

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ПОСЛЕ МГРП С ТРЕЩИНОЙ БЕСКОНЕЧНОЙ ПРОВОДИМОСТИ И НУЛЕВЫМ ЗНАЧЕНИЕМ СКИН-ЭФФЕКТА ДО ИНТЕНСИФИКАЦИИ

Саранча А.В., Фаик С.А., Митрофанов Д.А., Огай В.А.

*ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», г. Тюмень, Российская Федерация, (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: sarantcha@mail.ru*

Для существенного повышения продуктивности скважин, в особенности в коллекторах с низкой проницаемостью, применяют массивированный гидравлический разрыв пласта (МГРП). При проведении данной операции в пласте создается большая по размерам система разветвленных трещин, тем самым повышается фильтрационная связь скважины с отдаленными участками, иногда находящимися даже на расстоянии более 300 м. Сам по себе МГРП представляет собой развитие и усовершенствование обычного ГРП. При проведении таких операций используется больше жидкости разрыва и объема пропанта (более 100 т). Создаваемая трещина может иметь полудлину более 100 м, а получаемое значение скин-фактора после МГРП может принимать минусовые значения от 7,2 до 7,6. В данной статье будут представлены результаты численного решения задачи, связанной с определением увеличения продуктивности вертикальной скважины после МГРП, с трещиной бесконечной проводимости и нулевым значением скин-фактора до обработки.

Ключевые слова: массивированный гидроразрыв пласта, ГРП, МГРП

## DEFINITION OF INCREASING THE PRODUCTIVITY OF VERTICAL WELL AFTER MASSIVE HYDRAULIC FRACTURING WITH FRACTURE INFINITE CONDUCTIVITY AND ZERO SKIN EFFECT BEFORE INTENSIFY

Sarancha A.V., Faik S.A., Mitrofanov D.A., Ogay V.A.

*Federal state budget higher professional educational institution «Tyumen State Oil and Gas University», Tyumen, Russian Federation (625000, Tyumen, Volodarskogo street. 38), e-mail: sarantcha@mail.ru*

Massive hydraulic fracturing is used to significantly improve well productivity, particularly in reservoirs with low permeability. In carrying out this operation in the reservoir creates a large branched system of cracks. Increase filtration connection of the wells to remote areas, sometimes located at a distance of more than three hundred meters. By itself, MHF represents the development and improvement of conventional hydraulic fracturing. When performing such operations uses more of fracturing fluid and proppant volume (over 100 tons). The created fracture can have a half-length over one hundred meters and get the value of the skin factor after MHF, can take minus values ranging from 7,2 to 7,6. This article will present the results of numerical solution of the problem related to the definition of increasing the productivity of vertical wells after MHF, the fracture is infinite conductivity and zero skin factor prior to treatment.

Keywords: massive hydraulic fracturing, hydraulic fracturing

Для решения данной задачи построена сеточная модель фильтрации пластовой жидкости к вертикальной скважине с трещиной ГРП в цилиндрических координатах (рис. 1а).

Если трещины нет, то имеем плоскорадиальный поток к скважине. При этом давление будут постоянным на каждом круговом контуре.

Номера узлов:  $0 < i < N$  (по радиусу) и  $0 < j < M$  (по углу  $\varphi$ ).

На рисунке 1б представлены ячейка с  $i = 5$  и  $j = 7$  и узел сетки, находящийся в центре этой ячейки  $i, j$ . А давление в этом узле равно  $P_{i,j}$ .

В соответствии с законом Дарси градиент давления  $i \div i-1$  и  $j \div j+1$  соответственно будет равен:

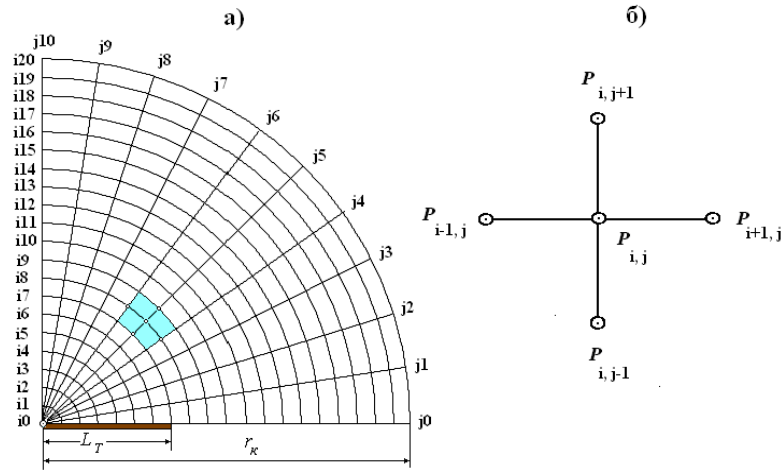


Рис. 1. Схема определения давлений в узлах сетки:

а) сектор пласта, состоящий из 200 ячеек, б) давления в ячейке

$$P_{i,j} - P_{i-1,j} = q_{i-1,i} \cdot \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_i - \Delta R}{R_i}, \quad (1)$$

$$P_{i+1,j} - P_{i,j} = q_{i,i+1} \cdot \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_i + \Delta R}{R_i}, \quad (2)$$

где  $P_{i,j}$ ,  $P_{i-1,j}$  – давление в узлах сетки  $i,j$  и  $i-1,j$ ;  $R_i$  – радиус  $i$ -го контура, м;  $q_{j+1,j}$ ,  $q_{j,j-1}$  – расходы жидкости вдоль контура  $i$  между ячейками  $i, j+1 \div i,j$  и  $i,j - i,j-1$ ;  $\mu$  – вязкость, Па\*с;  $h$  – толщина пласта, м;  $k$  – проницаемость,  $m^2$ ,  $\Delta R$  – шаг сетки по радиусу, м.

В этом случае перепад давления на плечах  $j+1 \div j$  и  $j \div j-1$  рассчитывается исходя:

$$P_{i,j+1} - P_{i,j} = q_{j+1,j} \cdot \frac{\mu}{k} \cdot \frac{\varphi}{\Delta R \cdot h}, \quad (3)$$

$$P_{i,j} - P_{i,j-1} = q_{j,j-1} \cdot \frac{\mu}{k} \cdot \frac{\varphi}{\Delta R \cdot h}, \quad (4)$$

где  $\varphi$  — шаг по углу;  $q_{i-1,i}$  и  $q_{i,i+1}$  – расходы жидкости вдоль линии  $i$  между ячейками  $i-1, j \div i,j$  и  $i,j \div i+1,j$ .

В соответствии с законом Кирхгофа для (гидравлических сетей) для каждого узла может быть записано следующее уравнение:

$$(P_{i+1,j} - P_{i,j})A + (P_{j,i} - P_{i-1,j})B + (P_{i,j} - P_{i,j-1})C + (P_{i,j+1} - P_{i,j})C = 0, \quad (5)$$

где

$$A = \frac{\pi}{20} \cdot \frac{kh}{\mu} \left/ \ln \frac{R - \Delta R}{R} \right., \quad B = \frac{k}{\mu} \left/ \frac{20 \Delta R}{\pi} \right., \quad (6)$$

$$C = \frac{\pi}{20} \cdot \frac{kh}{\mu} \ln \frac{R + \Delta R}{R}. \quad (7)$$

В этом случае уравнение (5) примет более компактный вид:

$$K_1 P_{i-1,j} + K_2 P_{i,j} + K_3 P_{i+1,j} + K_4 P_{i,j+1} + K_5 P_{i,j-1} = 0, \quad (8)$$

где  $K_1 = A$ ;  $K_2 = -(A + B + 2C)$ ;  $K_3 = B$ ;  $K_4 = K_5 = C$ .

Как видно, получили систему уравнений из пяти неизвестных в каждом уравнении. Система уравнений (8) включает  $20 \times 10 = 200$  уравнений.

Для решения этой системы уравнений граничными условиями являются:

1) в узлах (на стенке скважины)  $i = 0$ ;  $0 \leq j \leq 10$  давление остается постоянным  $P_{i,j} = 0$ ;

2) в узлах (на контуре питания)  $i = 20$ ;  $0 \leq j \leq 10$ , давление будет в течение всего периода работы скважины постоянным и равно  $P_{пл}$ . В случае данного примера это давление  $P_{i,j} = 100$  атм;

3) так как моделируется движение пластовой жидкости по трещине и принято, что она имеет намного большую проницаемость, чем у пласта (в  $10^4 \div 10^5$  раз), то при моделировании фильтрации принимаем давление по всей длине трещины, равное давлению в скважине, т.е.:

$$P_{0 \leq i \leq i_{mp}, j=0} = P_{скв} = 0; \quad (9)$$

4) также, поскольку моделируются участки пласта, зеркальные по отношению к левой и нижней окружающей скважину зонам, то по линиям стыковки данных зон перепады давлений равняются нулю. Это означает, что перетоков жидкости нет между симметричными по распределению давления зонами, т.е.:

$$P_{i_{mp} \leq i \leq N, j=0} = P_{i_{mp} \leq i \leq N, j=1}. \quad (10)$$

Аналогично записывается для границы  $i = 0 \div M$  и  $j = 10$ ,  $P_{0 \leq i \leq N, j=10} = P_{0 \leq i \leq N, j=9}$ .

Решение этих уравнений (2)–(10), записанных в конечно-разностной форме, осуществлено по методу Якоби, который заключается в том, что берутся исходные значения давлений во всех узлах сети, кроме граничных, затем ведется расчет давлений в каждом узле сетки как неизвестной величины по известным давлениям в окружающих этот узел узлах. Исходные давления при этом во всех узлах приняты равными начальному пластовому давлению. А на границах давление остается все время в соответствии с принятыми формулами (2)–(10).

Число итераций может быть задано любое, так как вычисления делаются на компьютере (для надежности принято 1000 итераций).

Поскольку пластовая жидкость поступает в скважину в основном через трещину, то дебит скважины рассчитывается как сумма дебитов между отдельными ячейками вблизи трещины, т.е.  $q = \sum_{i=0}^{i=i_T} q_i$ . А величина дебита в любой точке  $i$  равна:

$$q_i = -\frac{k}{\mu} \cdot (P_{i,j=1} - P_{i,j=0}) \cdot \frac{2\pi R_i \alpha}{\Delta R}. \quad (11)$$

Так определяем дебит скважины для всех вариантов длин трещин, рассмотренных при моделировании.

На рисунке 2 приведены результаты моделирования для  $L_T/R_K = 0,5$ , где  $L_T$  – полудлина трещины, м,  $R_K$  – радиус контура питания, м. Следовательно, длина трещины равна 125 м, что соответствует размерам достаточно протяженной трещины, получаемой при проведении массивованного ГРП. Также видны распределения давления в такой системе при различных условиях фильтрации.

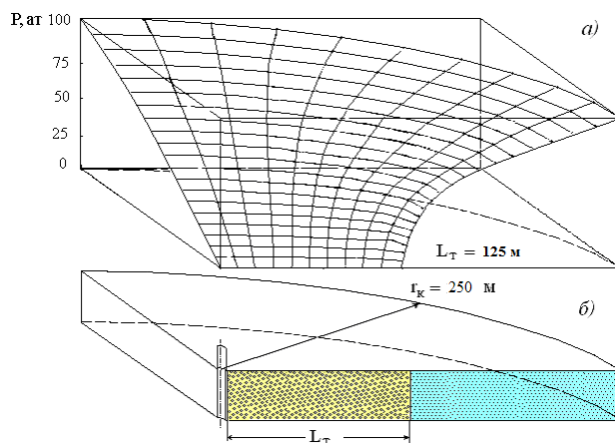


Рис. 2. Распределение давления в пласте при  $L/R_K = 0,5$  (а)

Эти расчеты и построения позволили рассчитать дебиты скважин для различной протяженности трещин, которые являются суммами потоков. Также появляется возможность оценить отрицательный скин-фактор, соответствующий данной протяженности трещины. На рисунке 3 представлены расчетные данные об изменении продуктивности скважины после ГРП для параметра  $\alpha = L/R_K$ . Также даются значения скин-фактора  $S$ , которые определены при условии, что до ГРП скин-фактор был равен нулю:

$$S = \ln\left(\frac{R_K}{R_c}\right) \frac{1 - \nu}{\nu}, \quad (12)$$

где  $\nu = Q_{ГРП} / Q$ ,  $\alpha = L/R_K$ .

Видно, что протяженность трещины значительно влияет на показатели дебита и скин-фактора. Если радиус контура питания равен 250 м, тогда рисунок 3 можно представить в виде рисунка 4.

Формула (12) позволяет оценить отрицательный скин-фактор для различных протяженностей трещин. На рисунке 5 отражены результаты расчета скин-фактора в зависимости от полудлины трещины.

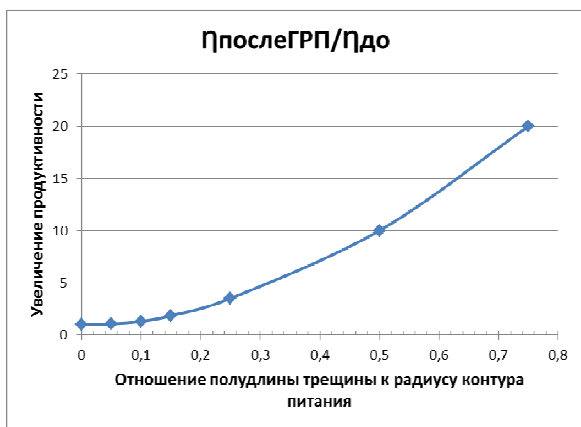


Рис. 3. Увеличение продуктивности для различных значений  $L_m/R_k$

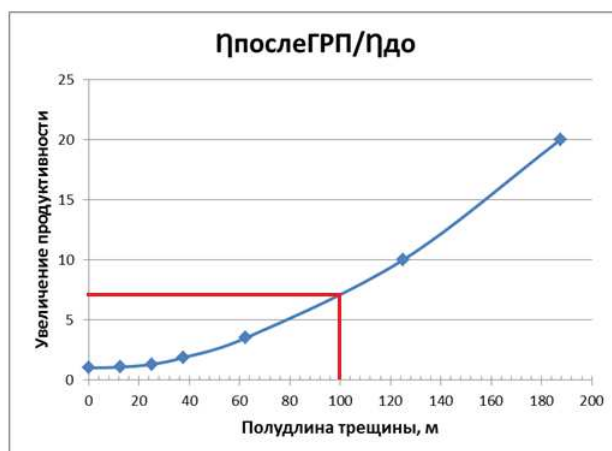


Рис. 4. Увеличение продуктивности для различных длин трещин

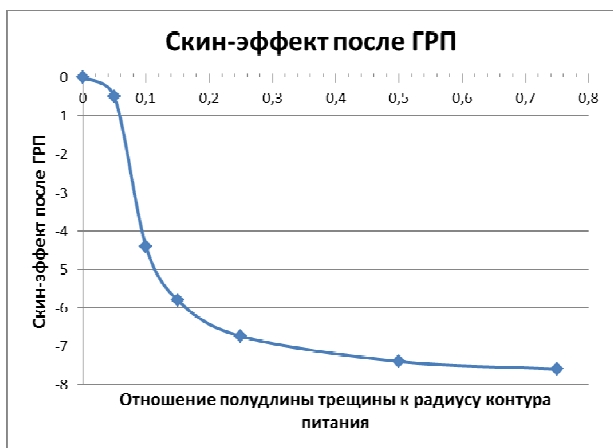


Рис. 5. Значение скин-эффекта для различных значений параметра  $L_m/R_k$

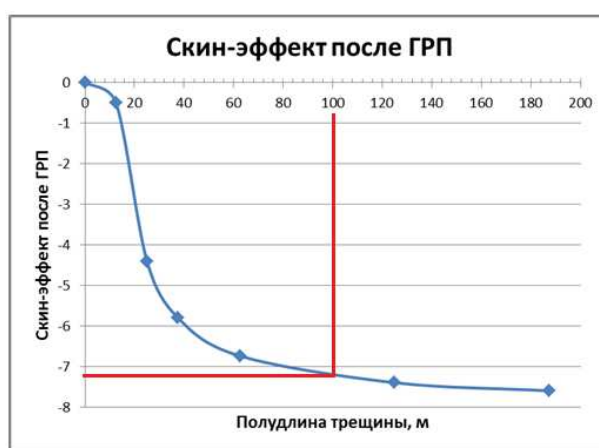


Рис. 6. Значение скин-эффекта для различной длины трещины при условии, что радиус контура питания равен 250 м

Таким образом, из представленных рисунков (4 и 6) видно, что для трещин протяженностью более 100 м, которые можно получить при проведении МГРП, продуктивность увеличивается в 7 раз и более, а скин-фактор становится отрицательным с минусовыми значениями от 7,2 до 7,6. Данные расчеты позволяют исходя из необходимого увеличения продуктивности спланировать необходимую полудлину трещин, объем закачки рабочей жидкости и пропантанта. Однако стоит также отметить, что данные расчеты сделаны для условий незагрязненного пласта. На практике такие случаи встречаются крайне редко. В этой связи применять данные расчеты нельзя без точного знания величины скин-фактора до ГРП.

## Список литературы

1. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учеб. для вузов. – М.: Недра, 1998. – 365 с.
2. Гриценко А.И., Методы повышения продуктивности скважин. – М.: Недра, 1997. – 364 с.
3. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. 1999 г.
4. Муслимов Р.Х. Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений в поздней стадии // ВЕСТНИК ЦКР РОСНЕДРА. – 2008. — № 1. – С. 12–18.
5. Саранча А.В. Определение продуктивности скважин при гидроразрыве пласта. А.В. Саранча, М.Л. Карнаухов // Известия высших учебных заведений. – 2007. № 4. С. 29–32.
6. Саранча А.В. Разработка и исследование методов оценки и интерпретации кривых восстановления давления в скважинах после гидроразрыва пласта // автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Тюменский государственный нефтегазовый университет. Тюмень, 2008.

### Рецензенты:

Грачёв С.И., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень;

Сохошко С.К., д.т.н., заведующий кафедрой «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень.