости фильтрации, значения пластового давления в точках вблизи скважины уменьшаются.

Из рассмотренных зависимостей можно сделать вывод, что наибольшее влияние оказывает начальный градиент давления. Следовательно влияние начального градиента давления на характер течения тем больше, чем меньше характерная скорость фильтрации.



1 - $\gamma_1 = 0,003$ МПа/м, 2 - $\gamma_2 = 0,0025$ МПа/м, 3 - $\gamma_3 = 0,002$ МПа/м

Рисунок 4. Зависимость пластового давления от координаты при различных значениях начального градиента давления



1 - $U_1 = 5 \cdot 10^{-5}$ см/сек, 2 - $U_2 = 7 \cdot 10^{-5}$ см/сек, 3 - $U_3 = 9 \cdot 10^{-5}$ см/сек

Рисунок 5. Зависимость пластового давления от координаты при различных значениях характерной скорости фильтрации

Задача о пуске газовой скважины с постоянным дебитом, с учетом изменения температуры. Рассмотрим задачу о пуске газовой скважины с постоянным дебитом, учитывая возникающие при этом изменения температуры. Решение задачи получено приближенно из автомодельного решения.

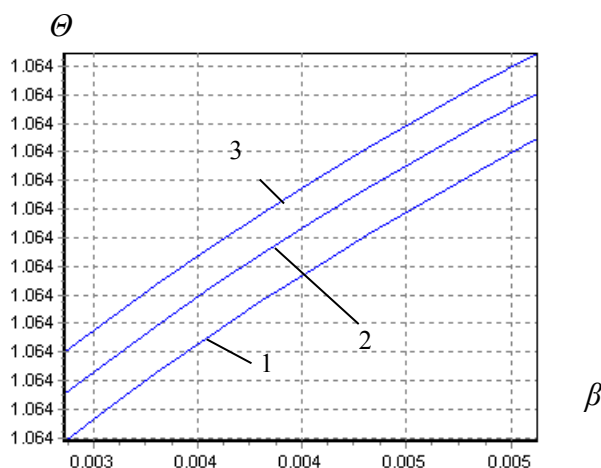
Для расчета задачи введем следующие входные данные: $T_0 - 40$ °С; $p_0 - 0,5$ МПа; $p - 1$ МПа; $\delta - 0,5$ °С/(кгс/см²); $z - 0,75$; $\mu - 0,0144$ сП; $q - 700$ м²/сут; $C_1 - 1,1$ кДж/(кг*град); $\rho_1 - 700$ м²/сут; $C_p - 2$ кДж/(кг*град); $k - 1$ Д; $x - 1$ м; $t - 5$ сут.

Рассмотрим зависимость отношения начальной пластовой температуры к текущей от параметра β при следующих значениях теплоемкости газа: $C_p^1 = 2$ кДж/(кг*град), $C_p^2 = 2,5$ кДж/(кг*град) и $C_p^3 = 4$ кДж/(кг*град), тем самым изменяя значения параметра C^0 . Полученные кривые приведены на рис. 6.

Из рис. 6 видно, что с увеличением теплоемкости газа, значение отношения начальной пластовой к текущей пластовой температуре увеличивается, что следует из физического смысла теплоемкости.

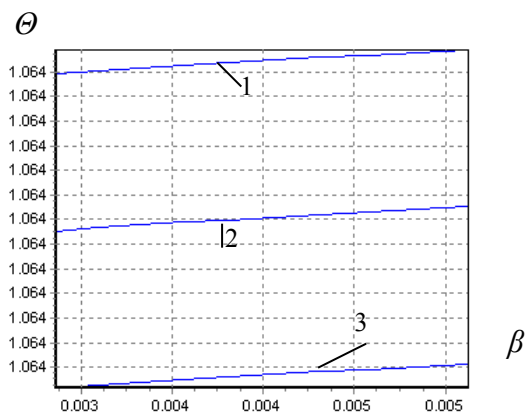
Рассмотрим зависимость отношения начальной пластовой температуры к текущей от параметра β при следующих значениях коэффициента Джоуля-Томпсона: $\delta_1 = 0,5$ °C/(кгс/см²), $\delta_2 = 0,4999$ °C/(кгс/см²), $\delta_3 = 0,4998$ °C/(кгс/см²). Полученные кривые приведены на рис. 7.

Из рисунка видно, что даже незначительное уменьшение коэффициента Джоуля-Томпсона существенно уменьшает изменение температуры. Это связано с тем, что газ по пути движения в пористой среде к скважине нагревается (эффект Джоуля-Томпсона). Физически это можно объяснить тем, что при постоянной скорости фильтрации вся работа расходуется на преодоление сил трения и целиком превращается в тепловую энергию.



1 - $C_p^1 = 2$ кДж/(кг*град), 2 - $C_p^2 = 2,5$ кДж/(кг*град), 3 - $C_p^3 = 4$ кДж/(кг*град)

Рисунок 6. Зависимость отношения начальной пластовой температуры к текущей от параметра β при различных значениях теплоемкости газа



1 - $\delta_1 = 0,5 \text{ } ^\circ\text{C}/(\text{кгс}/\text{см}^2)$, 2 - $\delta_2 = 0,4999 \text{ } ^\circ\text{C}/(\text{кгс}/\text{см}^2)$, 3 - $\delta_3 = 0,4998 \text{ } ^\circ\text{C}/(\text{кгс}/\text{см}^2)$

Рисунок 7. Зависимость отношения начальной пластовой температуры к текущей от параметра β при различных значениях δ

Рассмотрим зависимость отношения начальной пластовой температуры к текущей от параметра. При значениях $\xi > 0,5$ эти зависимости, как видно из рис. 8, начинают расходиться, в области $\xi < 0,5$ эти зависимости совпадают. Т.е. можно сделать вывод о том, что практическое значение $\xi^i = 0,5$ при введенных исходных данных.

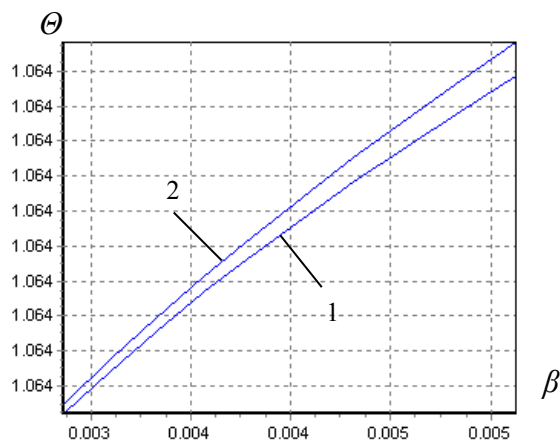
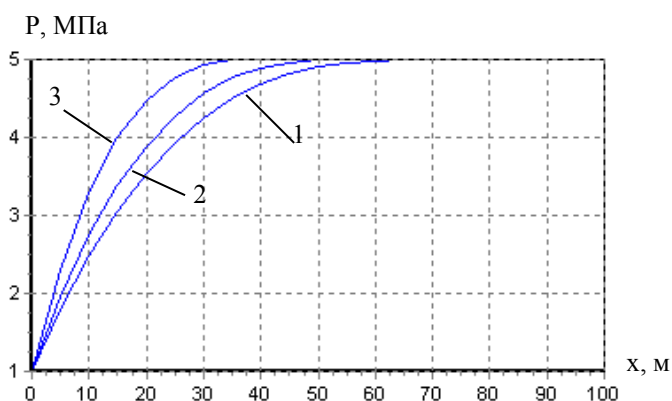


Рисунок 8. Зависимость отношения начальной пластовой температуры к текущей от параметра β

В результате рассмотренных примеров можно сделать вывод о том, что изменение температуры в области непосредственно близких к скважине связано с эффектом Джоуля-Томпсона.

Задача о восстановлении давления в пласте при прекращении эксплуатации галереи в бесконечном пласте. Рассмотрим задачу о восстановлении давления в пласте при прекращении эксплуатации галереи в бесконечном пласте. Решение задачи находится приближенно, используя метод интегральных соотношений.



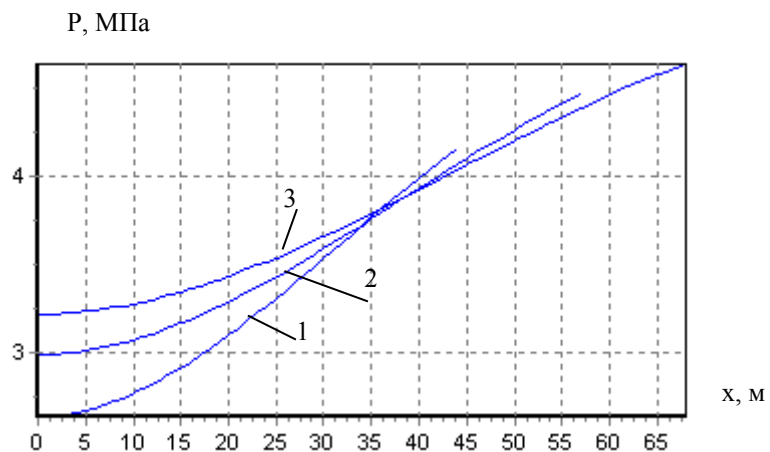
1 - $t_1 = 3$ сут, 2 - $t_2 = 2$ сут, 3 - $t_3 = 1$ сут

Рисунок 9. Зависимость пластового давления от координаты при различных значениях времени от начала падения давления

Для расчета задачи введем следующие входные данные: P - 5 МПа; p_0 - 1 МПа; T - 5 сут; K_1 - 4 МПа; K_2 - 6 МПа; $K_{жс}$ - 500 МПа; K_3 - 5000 МПа; k - 1 Д; μ - 5 сП; m - 20 %; t - 2 сут.

Рассмотрим кривые распределения давления в области ($t < T$) при следующих временах от начала падения давления: $t_1 = 3$ сут, $t_2 = 2$ сут и $t_3 = 1$ сут. Полученные кривые приведены на рис. 9. Из рисунка видно, как происходит распределение давления в пласте в указанные моменты времени и можно сделать вывод о том, что чем меньше рассматриваемое время, тем выше значения давления в точках пласта, близких к дренажной галерее.

Рассмотрим теперь процесс восстановления давления ($t > T$). Рассмотрим кривые восстановления давления при следующих временах от начала падения давления: $t_1 = 7$ сут, $t_2 = 8$ сут. и $t_3 = 9$ сут. Полученные кривые приведены на рис. 10. Из рисунка видно, как происходит восстановление давления в пласте в указанные моменты времени и можно сделать вывод о том, что чем больше рассматриваемое время, тем выше значения давления в точках пласта.



1 - $t_1 = 7$ сут, 2 - $t_2 = 8$ сут, 3 - $t_3 = 9$ сут

Рисунок 10. Зависимость пластового давления от координаты при различных значениях времени от начала падения давления

По характеру кривых восстановления давления можно судить о пластической деформации пласта. Деформация пород обусловлена градиентами давления фильтрующейся жидкости. При упруго-пластическом режиме пластическая деформация породы в каждом элементарном объеме происходит мгновенно.

Литература

1. Бобровский С. И. «Delphi 7. Учебный курс» – СПб.: Питер, 2004г.
2. Шагиев Р.Г. Гидродинамические исследования скважин. М., Наука, 1998г.