УДК 622.276

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ПОСЛЕ МГРП С ТРЕЩИНОЙ КОНЕЧНОЙ ПРОВОДИМОСТИ И ПОЛОЖИТЕЛЬНЫМ ЗНАЧЕНИЕМ СКИН-ФАКТОРА ДО ИНТЕНСИФИКАЦИИ

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

ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», Тюмень, e-mail: sarantcha@mail.ru

Существуют решения, допускающие, что проводимость трещины намного превышает проводимость пласта. Действительно, при закачке крупнозернистого расклинивающего агента при проведении ГРП можно получить очень высокопроводящие трещины с проницаемостью до 100 Д. Однако даже при очень высокой проницаемости трещины ГРП, заполненной крупнозернистым проппантом, перепады давления в ней могут быть достаточно существенными, что также необходимо учитывать при оценке продуктивности скважин после интенсификации. Не очень высокая раскрытость трещин также существенно влияет на величину перепада давления по ним, отражаясь на скорости фильтрации пластовой жидкости и продуктивных характеристиках скважин. В данной статье будут представлены результаты численного решения задачи, связанной с определением увеличения продуктивности вертикальной скважины после массированного ГРП, с трещиной конечной проводимости и положительным значением скин-фактора до интенсификации.

Ключевые слова: массированный гидроразрыв пласта, ГРП, МГРП

DEFINITION OF INCREASING THE PRODUCTIVITY OF VERTICAL WELLS AFTER MASSIVE HYDRAULIC FRACTURING WITH A CRACK OF FINITE CONDUCTIVITY AND THE POSITIVE VALUE OF THE SKIN FACTOR BEFORE STIMULATION

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, e-mail: sarantcha@mail.ru

There are solutions assuming that the conductivity of the fracture is much higher than the conductivity of the formation. Really when you fix coarse propping agent in hydraulic fracturing, you can get a very highly conductive fracture with permeability 100 D. However, even in high-permeability fracturing cracks filled with coarse-grained proppant, the pressure drops can be quite significant. This should be considered when estimating well productivity after stimulation. Not very high, the width of the cracks significantly affects the magnitude of the differential pressure on them and affecting the filtration rate of the reservoir fluid and productive characteristics of the wells. This article will present the results of numerical solution of the problem related to the definition of increasing the productivity of vertical wells after massive hydraulic fracturing, with a crack of finite conductivity and the positive value of the skin factor before stimulation.

Keywords: massive hydraulic fracturing, hydraulic fracturing

Для решения поставленной задачи обратимся к рис. 1, где представлена схема трещины, заполненной проппантной набивкой, и направления движения потоков жидкости как в пласте, так и по трещине. Допустим, что фильтрационный поток жидкости в пласте является перпендикулярно направленным к трещине ГРП. Баланс потоков жидкостей в любой точке может быть представлен в соответствии с правилом токов в узле. В каждой выделенной точке трещины скорость фильтрационного потока определяется перепадом давления на этом элементе (согласно закону Дарси).

На плече ячейки имеем

$$J...J-1\ \Delta q_{T,j,j-1} = \frac{k_T \cdot w \cdot h}{\mu \cdot} \cdot \frac{P(j) - P(j-1)}{\Delta x}; \quad (1)$$

$$J+1...J\ \Delta q_{T,j+1,j} = \frac{k_T \cdot w \cdot h}{\mu \cdot} \cdot \frac{P(j+1) - P(j)}{\Delta x}, \quad (2)$$

где $\Delta q_{Tj,j-1}$ и $\Delta q_{Tj+1,j}$ – изменение расхода потока жидкости в левой и правой частях ячейки; $k_Т$ – проницаемость трещины; w – раскрытость трещины; h – мощность пласта; μ – вязкость пластовой жидкости, расход в трещину, поступающий с стороны пласта $P(J-1), P(J), P(J+1)$ – давления в узлах ячейки $j-1, j, j+1$, Δx – шаг ячейки трещины.

Из пласта в выделенную ячейку трещины поступает поток жидкости с расходом

$$\Delta q_{n,j} = \frac{k_n \cdot \Delta x \cdot h}{\mu \cdot} \cdot \frac{P_к - P(j)}{L}, \quad (3)$$

где $\Delta q_{n,j}$ – расход потока жидкости, поступающей из пласта в выделенную ячейку

трещины Δx; L – расстояние до контура питания, равное длине трещины; $P_к$ – давление на контуре питания.

Баланс расходов в выделенной ячейке определится как

$$\Delta q_{T,j,j-1} = \Delta q_{T,j,j-1} + \Delta q_{n,j}. \quad (4)$$

Подстановка значений расходов в уравнение (4) приводит к

$$\frac{k_T \cdot w \cdot h}{\mu \cdot} \cdot \frac{P(j) - P(j-1)}{\Delta x} = \frac{k_T \cdot w \cdot h}{\mu \cdot} \cdot \frac{P(j+1) - P(j)}{\Delta x} + \frac{2 \cdot k_n \cdot \Delta x \cdot h}{\mu \cdot} \cdot \frac{P_к - P(j)}{L} = P(j) - P(j-1) - P(j+1) + P(j) = [P(j+1) - P(j)] \cdot \alpha, \quad (5)$$

где $\alpha = \frac{2 \cdot kx \cdot \Delta^2}{k_T \cdot w \cdot L}$.

После представления последнего уравнения с выделением давления в узле j как неизвестного параметра, имеем

$$P(j) = \frac{P(j-1) - P(j+1) - P_к \cdot \alpha}{(\alpha + 2)}. \quad (6)$$

Расчет давлений в узлах сетки удобнее производить по методу Зайделя. Граничные условия на скважине, то есть на левой границе трещины ($x = 0$): $P = P_c$, а на контуре питания, как уже указывалось, давление равно пластовому:

$$P = P_{пл} = P_к. \quad (7)$$

Проведем расчеты распределения давления в трещине для следующих значений параметров данной системы: проницаемость пласта равна 10 мД, ширина трещины (w) равна 0,01 м, толщина пласта (h) равна 10 м, шаг ячейки трещины (Δx) равен 1 м, длина трещины (L_T) равна 150 м, давление на контуре питания ($P_к$) равно 100 атм., давление в скважине (P_c) = 50 атм.

Построим кривые распределения давления в пласте для различных значений проницаемости трещины, в диапазоне от 1 до 100 Д: k_T = 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 и 100 Д.

На рис. 2 представлены расчётные линии распределения давления по трещине для случая равномерного сопротивления движения потока жидкости в ней, а именно рассмотрен процесс фильтрации в трещине с конечной проводимостью и постоянной гидропроводностью.

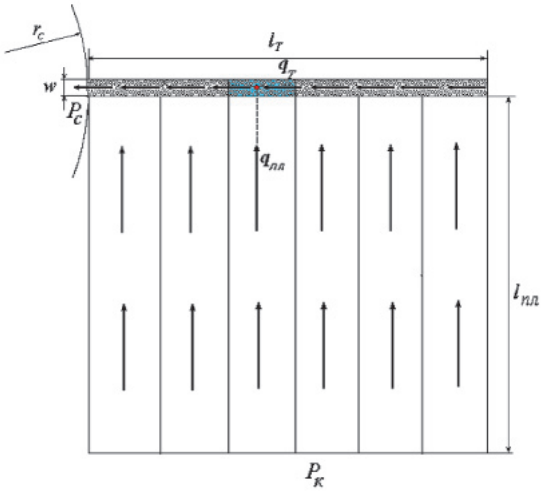

Рис. 1. Схема фильтрации жидкости в пласте и трещине

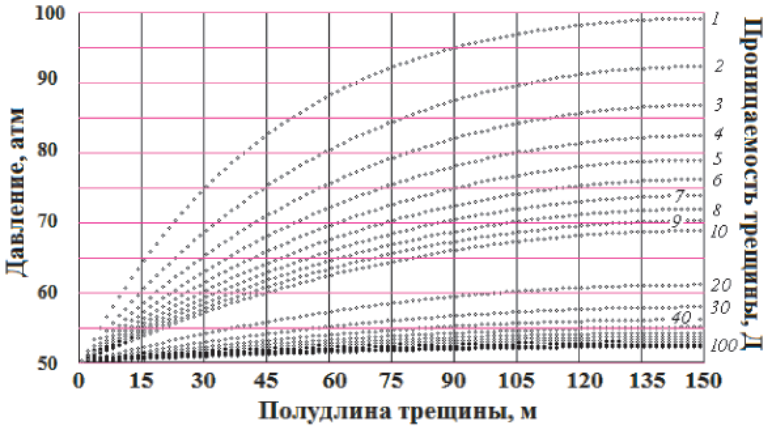

Рис. 2. Распределение давления в трещине для различных значении ее проницаемости

На рис. 2 видно, что для трещин с проницаемостями менее 10 Д имеется существенный перепад давления от конечного их участка до скважины. Для трещин с проницаемостью 1 Д давление на конце трещины практически равно пластовому давлению. Для трещин ГРП с проницаемостью 6 Д, перепад давления в трещине возрастает до величины, равной половины депрессии на пласт. Эти расчеты показывают, что перепады давления в трещине необходимо учитывать при оценке продуктивности скважин, подверженных массированному ГРП. Также при анализе данных графиков видно, что фильтрационный поток в пласте к трещине, для случая невысокой проводимости последней, не является линейным. Распределение полей давления в пласте при наличии конечной проводимости трещины представлено на рис. 3. Как видно, поток жидкости в зоне пласта, пересеченной трещиной, не является линейным.

На рис. 4 и 5 приведены расчетные графики, а в таблице представлены данные по увеличению продуктивности скважины $\eta_{грп}/\eta$ (где $\eta_{до}$ – продуктивность скважины до ГРП, $\eta_{грп}$ – продуктивность после ГРП) в зависимости от протяженности ($L_т$) и проницаемости трещины. Данные расчеты произведены также при условии, что скин-фактор до интенсификации был равен нулю, т.е. отсутствовало загрязнение призабойной зоны скважины.

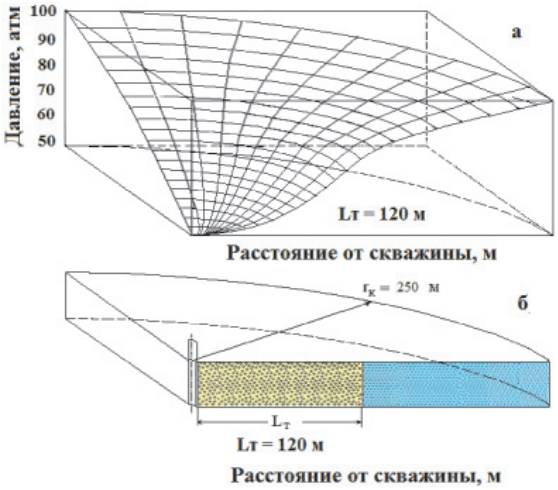

Рис. 3. Распределение давления в пласте при наличии сопротивления в трещине

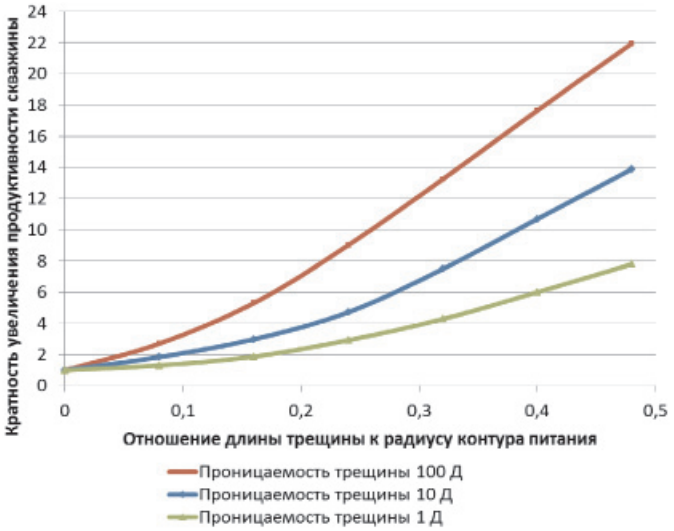

Рис. 4. Графики увеличения продуктивности скважины в зависимости от параметра $\alpha = L_m/R_к$ и проницаемости трещины ($S_{до} = 0$)

Увеличение продуктивности скважины в зависимости от параметра α и проницаемости трещины, ($\alpha = L_т/R_к$)

Параметр	α = 0	α = 0,08	α = 0,16	α = 0,24	α = 0,32	α = 0,40	α = 0,48
k = 100 Д	1,00	2,71	5,31	9,01	13,25	17,65	21,94
k = 10 Д	1,00	1,84	2,98	4,72	7,49	10,69	13,89
k = 1 Д	1,00	1,31	1,87	2,92	4,28	6,01	7,81

Поскольку во время бурения фильтрат бурового раствора проникает в пласт и тем самым загрязняет призабойную зону скважин, значение скин-фактора в скважинах до ГРП всегда имеет плюсовые значения. Это необходимо учитывать при планировании и прогнозе увеличения продуктивности скважин после интенсификации. В этой связи также стоит задача по расчету увеличения продуктивности скважин с учетом скин-фактора до гидроразрыва пласта. Такие расчеты были сделаны и представлены на рис. 6–8.

На рис. 6 представлен график увеличения продуктивности скважины после ГРП при проницаемости трещины 1 Д и для значений скин-фактора 5, 10, 15, 20 и 25. На рис. 7 представлен график увеличения продуктивности скважины после ГРП при проницаемости трещины 10 Д и для таких же значений скин-фактора. На рис. 8 все аналогично, но для трещины проницаемостью 100 Д.

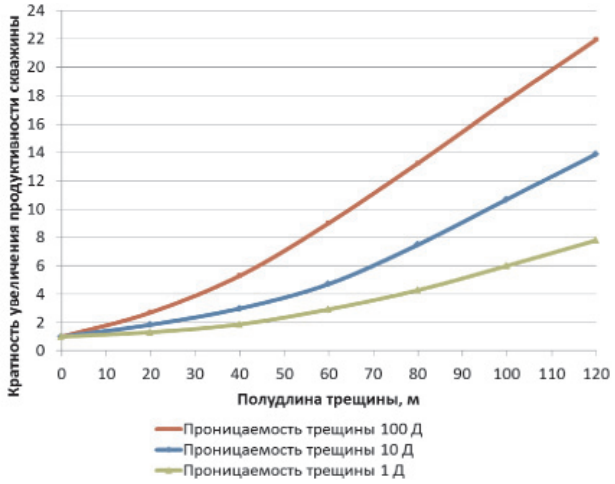

Рис. 5. Графики увеличения продуктивности скважины в зависимости от длины трещины и ее проницаемости, (R_k = 250 метров, $S_{до}$ = 0)

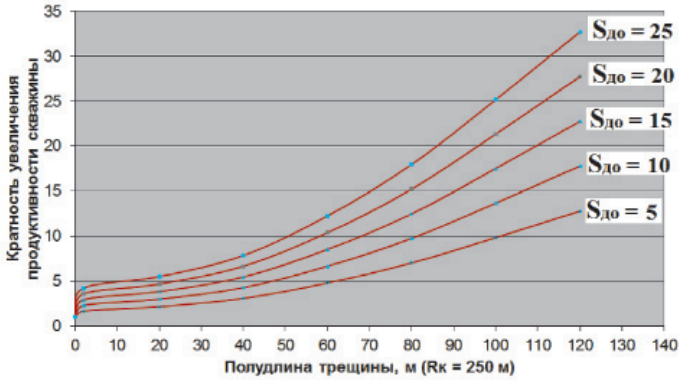

Рис. 6. График увеличения продуктивности скважины при проницаемости трещины 1 Д

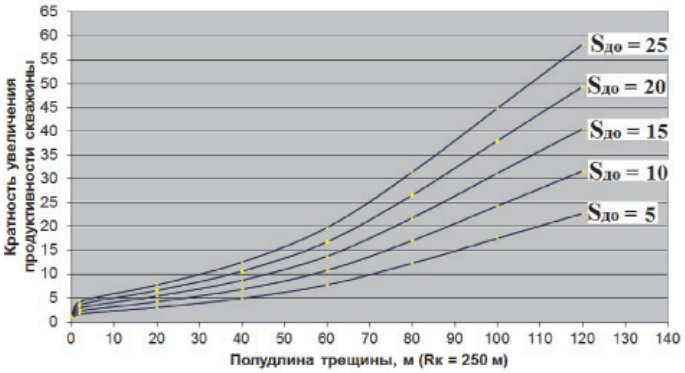

Рис. 7. График увеличения продуктивности скважины при проницаемости трещины 10 Д

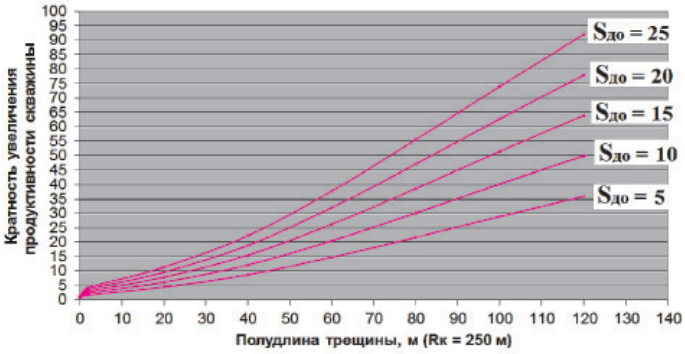

Рис. 8. График увеличения продуктивности скважины при проницаемости трещины 100 Д

Представленные графики (рис. 6–8) свидетельствуют, что на повышение продуктивности скважин после массированного ГРП существенно влияет степень загрязнения в ПЗП, то есть скин-фактор, который был до ГРП. Видно, что для трещины проницаемостью 1 Дарси и длиной более 100 метров, при нулевом скин-факторе до ГРП продуктивность скважины увеличится более чем в шесть раз. Для этих же условий, но со скин-фактором равным 25 до ГРП, продуктивность скважины в результате обработки уже повысится более чем в 25 раз. Поэтому для оценки кратности повышения продуктивности после массированного гидроразрыва пласта необходимо принимать во внимание значение скин-фактора до интенсификации.

Выводы

1. Разработана гидродинамическая модель фильтрации пластовой жидкости в системе «пласт – трещина – скважина», позволяющая наиболее достоверно решать стационарные задачи, связанные с технологией гидравлического разрыва пласта.

2. На основе численного моделирования решена задача и разработана методика по определению увеличения продуктивности скважин после МГРП, с трещиной конечной проводимости, а также при имевшем место загрязнении ПЗП до проведения интенсификации.

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.: ОАО «Издательство «Недра», 1997. – 364 с.

3. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – 1999.

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: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2008.

References

1. Bojko V.S. Razrabotka i jekspluatacija neftjanyh mestorozhdenij: ucheb. dlja vuzov. M.: Nedra, 1998. 365 p.

2. Gricenko A.I., Metody povyshenija produktivnosti skvazhin. M.: OAO «Izdatelstvo «Nedra», 1997. 364 p.

3. Kanevskaja R.D. Matematicheskoe modelirovanie razrabotki mestorozhdenij nefti i gaza s primeneniem gidravlicheskogo razryva plasta. 1999.

4. Muslimov R.H. Metody povyshenija jeffektivnosti razrabotki neftjanyh mestorozhdenij v pozdnej stadii // Vestnik CKR ROSNEDRA. 2008. no. 1. pp. 12–18.

5. Sarancha A.V. Opredelenie produktivnosti skvazhin pri gidrorazryve plasta. A.V. Sarancha, M.L. Karnauhov // Izvestija vysshih uchebnyh zavedenij. 2007. no. 4. pp. 29–32.

6. Sarancha A.V. Razrabotka i issledovanie metodov ocenki i interpretacii krivyh vosstanovlenija davlenija v skvazhinah posle gidrorazryva plasta // avtoreferat dissertacii na soiskanie uchenoj stepeni kandidata tehnicheskih nauk / Tjumenskij gosudarstvennyj neftegazovyj universitet. Tjumen, 2008.

Рецензенты:

Грачев С.И., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ «Тюменский государственный нефтегазовый университет», г. Тюмень;

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