

DOI: 10.51790/2712-9942-2022-3-3-2

ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОЧИСТКИ ТРЕЩИНЫ ГРП И ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ОБЛАСТИ, СОДЕРЖАЩЕЙ ТРЕЩИНУ ГРП**Н. Н. Смирнов¹, В. Ф. Никитин^{1,2}, Е. И. Скрылева^{1,2,a}, Р. Р. Фахретдинова^{1,b}**¹ *Московский государственный университет имени М. В. Ломоносова, г. Москва, Российская Федерация*² *Федеральное государственное учреждение «Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований Российской академии наук», г. Москва, Российская Федерация*^a *jennyne@yandex.ru*, ^b *reginafakhretdinova@gmail.com*

Аннотация: в работе рассматривается процесс вытеснения нефти водой из пористого пласта. При этом около добывающей скважины содержится трещина гидроразрыва пласта. Известно, что, когда вязкая жидкость вытесняется менее вязкой, на фронте вытеснения развивается неустойчивость Саффмана–Тейлора: вытесняющая жидкость стремится прорваться сквозь слой вытесняемой, образуя в ней каналы — «вязкие пальцы». После прорыва такого канала к добывающей скважине или трещине гидроразрыва качество добываемой нефти (т.е. процентное содержание углеводорода в выкачиваемой жидкости) резко падает. В работе описаны особенности математического и численного моделирования процесса неустойчивого вытеснения вязкой жидкости из пористой среды. Вытеснение моделируется на основе закона Дарси с учётом капиллярных эффектов. Для построения относительных фазовых проницаемостей используется модель Брукса–Кори. Трещина гидроразрыва моделируется как область повышенной пористости и проницаемости. Рассматривается задача очистки трещины гидроразрыва пласта от жидкости гидроразрыва: вокруг трещины моделируется область резервуара, заполненная жидкостью гидроразрыва, которая затем вытесняется нефтью, имеющей меньшую вязкость. Таким образом, процесс неустойчив и вытеснение происходит неравномерно, часть жидкости гидроразрыва может остаться внутри пласта.

Ключевые слова: фильтрация, трещина гидроразрыва пласта, многофазные течения, неустойчивость вытеснения.

Благодарности: работа выполнена за счет субсидии, выделенной ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН на выполнение государственного задания по теме № 0580-2021-0021 «Разработка алгоритмической компоновки и программ для расчета многомасштабных процессов горения».

Для цитирования: Смирнов Н. Н., Никитин В. Ф., Скрылева Е. И., Фахретдинова Р. Р. Вычислительное моделирование процесса очистки трещины ГРП и процесса вытеснения нефти из области, содержащей трещину ГРП. *Успехи кибернетики*. 2022;3(3):14–21. DOI: 10.51790/2712-9942-2022-3-3-2.

SIMULATION OF FRACKING FRACTURE CLEANING AS OIL IS DISPLACED FROM THE FRACKING FRACTURE REGION**N. N. Smirnov¹, V. F. Nikitin^{1,2}, E. I. Skryleva^{1,2,a}, R. R. Fakhretdinova^{1,b}**¹ *Moscow State University, Moscow, Russian Federation*² *Federal State Institution “Scientific Research Institute for System Analysis of the Russian Academy of Sciences”, Moscow, Russian Federation*^a *jennyne@yandex.ru*, ^b *reginafakhretdinova@gmail.com*

Abstract: this paper studies oil displacement from a porous reservoir with water. It is assumed there is a fracking fracture near the production well. It is known that as a viscous fluid is displaced by a less viscous fluid, the Saffman–Taylor instability occurs: the less viscous fluid breaks through the layer of the fluid being displaced, forming so-called “viscous fingers” (channels). After such a channel is ruptured and connected to a production well, the oil quality (i.e., the fraction of hydrocarbons in the production fluid) deteriorates dramatically. The paper describes the simulation and numerical modeling of viscous fluid unstable displacement from a porous medium. The displacement is modeled with Darcy’s law also considering capillary effects. The Brooks–Corey model is used to estimate the relative phase permeabilities.

A fracking fracture is modeled as an area with elevated porosity and permeability. We consider the fracking fracture cleaning from the fracking fluid: a reservoir area filled with fracking fluid around the fracture is modeled; then the fluid is displaced with lower viscosity oil. The process is unstable and the displacement is uneven, so some of the fracturing fluid may remain inside the reservoir.

Keywords: filtration, fracturing fracture, multiphase flows, displacement instability.

Acknowledgements: this study is financially supported through a government order contracted to the Scientific Research Institute for System Analysis, Russian Academy of Sciences, project No. 0580-2021-0021 Development of Algorithms and Software for the Simulation of Multiscale Combustion Processes.

Cite this article: Smirnov N. N., Nikitin V. F., Skryleva E. I., Fakhretdinova R. R. Simulation of Fracking Fracture Cleaning as Oil Is Displaced from the Fracking Fracture Region. *Russian Journal of Cybernetics*. 2022;3(3):14–21. DOI: 10.51790/2712-9942-2022-3-3-2.

Введение

Одним из наиболее действенных методов интенсификации работы нефтяных и газовых месторождений в условиях низкой проницаемости и пористости является метод гидроразрыва пласта (ГРП). Идея заключается в формировании у скважины высокопроводимой трещины, которая в случае успешного проведения позволяет перераспределить фильтрационные потоки. Метод предполагает несколько этапов. На первом этапе происходит закачка жидкости ГРП в скважину со скоростью, превосходящей утечку жидкости ГРП в породу. За счет этого увеличивается давление внутри скважины и, если в некоторой области в скважине давление со стороны жидкости превзойдет внутрискважинное давление, произойдет разрыв породы с образованием зародышевой трещины. На следующем этапе жидкость гидроразрыва начнет утекать в образовавшуюся трещину, при этом в случае поддержания достаточного давления закачки трещина начнет продвигаться. Направление распространения трещины зависит от угла перфорирования и соотношения между минимальным и максимальным главными напряжениями в породе. Чтобы трещина не закрылась, в жидкость гидроразрыва спустя некоторое время начинают добавлять пропант. После прекращения закачки и утечки жидкости в породу пропант не даст трещине закрыться. В наиболее оптимальном случае в конце проведения ГРП имеем трещину нужной длины с запланированной концентрацией наполнителя.

Последним, однако не менее значительным этапом всей процедуры ГРП в случае его проведения на добывающей скважине является процесс очистки трещины от жидкости гидроразрыва: жидкость гидроразрыва начинает постепенно вытесняться добываемой жидкостью. Известно, что вытеснение более вязкой жидкости менее вязкой из пористой среды является неустойчивым процессом [1–3, 6, 7]. Возникающая неустойчивость приводит к нарушению формы поверхности раздела фаз и переходу от фронтального вытеснения к прорыву отдельных языков вытесняющей жидкости и захвату вытесняемой внутри пористой среды. Это приводит к не вполне качественной очистке трещины гидроразрыва, в результате которой в качестве коллектора для нефти работает не вся скважина, а только незначительная ее часть. Так как жидкость гидроразрыва изначально делается более вязкой, чем нефть, чтобы избежать утечек в пласт, вытеснение её нефтью носит неустойчивый характер с возможностью создания застойных зон невытесненной жидкости гидроразрыва, блокирующих поступление нефти в трещину и дальнейший переток в добывающую скважину. Учитывая, что производство трещины — дорогостоящая операция, необходимо заранее при ее проектировании иметь надежный прогноз ее полной очистки и введения в эксплуатацию. Итак, целью данной работы является исследование влияния параметров трещины гидроразрыва и жидкости гидроразрыва на процесс очистки.

Математическая модель

Предположения:

- все жидкости несжимаемые;
- вязкость вытесняемой жидкости больше вязкости вытесняющей жидкости;
- капиллярные эффекты не учитываются;
- проницаемость и пористость зависят от местоположения;
- тепловые и гравитационные эффекты не учитываются;
- внешняя граница непроницаема;
- фильтрация моделируется законом Дарси, с учетом относительных проницаемостей фаз;
- трещина гидроразрыва моделируется областью повышенной проницаемости и пористости;

• проницаемость во всей области имеет небольшую случайную «рябь», провоцирующую возникновение неустойчивости вытеснения.

Решается следующая система уравнений. Для каждой жидкой фазы уравнение баланса массы:

$$\frac{\partial \varphi s_k \rho_k}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j} (\rho_k u_{k,j}) = 0. \quad (1)$$

Здесь φ — пористость, ρ_k — истинная плотность фазы, s_k — насыщенность фазы, $u_{k,j}$ — j -я компонента скорости фильтрации k -й фазы.

Закон Дарси [1–3] для каждой фазы:

$$u_{k,j} = -\frac{K K_k^R}{\mu_k} \frac{\partial p_k}{\partial x_j}, \quad (2)$$

где μ_k — динамическая вязкость фазы, K — абсолютная проницаемость, K_k^R — относительная проницаемость фазы, p_k — давление в порах. Суммирование уравнений (2) приводит к

$$u_j = -K \sum_k m_k \frac{\partial p}{\partial x_j}.$$

Относительные проницаемости K_k^R рассчитываются при помощи модели Брукса–Кори [4, 5]:

$$K_k^R = \begin{cases} k_k^0 S_k^{n_k^0}, & s_k \geq s_k^{res} \\ 0, & s_k < s_k^{res} \end{cases}, \quad S_k = \frac{s_k - s_k^{res}}{1 - s_1^{res} - s_2^{res}}.$$

Здесь $k_k^0 > 0$ и $n_k^0 > 0$ — параметры модели Брукса–Кори, а приведенная насыщенность фазы S_k ограничивает совместное течение фаз диапазоном, определенным остаточными насыщенностями фаз s_k^{res} .

Трещина гидроразрыва моделируется как пористая среда большей проницаемости K_f и пористости φ_f [8]. Абсолютная проницаемость:

$$K(x,y) = \begin{cases} K_f, & (x,y) \in F \\ K_0, & (x,y) \notin F \end{cases}.$$

Пористость:

$$\varphi(x,y) = \begin{cases} \varphi_f, & (x,y) \in F \\ \varphi_0, & (x,y) \notin F \end{cases}.$$

F — множество точек, принадлежащих трещине.

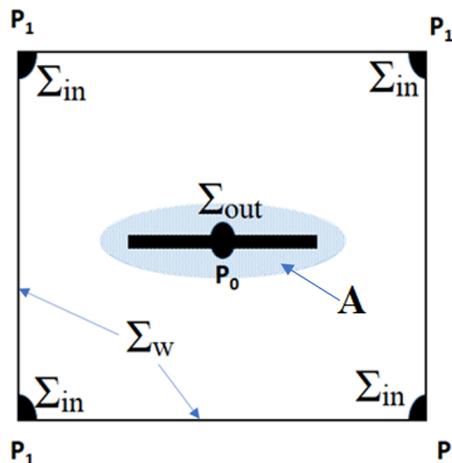


Рис. 1. Расчетная область при моделировании очистки трещины ГРП

В начальный момент времени резервуар насыщен поровой жидкостью (нефтью). По углам расчетной области расположены 4 нагнетательные скважины под постоянным давлением (рис. 1). В

центре области находится добывающая скважина и трещина гидроразрыва, заполненная пропантом и жидкостью гидроразрыва. Предполагается, что часть жидкости гидроразрыва просочилась в окружающий коллектор, а область, пропитанная данной жидкостью, моделируется эллипсом (область А). Под действием перепада давления жидкость в порах движется в область меньшего давления — к добывающей скважине и наружу. Вязкость жидкости ГРП больше вязкости нефти. В таком случае процесс неустойчив. Внешняя граница непроницаема.

Граничные условия:

$$\begin{aligned}\Sigma_{in} : s &= 0, P = P_{in} \\ \Sigma_{out} : P &= P_{out} < P_{in} \\ \Sigma_w : u_n &= 0 \rightarrow \left. \frac{\partial p}{\partial n} \right|_{\Gamma} = 0.\end{aligned}$$

Начальные условия:

$$\begin{cases} s = 1, & (x, y) \in A \\ s = 0, & (x, y) \notin A \end{cases}.$$

Результаты численного моделирования

Исследование влияния формы заводненной области на динамику вытеснения

В ходе первого численного эксперимента необходимо было выяснить, влияет ли форма заводненной области на динамику вытеснения. Наиболее физической является эллиптическая форма заводненной области. Однако разбиение всей расчетной области на прямоугольные ячейки и приближение эллиптической области этими ячейками само может провоцировать неустойчивость. Были проведены два расчета для разных форм заводненной области с одинаковой площадью. В ходе первого численного эксперимента был взят эллипс, в ходе второго — прямоугольник, для которого граничные условия выполнены точно.

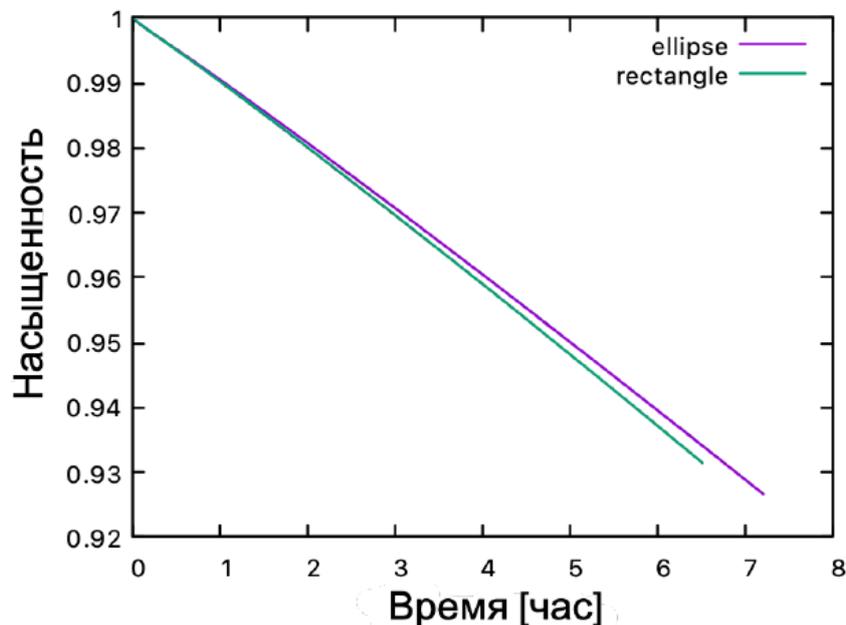


Рис. 2. Зависимость насыщенности жидкостью ГРП в эллиптической и прямоугольной областях от времени

Через шесть часов с начала вытеснения разница между двумя графиками (рис. 2) составила менее 0,2 %. Следовательно, на самом начальном этапе процесса очистки характер вытеснения не зависит от формы заводненной области.

Для эллиптической области наблюдается образование неустойчивости вытеснения, вызванной граничными условиями (рис. 3). В случае прямоугольной области граничные условия выполнены точно, поэтому такой неустойчивости не возникает.

Параметры расчетов

Число ячеек в каждом из направлений	$N_x = 3000, N_y = 3000$
Размеры рабочей области:	$L_x = 100 \text{ м}, L_y = 100 \text{ м}$
Координаты нагнетающих скважин	$X_{in} = 0.05 \text{ м}, Y_{in} = 0.05 \text{ м};$ $X_{in} = 0.05 \text{ м}, Y_{in} = 99.95 \text{ м};$ $X_{in} = 99.95 \text{ м}, Y_{in} = 99.95 \text{ м};$ $X_{in} = 99.95 \text{ м}, Y_{in} = 0.05 \text{ м};$
Координаты добывающей скважины	$X_{out} = 50 \text{ м}, Y_{out} = 50 \text{ м}$
Абсолютная проницаемость пласта	$K_0 = 0.5 \text{ Дарси}$
Пористость пласта	$\varphi_0 = 0.2$
Вязкость нефтяной фазы	$\mu_1 = 0.01 \text{ Па}\cdot\text{с}$
Вязкость фазы жидкости гидроразрыва	$\mu_2 = 0.1 \text{ Па}\cdot\text{с}$
Коэффициенты относительных проницаемостей фаз	$k_1^r = 0.2, k_2^r = 0.2$
Степени в формулах для относительных проницаемостей	$n_1^0 = 2, n_2^0 = 2$
Давление на нагнетающих скважинах на уровне пласта	$P_{in} = 500 \text{ атм}$
Давление на добывающей скважине на уровне пласта	$P_{out} = 5 \text{ атм}$
Общая длина трещины (разреза), которая располагается по обе стороны от добывающей скважины	$L_f = 40 \text{ м}$
Ширина заводненной области W_L	$W_L = 4 \text{ м}$
Абсолютная проницаемость ячеек, приходящихся на трещину	$K_f = 50 \text{ Дарси}$
Пористость ячеек, приходящихся на трещину	$\varphi_0 = 0.4$

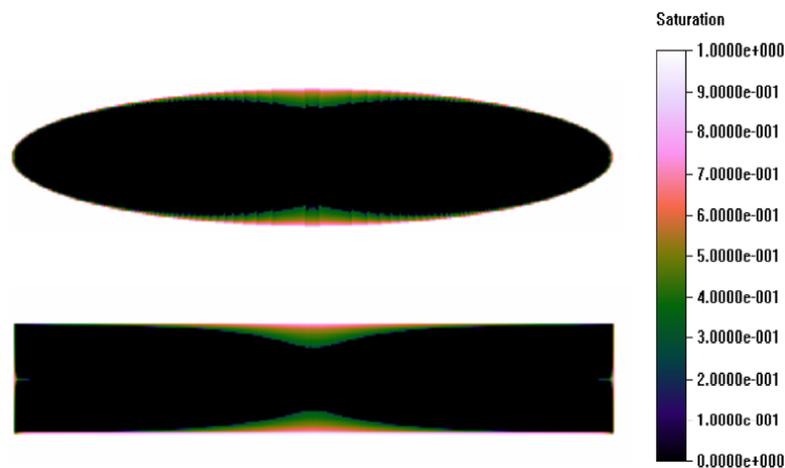


Рис. 3. Насыщенность нефтью через 5 часов после начала вытеснения

Исследование влияния ширины W_L заводненной области на динамику вытеснения

Для следующего исследования ширины заводненной области была выбрана форма в виде прямоугольника и две ширины: два и четыре метра.

Для области шириной 2 м в начале вытеснения насыщенность падает очень быстро (рис. 4), после прорыва (который происходит уже через час) падение насыщенности замедляется. Всего лишь за три дня, если принять во внимание длину изучаемой области (40 м), насыщенность жидкостью гидроразрыва падает на 50 % (для области шириной 2 м) и на 35 % (для области шириной 4 м). Через 14 дней разница между графиками составила 10 %. Если считать, что очистка завершена, когда насыщенность достигла 35 %, то более широкая область очищается в два раза медленнее.

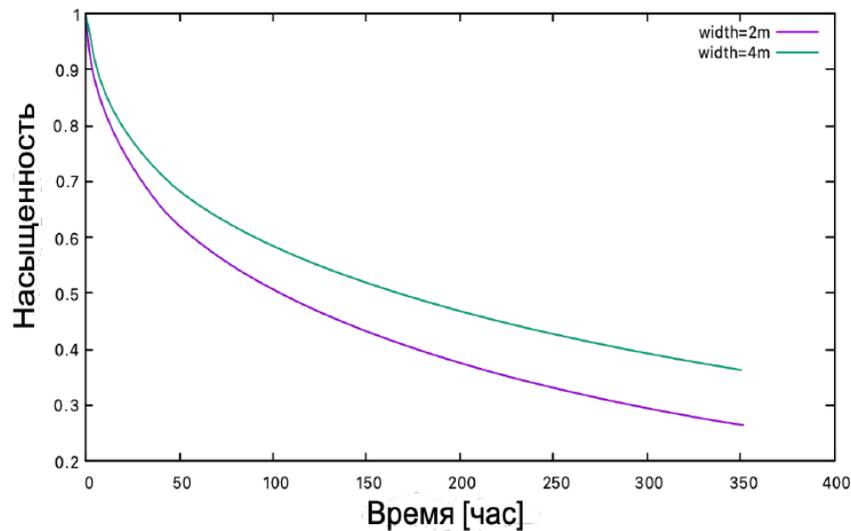


Рис. 4. Зависимость насыщенности жидкостью ГРП в прямоугольной области от времени

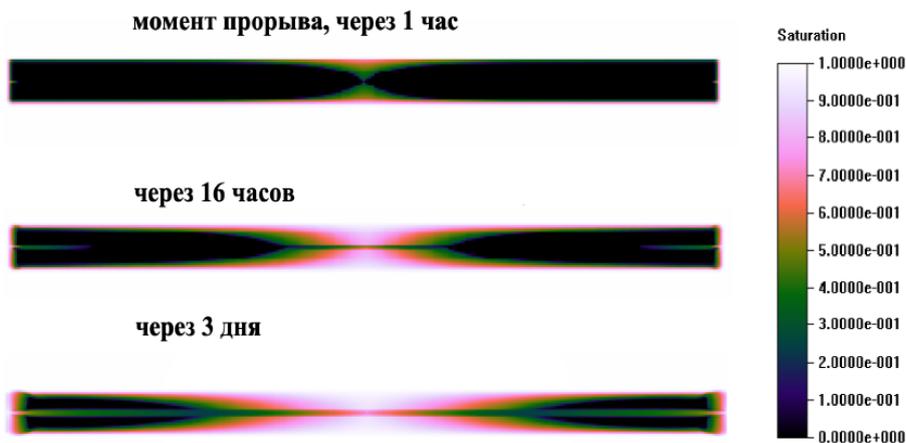


Рис. 5. Изменение насыщенности нефтью (ширина обводненной зоны $W_L = 2$ м)

С помощью данных изображений (рис. 5) можно определить области, в которых падение насыщенности происходит наиболее эффективно. Во-первых, это область у скважины, что очевидно, потому что заводненый регион очень узкий по сравнению с длиной трещины. Во-вторых, сама трещина подключается к фильтрации достаточно быстро и уже в пределах трех дней становится полноценным каналом для фильтрации нефти.

Для области шириной 4 м видно (рис. 6), что характер вытеснения остался тот же, как и в предыдущем случае: трещина подключается к фильтрации, но немного менее активно, чем в предыдущем случае.

Исследование влияния длины трещины L_f на динамику вытеснения

Все дальнейшие результаты выполнены для эллиптической области. Первым было проведено исследование влияния длины трещины на очистку. Были взяты три длины: 10 м, 50 м и 100 м.

Для наименьшей области очистка происходит значительно быстрее (рис. 7). Если считать, что процесс очистки завершен при насыщенности, равной 0.3, то более длинная трещина очищается примерно в девятнадцать раз медленнее, чем наименьшая.

Для трещины длиной 10 м прорыв произошел через область повышенной пористости и проницаемости, а не через область вокруг скважины (рис. 8). Также дальнейшая очистка будет происходить более равномерно.

Для самой длинной трещины (рис. 9) прорыв произошел через 6 часов 27 минут через область вокруг скважины. Через 14 дней разрез так и не подключается полностью к фильтрации. Остаются области, в которых вытеснение идет медленно.

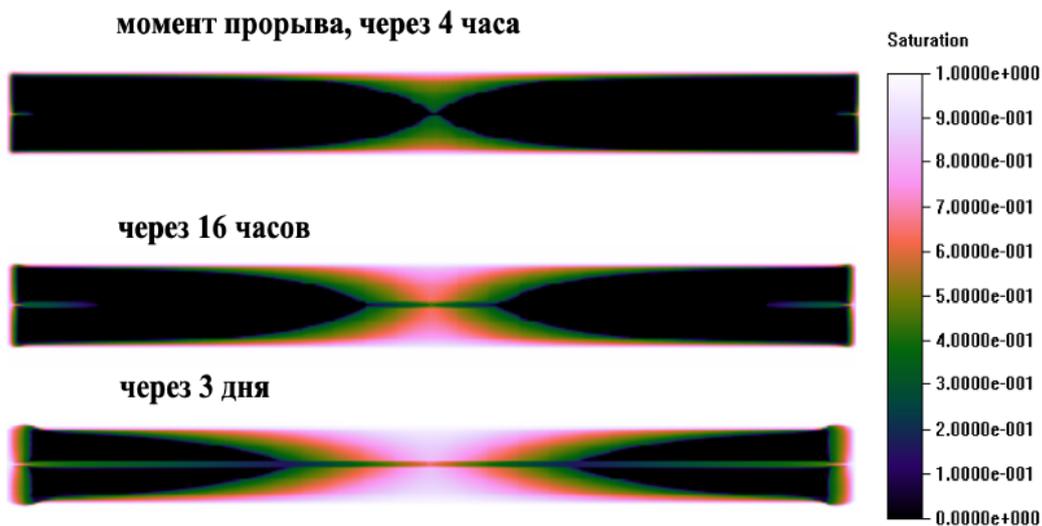


Рис. 6. Изменение насыщенности нефтью (ширина обводненной зоны $W_L = 4$ м)

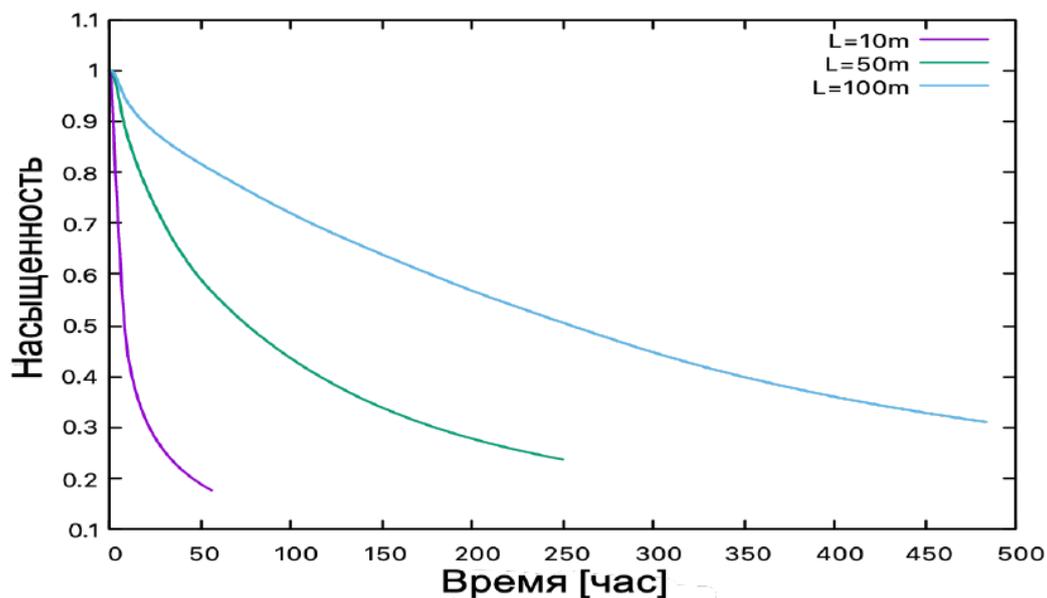


Рис. 7. Зависимость насыщенности жидкостью ГРП в эллиптической области от времени

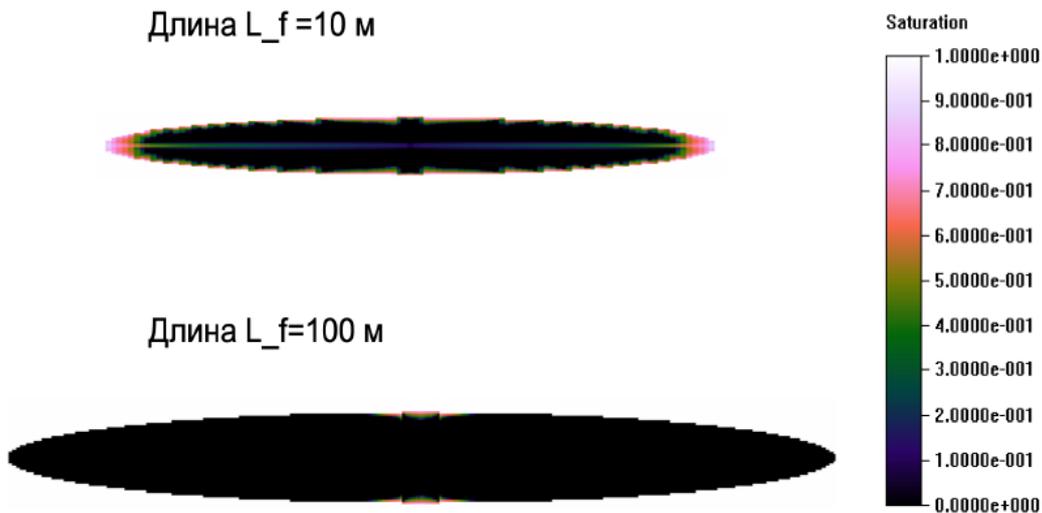
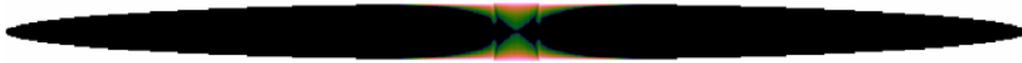


Рис. 8. Насыщенность жидкостью гидроразрыва через 2 часа 40 минут

Время прорыва для $L_f = 100$ м через 6 часов 27 минут



Через 7 дней:



Через 14 дней:



Рис. 9. Насыщенность жидкостью гидроразрыва для случая трещины $L_f = 100$ м в различные моменты времени

Заключение

При вытеснении жидкости большей вязкости жидкостью меньшей вязкости образуется неустойчивость, проявляющая себя в формирующихся «пальцах» в области фильтрации обеих жидкостей.

Геометрия зоны обводненности на начальном этапе не влияет на характер вытеснения.

Для малых трещин процесс очистки идет быстрее и процесс фильтрации к добывающей скважине происходит более равномерно, как по трещине, так и по области рядом с добывающей скважиной. Несмотря на то что трещина обладает высокой проницаемостью, вследствие высокой вязкости жидкости гидроразрыва процесс очистки идет очень сложно. В связи с этим вопрос о подборе жидкости гидроразрыва имеет важное значение для достижения цели очистки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Darcy H. The Public Fountains of the City of Dijon. Experience and Application. Paris, 1856.
2. Buckley S. E., Leverett M. S. Mechanism of Fluid Displacement in Sands. *Journ. Petr. Technology*. 1941.
3. Saffman P. G., Taylor G. J. The Penetration of a Fluid into a Porous Medium of Hele-Shaw Cell Containing a More Viscous Fluid. *Proc. R. Soc. Lond.* 1958, A 245, 312.
4. Smirnov N. N., Nikitin V. F., Skryleva E. I. Microgravity Investigation of Seepage Flows in Porous Media. *Microgravity Science and Technology*. 2019;31(5):629–639.
5. Dushin V. R., Skryleva E. I., Nikitin V. F. Microgravity Investigation of Capillary Forces in Imbibition of Fluid into Porous Media. Proceedings of 69th International Astronautical Congress, 2018, Bremen, Germany.
6. Logvinov O. A., Skryleva E. I. Displacement of a Viscous Fluid from a Hele-Shaw Cell with a Sink. *Moscow University Mechanics Bulletin*. 2016;71(4):77–81.
7. Козлов И. В., Скрылева Е. И. Математическое моделирование и обработка эксперимента по вытеснению нефти водой из некоомских песчаников. *Вестник кибернетики*. 2016;2:139–146.
8. Душин В. Р., Никитин В. Ф., Скрылева Е. И. Вычислительное моделирование вытеснения флюида из пористой среды. *Вестник кибернетики*. 2017;4:62–82.