

# МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

УДК 622.276.66.001.57

## УЛУЧШЕННАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ РАСЧЕТА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ С МНОГОЗОННЫМ ГИДРАВЛИЧЕСКИМ РАЗРЫВОМ ПЛАСТА

В.П. Телков, Д.С. Круглов  
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является эффективным методом увеличения продуктивности добывающих и приёмности нагнетательных скважин, позволяя обеспечить более полную выработку запасов. С учетом того, что большая часть остаточной нефти находится в низкопроницаемых коллекторах, то ГРП является основным экономически рентабельным методом её извлечения.

В связи с этим остро стоит вопрос применения методов количественной оценки технологического эффекта от проведения ГРП. Наибольший интерес представляет многозонный гидравлический разрыв пласта (МГРП), проводимый в горизонтальных скважинах, так как он является наиболее перспективным методом воздействия на пласт.

Вопросом количественной оценки эффективности МГРП занимались многие специалисты, но, по мнению авторов, модель, представленная в работе [1], является достаточно точным и простым методом расчета дебита скважин с МГРП в зависимости от числа трещин ГРП

$$Q = \frac{2khL}{b\mu l} \left( P_n - \frac{P_0}{2} - \frac{P_3}{2} \right), \quad (1)$$

где  $k$  – проницаемость пласта;  $h$  – толщина пласта;  $L$  – длина горизонтального участка скважины;  $b$  – объемный коэффициент нефти;  $\mu$  – вязкость нефти;  $l$  – расстояние между границами межтрещинного пространства и границей области дренирования;  $P_n$  – пластовое давление;  $P_3$  – забойное давление;  $P_0$  – промежуточное давление на границе межтрещинного пространства, посередине между концами трещин, определяемое по формуле

$$P_0 = \frac{P_n - P_3 \left( \frac{1}{2} - (N-1)^2 \frac{2x_f l}{L^2} \right)}{\frac{1}{2} + (N-1)^2 \frac{2x_f l}{L^2}}, \quad (2)$$

где  $N$  – число трещин ГРП;  $x_f$  – полудлина трещины.

Модель, представленная авторами в работе [1], является хорошим инструментом для определения опти-

мального числа трещин, но не позволяет количественно оценить дебит после МГРП, так как в ней имеется ряд упрощений и ограничений.

Далее в работе [2] авторами была представлена модель для расчета дебита с учетом анизотропии пласта

$$Q = \frac{2k_y hL}{b\mu l} \left( P_n - \frac{P_0}{2} - \frac{P_3}{2} \right), \quad (3)$$

где  $k_y$  – проницаемость пласта в направлении, перпендикулярном стволу скважины.

А промежуточное давление можно рассчитать по формуле

$$P_0 = \frac{P_n - P_3 \left( \frac{1}{2} - (N-1)^2 \frac{2k_x x_f l}{k_y L^2} \right)}{\frac{1}{2} + (N-1)^2 \frac{2k_x x_f l}{k_y L^2}}, \quad (4)$$

где  $k_x$  – проницаемость пласта в направлении, параллельном стволу скважины.

В работе [3] авторами получена модель для расчета дебита горизонтальной скважины с учетом угла отклонения трещин от перпендикулярного положения к скважине. Дебит рассчитывается по формуле

$$Q = \frac{2khL}{b\mu (R - x_f \cos \alpha)} \left( P_n - \frac{P_0}{2} - \frac{P_3}{2} \right), \quad (5)$$

где  $R$  – радиус дренирования;  $\alpha$  – угол между нормалью к скважине и направлением трещины.

Промежуточное давление в данном случае определяется по формуле

$$P_0 = \frac{P_n - P_3 \left( \frac{1}{2} - (N-1)^2 \frac{4x_f (R - x_f \cos \alpha)}{L^2 \cos \alpha} \right)}{\frac{1}{2} + (N-1)^2 \frac{4x_f (R - x_f \cos \alpha)}{L^2 \cos \alpha}}. \quad (6)$$

В работе [4] авторами была введена в модель для расчета дебита безразмерная проводимость. В предыдущих работах она принималась равной бесконечности. Учёт этого факта существенно повышает практическую ценность данной модели. Дебит рассчитывается с учетом этого факта по формуле

$$Q = \frac{2khL}{b\mu(R - x_f \cos \alpha)} \left( P_{\pi} - \left( \frac{1+2a}{1+a} \right) \frac{P_0}{2} - \left( \frac{1}{1+a} \right) \frac{P_3}{2} \right), \quad (7)$$

где

$$a = \frac{2(k/k_{\text{тр}})x_f^2}{wL} (N-1) = \frac{2x_f(N-1)\cos \alpha}{LF_{cd}}, \quad (8)$$

где  $F_{cd}$  – безразмерная проводимость трещин;  $w$  – средняя ширина трещины;  $k_{\text{тр}}$  – коэффициент проводимости трещины (с проппантом или песком).

А формула для промежуточного давления принимает вид

$$P_0 = \frac{P_{\pi}(1+a) - \left( \frac{1}{2} - \tilde{b} \right) P_3}{\frac{1}{2} + \tilde{b} + a}, \quad (9)$$

где

$$\tilde{b} = \frac{4(N-1)^2 x_f (R - x_f \cos \alpha)}{L^2 \cos \alpha}. \quad (10)$$

В работах [1–4] дебит во внешние стороны крайних трещин рассчитывается по формуле псевдорадимального притока

$$Q_D = \frac{2\pi kh(P_{\pi} - P_3)}{b\mu \left( \ln \frac{2R}{x_f} \right)}. \quad (11)$$

И чтобы получить дебит всей скважины, нужно прибавить  $Q_D$  к дебиту, рассчитанному по одной из моделей, представленных ранее в работах [1–4].

В [5] авторами подведен итог серии ранее опубликованных работ. Проведено исследование влияния на дебит случайного отклонения полудлины трещины гидроразрыва и расстояния между трещинами. Получены формулы для расчета погрешности дебита в зави-

симости от погрешностей параметров, входящих в расчетные формулы.

В данной статье представлена модель притока флюида к трещинам ГРП, находящимся под углом к скважине, с учетом ряда параметров, влияющих на количественную оценку дебита. За основу принята модель из работы [3], где авторами получена формула для расчета дебита горизонтальной скважины с МГРП с учетом угла отклонения трещин ГРП от перпендикулярного положения к оси скважины.

Сначала будет рассмотрено влияние на дебит каждого предложенного авторами параметра по отдельности, а в завершение получена модель для расчета дебита, учитывающая все описанные параметры.

### Изменение забойного давления в горизонтальной скважине

Одним из допущений в предыдущих работах было постоянство забойного давления по стволу горизонтальной скважины. Но на самом деле это не так. Забойное давление по стволу скважины может меняться в зависимости от дебита и диаметра трубы до 15 % от давления на конце скважины. В данном случае задается забойное давление на конце горизонтальной скважины, также это будет забойное давление в первой трещине ГРП. Далее весь пласт, дренируемый горизонтальной скважиной, разбивается на равные участки, включающие по одной трещине ГРП, для каждого из которых рассчитывается своё забойное давление. Геометрия задачи представлена на рис. 1. Сегмент I – область между границей межтрещинного пространства и границей области дренирования; сегмент II – область межтрещинного пространства; сегмент III – область псевдорадимального течения к трещине ГРП.

Забойное давление на каждом участке рассчитывается по формулам трубной гидравлики. Из давления на носке скважины, которое соответствует координате  $x = 0$ , вычитаются потери давления на трение при движении флюида по скважине, подробнее с методикой расчета можно ознакомиться в работе [6], здесь представлена лишь конечная формула

$$\Delta P = 8\lambda \cdot \frac{l_i \cdot q^2 \cdot \rho}{\pi^2 D^5}, \quad (12)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;

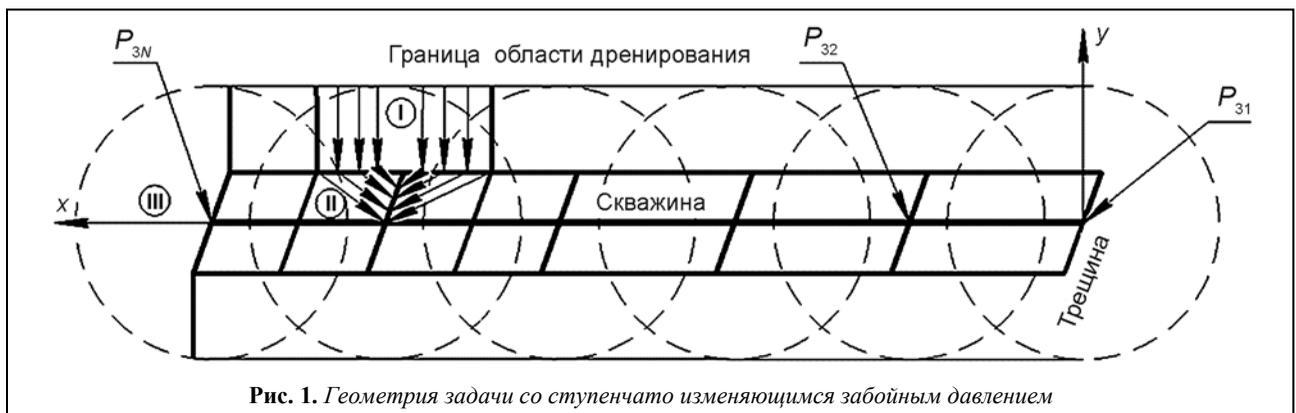


Рис. 1. Геометрия задачи со ступенчато изменяющимся забойным давлением

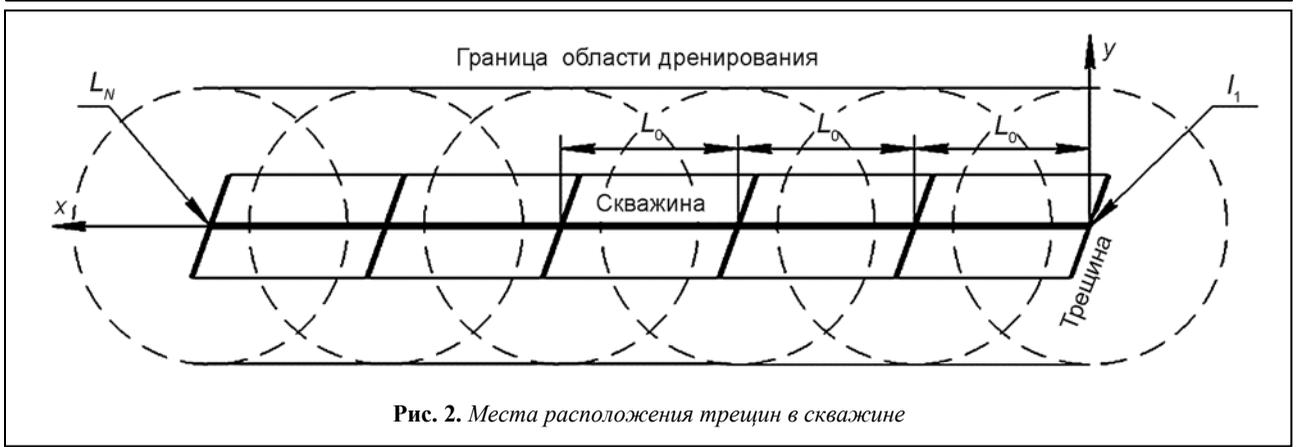


Рис. 2. Места расположения трещин в скважине

$l_i$  – расстояние от носка горизонтальной скважины до  $i$ -й трещины;  $q$  – предполагаемый дебит горизонтальной скважины;  $\rho$  – плотность флюида;  $D$  – внутренний диаметр скважины.

Расстояние  $l_i$  рассчитывается для каждой трещины. На рис. 2 представлены места расположения трещин. Скважина расположена так, что ось  $Ox$  совпадает со стволом скважины, первая трещина всегда имеет координату  $x = 0$ , каждая последующая трещина находится на удалении  $L_0$  от предыдущей, следовательно,  $l_i = l_{i-1} + L_0$ , а последняя трещина имеет координату  $x = L$ , где  $L$  – длина горизонтальной скважины.

Расстояние между скважинами можно рассчитать по формуле

$$L_0 = \frac{L}{N-1}. \quad (13)$$

Таким образом, забойное давление представляет собой ступенчато изменяющуюся функцию от трещины к трещине. Важным условием является то, что давление по всей длине трещины будет равно рассчитанному забойному давлению. Это условие выполняется при большой проводимости трещины. Если проводимость трещины небольшая, то данное упрощение может дать в итоге большую ошибку.

Пренебрежение изменением  $P_3$  может дать заниженный результат в расчете дебита. А при большой

протяженности горизонтального участка и небольшом диаметре труб погрешность может быть существенной.

Промежуточное давление в данном случае рассчитывается с учетом непостоянства забойного давления

$$P_{0i} = \frac{P_n - P_{zi} \left( \frac{1}{2} - (N-1)^2 \frac{4x_f (R - x_f \cos \alpha)}{L^2 \cos \alpha} \right)}{\frac{1}{2} + (N-1)^2 \frac{4x_f (R - x_f \cos \alpha)}{L^2 \cos \alpha}}, \quad (14)$$

где  $P_{zi}$  – рассчитанное забойное давление для данной трещины.

Дебит рассчитывается для каждого участка по формуле

$$Q_i = \frac{2khL_0}{b\mu (R - x_f \cos \alpha)} \left( P_n - \frac{P_{0i}}{2} - \frac{P_{zi}}{2} \right). \quad (15)$$

Дебит крайних трещин можно рассчитать по формуле

$$Q_D = \frac{2\pi kh (P_n - P'_3)}{b\mu \left( \ln \frac{2R}{x_f} \right)}, \quad (16)$$

где  $P'_3$  – среднеарифметическое забойное давление между первой и последней трещинами ГРП в скважине.

Чтобы получить дебит всей скважины, надо просуммировать дебиты, рассчитанные для каждого участка, и прибавить дебит крайних трещин

$$Q = \sum_{i=1}^{N-1} Q_i + Q_D. \quad (17)$$

Влияние изменения забойного давления показано на рис. 3, где представлены дебиты горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин ГРП для случаев с по-

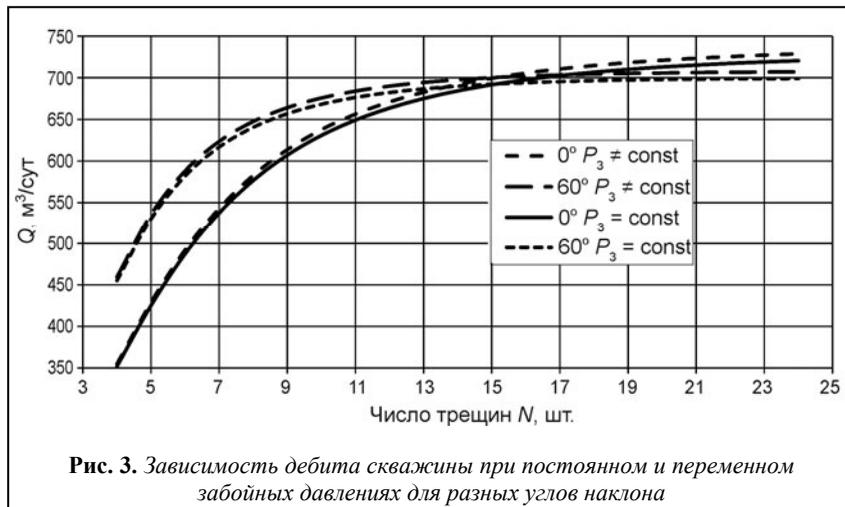


Рис. 3. Зависимость дебита скважины при постоянном и переменном забойных давлениях для разных углов наклона

стоянным и изменяющимся забойным давлениями. Расчеты проводились по представленным данным:

Длина скважины $L$ , м.....	1200
Вязкость нефти $\mu$ , мПа·с .....	1,48
Проницаемость пласта $k$ , мД.....	4,6
Пластовое давление $P_{п}$ , МПа.....	25
Забойное давление $P_3$ , МПа .....	8
Длина трещины $L$ , м .....	60
Толщина пласта $h$ , м .....	13,3
Радиус дренирования $R$ , м .....	250
Объемный коэффициент нефти $b$ .....	1,189
Радиус скважины, м.....	0,038
Предполагаемый дебит по жидкости, м <sup>3</sup> /сут.....	500
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup> .....	866
Коэффициент гидравлического сопротивления.....	0,0347
Абсолютная шероховатость, мм.....	0,3

В рассматриваемом случае все кривые с непостоянным давлением лежат выше, чем кривые с постоянным давлением. Для принятых данных средний прирост дебита составляет 10 м<sup>3</sup>/сут, но он может быть существенно выше при значительной длине горизонтального участка.

**Зональная неоднородность**

В связи с тем, что все пласты неоднородны по свойствам и неоднородность может быть большой, расчет, проведенный с осредненными свойствами по всему пласту, часто не будет давать точный результат. Если учесть, что горизонтальный участок скважины может достигать в длину несколько километров, то неоднородность пласта по свойствам нельзя не учитывать.

Ствол скважины может пронизывать множество линз и слоев, которые существенно различаются по свойствам.

Этот вопрос рассматривался в работе [7], где авторами были получены модели, учитывающие зональную неоднородность пласта при проведении МГРП. Эти модели представлены на рис. 4.

Авторами получена и приведена в данной статье модель зонально-неоднородного по проницаемости пласта, но, в отличие от работы [7], в модели отсутствует непроницаемый барьер.

Воспользуемся методом разбиения пласта на участки, но теперь каждый участок будет иметь свою проницаемость, меняющуюся от участка к участку (рис. 5), это позволяет более точно описать поведение данной системы.

Дебит рассчитывается для каждого участка по формуле

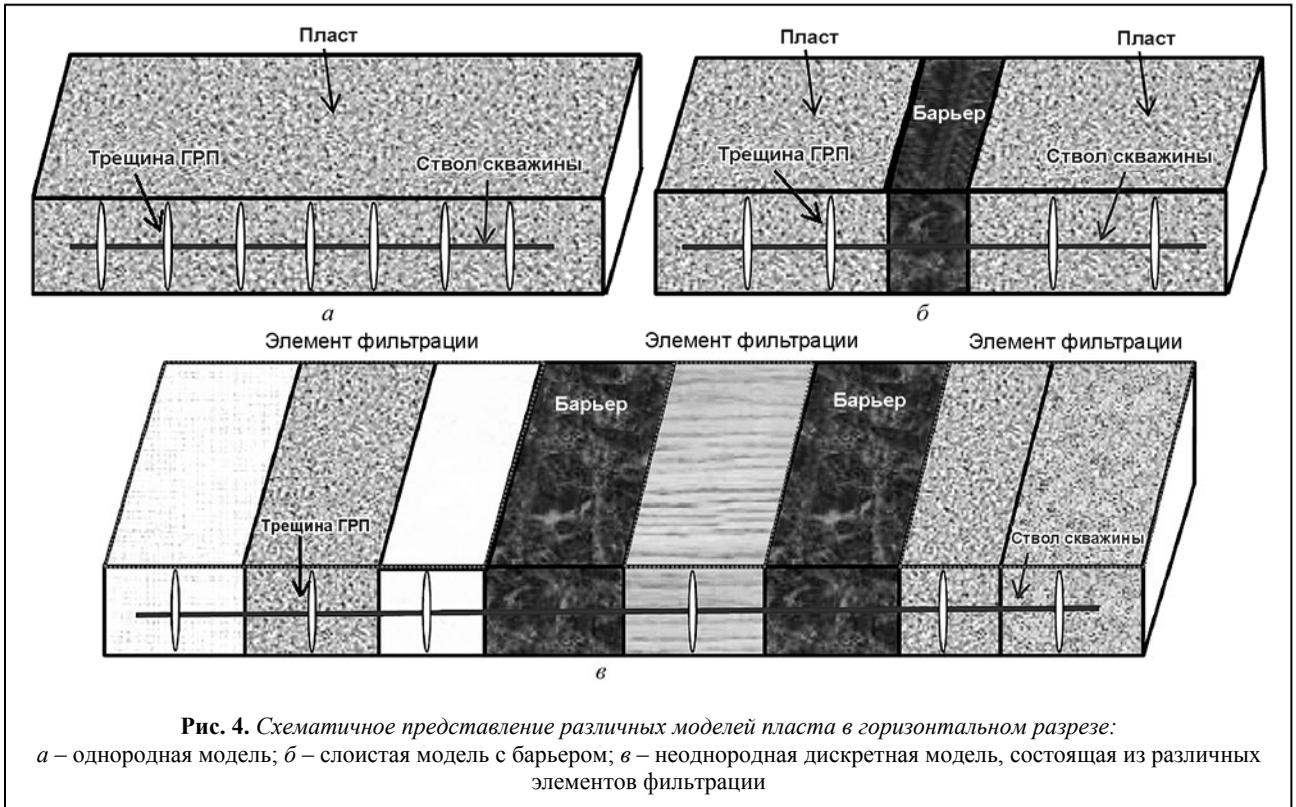
$$Q_i = \frac{2k_i h L_0}{b\mu(R - x_f \cos \alpha)} \left( P_{п} - \frac{P_0}{2} - \frac{P_3}{2} \right), \quad (18)$$

где  $k_i$  – проницаемость  $i$ -го участка.

Дебит крайних трещин можно рассчитать по формуле

$$Q_D = \frac{2\pi k' h (P_{п} - P_3)}{b\mu \left( \ln \frac{2R}{x_f} \right)}, \quad (19)$$

где  $k'$  – среднеарифметическая проницаемость между первым и последним участками.



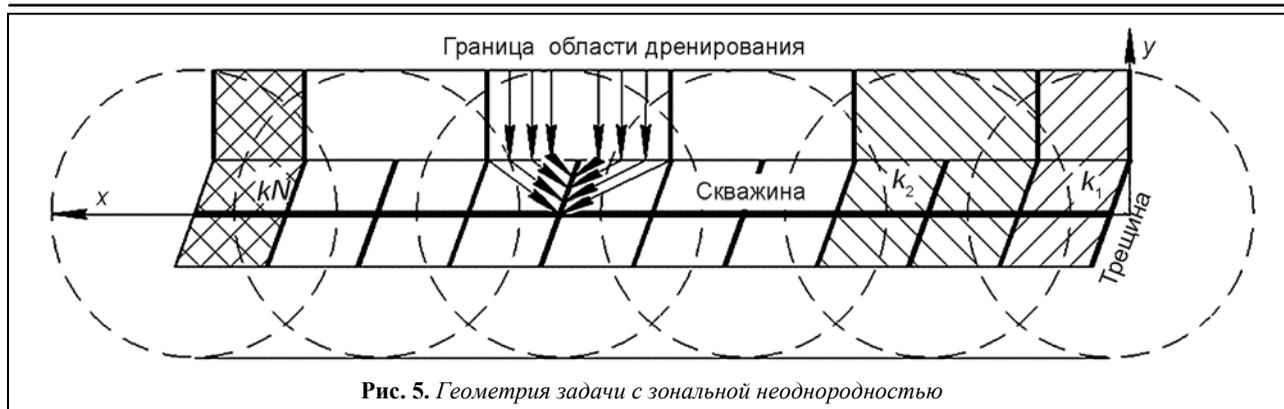


Рис. 5. Геометрия задачи с зональной неоднородностью

Чтобы получить дебит всей скважины, надо просуммировать дебиты, рассчитанные для каждого участка, и прибавить дебит крайних трещин

$$Q = \sum_{i=1}^{N-1} Q_i + Q_D. \quad (20)$$

Влияние зональной неоднородности на конечный дебит скважины представлено на рис. 6. Исходные данные для расчета представлены выше. Для оценки влияния зональной неоднородности проницаемости расчет проведен для трех случаев (табл. 1). Пласт разбит на 4 равных участка. Каждый участок вскрыт частью горизонтальной скважины длиной 300 м. Угол отклонения трещин от нормали к скважине 0°. Для каждого варианта также рассчитана средняя проницаемость в целом по пласту.

Но стоит отметить, что данная модель будет иметь ограничения. При большом угле отклонения трещин от нормали к скважине трещина может пронизывать несколько участков с разной проницаемостью, тогда расчет, проведенный по данной модели, будет давать некорректный результат.

Таблица 1

Варианты зональной неоднородности пласта

Номер варианта	Номер участка	Интервал длины, м	Проницаемость, мД
1	1	0...300	4,6
	2	301...600	4,9
	3	601...900	4,4
	4	901...1200	4,5
	Среднее значение		
2	1	0...300	3,5
	2	301...600	3,9
	3	601...900	4,1
	4	901...1200	2,8
	Среднее значение		
3	1	0...300	3,1
	2	301...600	3,2
	3	601...900	4,2
	4	901...1200	5,0
	Среднее значение		

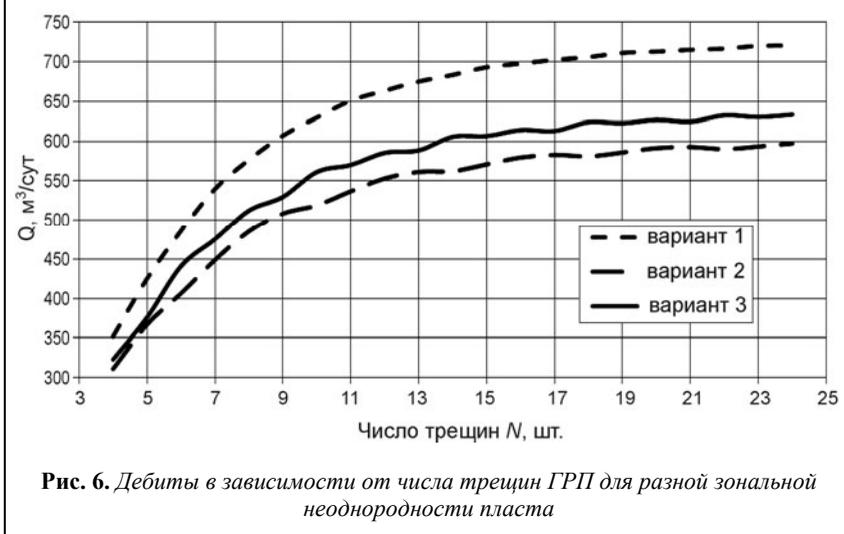


Рис. 6. Дебиты в зависимости от числа трещин ГРП для разной зональной неоднородности пласта

Из рис. 6 видно, что кривые с большей средней проницаемостью лежат выше, чем кривые с меньшей средней проницаемостью. Этот факт доказывает работоспособность представленной модели.

### Асимметрия трещин ГРП

Одним из самых неоднозначных упрощений является равенство крыльев трещины, выходящей из скважины по обе стороны. На самом деле это условие не выполняется, особенно в низкопроницаемых коллекторах, т. е. именно там, где ГРП получил наибольшее распространение. Отсюда можно сделать вывод, что неучёт асимметрии трещин ГРП является одним из самых важных вопросов, ответ на который нужно найти для количественной оценки дебита после проведения МГРП в горизонтальной скважине.

В данной статье представлена простая модель, которая учитывает асимметрию каждой трещины ГРП в горизонтальной скважине, а также оценен вклад этого факта в конечный дебит скважины.

На рис. 7 представлена геометрия задачи, где пласт разделен на участки, включающие по одной трещине ГРП. Но в данном случае длина крыльев с одной и с другой стороны от скважины различна, что часто встречается на практике.

Важным в этом случае является вопрос об определении промежуточного давления  $P_0$ . На рис. 8 пред-



Рис. 7. Геометрия задачи с асимметрией трещин



Рис. 8. Точки расположения  $P_0$  по участкам при асимметрии трещин

ставлена часть пласта, где показано место определения промежуточного давления  $P_0$ .

В условиях данной задачи промежуточное давление  $P_0$  рассчитывается для каждого крыла каждой трещины без учёта взаимовлияния трещин друг на друга, т. е. для каждого крыла получено промежуточное давление такое, которое было бы получено, если бы все крылья с одной стороны скважины имели одну и ту же длину. Данный метод является достаточно точным и не сильно усложняет задачу.

Исходя из сказанного промежуточные давления можно определить по формулам

$$P'_{0i} = \frac{P_n - P_3 \left( \frac{1}{2} - (N-1)^2 \frac{4x'_{fi}(R-x'_{fi}\cos\alpha)}{L^2\cos\alpha} \right)}{\frac{1}{2} + (N-1)^2 \frac{4x'_{fi}(R-x'_{fi}\cos\alpha)}{L^2\cos\alpha}}, \quad (21)$$

$$P''_{0i} = \frac{P_n - P_3 \left( \frac{1}{2} - (N-1)^2 \frac{4x''_{fi}(R-x''_{fi}\cos\alpha)}{L^2\cos\alpha} \right)}{\frac{1}{2} + (N-1)^2 \frac{4x''_{fi}(R-x''_{fi}\cos\alpha)}{L^2\cos\alpha}}, \quad (22)$$

где  $P'_{0i}$  и  $P''_{0i}$  – промежуточные давления для  $i$ -й трещины справа и слева от ствола скважины, соответственно;  $x'_{fi}$  и  $x''_{fi}$  – полудлина  $i$ -й трещины справа и слева от ствола скважины, соответственно.

Далее рассчитывается дебит для каждого участка справа и слева от ствола скважины, подставляя рассчитанное промежуточное давление для каждого участка. Но следует помнить, что коэффициент 2 в формуле (1) пропадет при разделении участка на правую и левую части. Тогда формулы для расчета дебита участков примут вид:

$$Q'_i = \frac{khL_0}{b\mu(R-x'_{fi}\cos\alpha)} \left( P_n - \frac{P'_0}{2} - \frac{P_3}{2} \right), \quad (23)$$

$$Q''_i = \frac{khL_0}{b\mu(R-x''_{fi}\cos\alpha)} \left( P_n - \frac{P''_0}{2} - \frac{P_3}{2} \right), \quad (24)$$

где  $Q'_i$  и  $Q''_i$  – дебиты  $i$ -го участка справа и слева от ствола скважины, соответственно.

Дебит крайних трещин можно рассчитать по формуле

$$Q_D = \frac{2\pi kh(P_n - P_3)}{b\mu \left( \ln \frac{2R}{x_{fcp}} \right)}, \quad (25)$$

где  $x_{fcp}$  – средняя полудлина первой и последней трещин.

Дебит всей скважины представляет собой сумму всех рассчитанных дебитов плюс дебит крайних трещин, рассчитанных с учетом средней полудлины трещины

$$Q = \sum_{i=1}^{N-1} Q'_i + \sum_{i=1}^{N-1} Q''_i + Q_D. \quad (26)$$

На рис. 9 представлено влияние асимметрии трещин на конечный дебит скважины. Исходные данные представлены выше. Для оценки влияния асимметрии трещин на конечный дебит скважины расчет проведен для трех случаев, представленных в табл. 2. Коэффициент асимметрии – это отношение длины крыла, выходящего справа из скважины, к длине всей трещины. Этот коэффициент может принимать значения от 0 (вся трещина ушла влево) до 1 (вся трещина ушла вправо). Угол отклонения трещин в данном случае  $0^\circ$  от перпендикулярного положения к скважине.

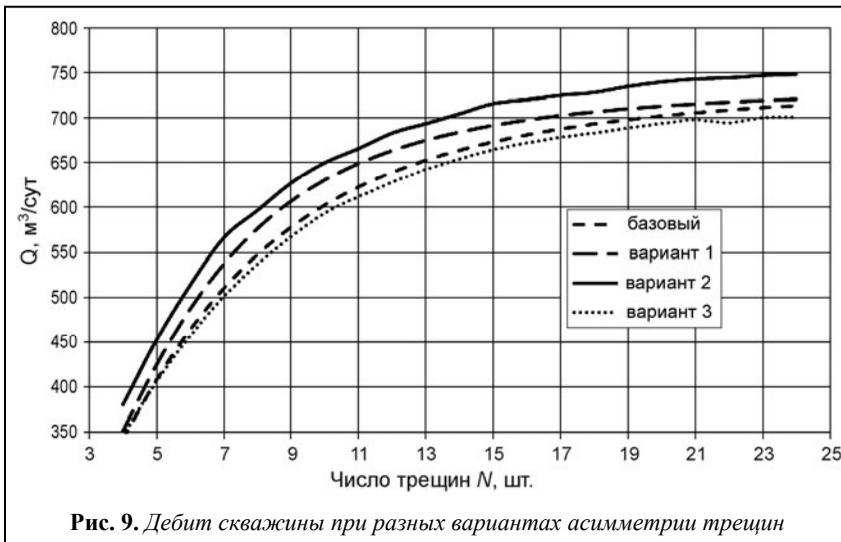


Рис. 9. Дебит скважины при разных вариантах асимметрии трещин

Таблица 2

Варианты асимметрии трещин

Номер варианта	Длина трещины, м	Коэффициент асимметрии
Базовый	60	0,5
1	60	0,8
2	60...100	0,8
3	60	0...1,0

Из рис. 9 видно, что длина трещины влияет на дебит сильнее, чем коэффициент асимметрии. Очевидно, что трещины с коэффициентом асимметрии 0,8 будут давать больший дебит, чем трещины с коэффициентом асимметрии 0,5 при одной и той же длине трещин. Напротив, вариант с сильным разбросом коэффициента асимметрии показал худший результат из представленных.

Переменный угол развития трещин по стволу скважины

На практике очень редко встречается ситуация, когда угол отклонения трещины от скважины является постоянной величиной для каждой трещины. Так как в пласте формируется неоднородное поле напряжений, то и трещины не будут характеризоваться постоянным углом отклонения от ствола скважины. Наиболее часто встречается ситуация, когда трещины ориентированы с облаком отклонений в диапазоне примерно от 5° до 20°.

Здесь будет учтено влияние угла отклонения каждой трещины в отдельности на конечный дебит скважины. На рис. 10 представлена геометрия задачи, где показано непостоянство угла отклонения трещин. Пласт также разбит на участки, в каждом из которых есть одна трещина, имеющая свой угол отклонения.

В данном случае разбиение на участки имеет свои особенности. Когда рассчитываем промежуточное давление для первой трещины, то считаем, что граница участка параллельна первой трещине. А когда рассчитываем промежуточное давление для второй трещины, то, эта же граница между первой и второй трещинами уже параллельна второй трещине (рис. 11).

Таким образом, формула для расчета промежуточного давления примет вид

$$P_{0i} = \frac{P_n - P_3 \left( \frac{1}{2} - (N-1)^2 \frac{4x_f (R - x_f \cos \alpha_i)}{L^2 \cos \alpha_i} \right)}{\frac{1}{2} + (N-1)^2 \frac{4x_f (R - x_f \cos \alpha_i)}{L^2 \cos \alpha_i}}, \quad (27)$$

где  $\cos \alpha_i$  – косинус угла отклонения  $i$ -й трещины от ствола скважины.

Данная особенность в нахождении  $P_0$  характерна и для всех последующих трещин в модели.

Формулы для расчета дебитов участков в данном случае примут вид

$$Q_i = \frac{khL_0}{b\mu (R - x_f \cos \alpha_i)} \left( P_n - \frac{P_{0i}}{2} - \frac{P_3}{2} \right). \quad (28)$$

Дебит крайних трещин дебит можно рассчитать по формуле

$$Q_D = \frac{2\pi kh (P_n - P_3)}{b\mu \left( \ln \frac{2R}{x_f} \right)}. \quad (29)$$

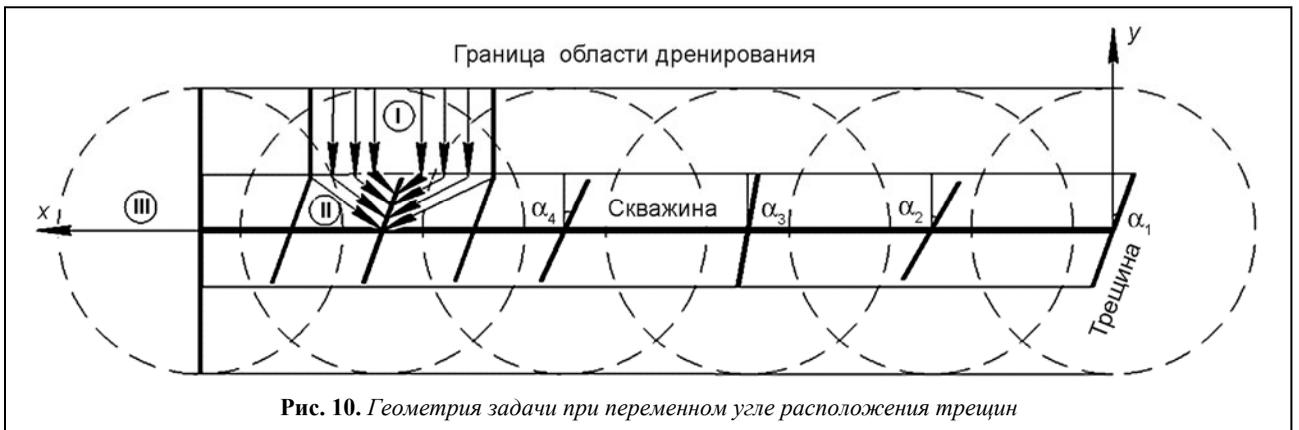
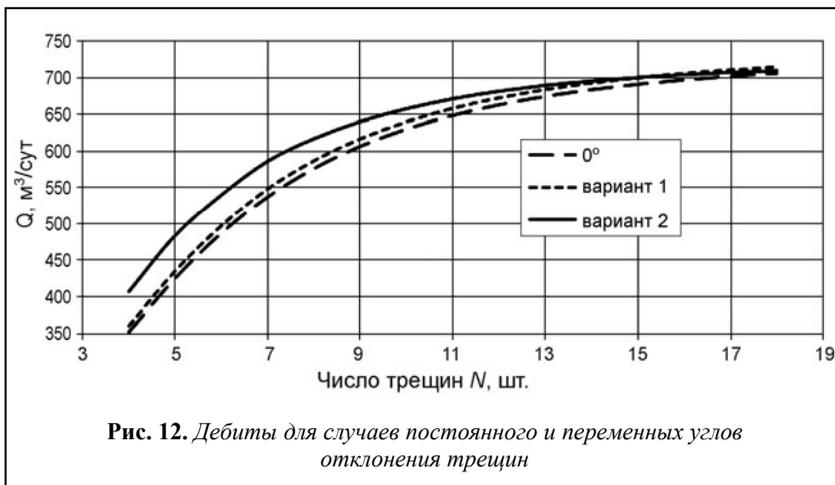
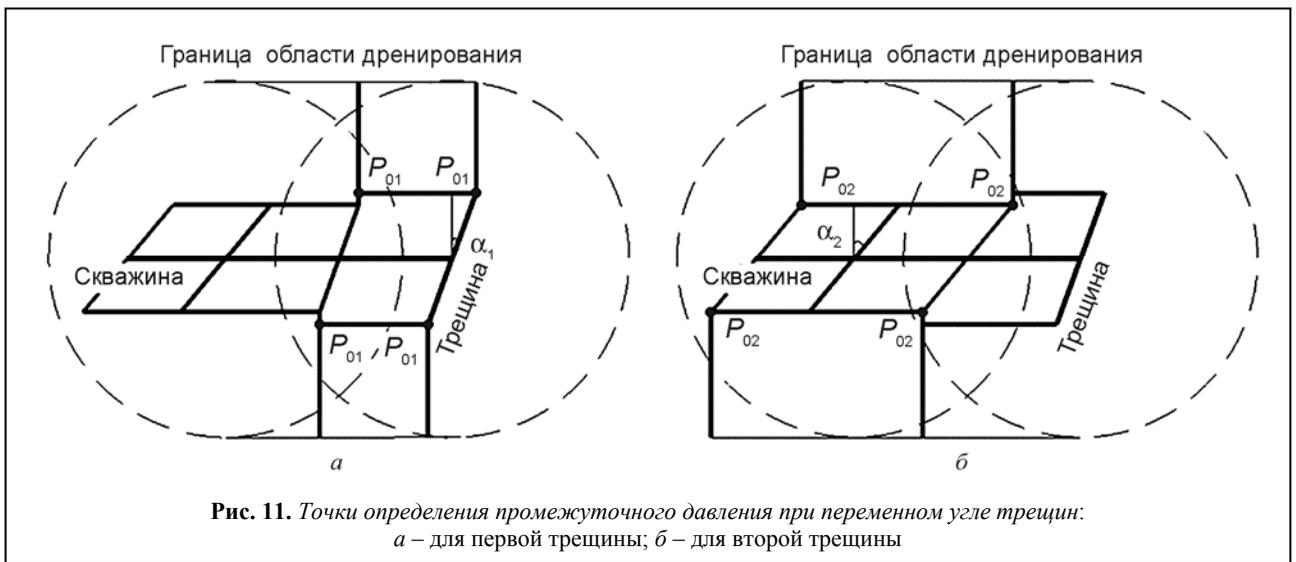


Рис. 10. Геометрия задачи при переменном угле расположения трещин



**Модель для расчета дебита горизонтальной скважины с МГРП**

После рассмотрения ряда параметров, существенно влияющих на количественную оценку дебита горизонтальной скважины с МГРП, перейдем к объединению этих усложнений в одну модель для расчета дебита.

Принимая во внимание все выкладки, представленные ранее, получаем формулу для расчета дебита горизонтальной скважины с МГРП, которая учитывает непостоянство забойного давления по горизонтальному стволу скважины, зональную неоднородность пласта, асимметрию

дебита всей скважины представляет собой сумму всех рассчитанных дебитов плюс дебит крайних трещин

$$Q = \sum_{i=1}^{N-1} Q_i + Q_D. \quad (30)$$

На рис. 12 представлены результаты влияния переменного угла отклонения на конечную производительность скважины. Исходные данные для расчета представлены выше. Чтобы показать влияние непостоянства угла отклонения на дебит скважины, расчет проведен для перпендикулярного положения трещин к стволу и для двух случаев непостоянного угла. Первый вариант представляет собой углы для каждой трещины, лежащие в интервале от 0° до 20°, а второй вариант – в интервале от 30° до 50°.

Из рис. 12 видно отличие поведения дебита для переменного угла от дебита для постоянного угла отклонения. При росте числа трещин расхождение уменьшается. Отсюда следует, что при большом числе трещин угол отклонения каждой трещины в отдельности не играет большой роли. Учёт этого факта на практике даст более достоверный результат при оценке производительности скважины после МГРП.

трещин ГРП и непостоянство угла отклонения трещин от ствола скважин

$$Q'_i = \frac{k_i h L_0}{b \mu (R - x'_{fi} \cos \alpha_i)} \left( P_n - \frac{P'_{0i}}{2} - \frac{P_{zi}}{2} \right); \quad (31)$$

$$Q''_i = \frac{k_i h L_0}{b \mu (R - x''_{fi} \cos \alpha_i)} \left( P_n - \frac{P''_{0i}}{2} - \frac{P_{zi}}{2} \right), \quad (32)$$

где  $P'_{0i}$  и  $P''_{0i}$  рассчитываются по формулам:

$$P'_{0i} = \frac{P_n - P_{zi} \left( \frac{1}{2} - (N-1)^2 \frac{4x'_{fi} (R - x'_{fi} \cos \alpha_i)}{L^2 \cos \alpha_i} \right)}{\frac{1}{2} + (N-1)^2 \frac{4x'_{fi} (R - x'_{fi} \cos \alpha_i)}{L^2 \cos \alpha_i}}; \quad (33)$$

$$P''_{0i} = \frac{P_n - P_{zi} \left( \frac{1}{2} - (N-1)^2 \frac{4x''_{fi} (R - x''_{fi} \cos \alpha_i)}{L^2 \cos \alpha_i} \right)}{\frac{1}{2} (N-1)^2 \frac{4x''_{fi} (R - x''_{fi} \cos \alpha_i)}{L^2 \cos \alpha_i}}. \quad (34)$$

Дебит крайних трещин рассчитывается по формуле

$$Q_D = \frac{2\pi k' h (P_{II} - P_3')}{b\mu \left( \ln \frac{2R}{x_{фр.}} \right)}. \quad (35)$$

Конечный дебит горизонтальной скважины с МГРП представляет собой сумму всех рассчитанных ранее дебитов для каждого участка и крайних трещин

$$Q = \sum_{i=1}^{N-1} Q_i' + \sum_{i=1}^{N-1} Q_i'' + Q_D. \quad (36)$$

Данная модель расчета производительности позволяет учесть ряд допущений, сделанных ранее авторами в работе [1]. Метод имеет практическую ценность, так как является простым, но в то же время достаточно точно описывает процесс извлечения нефти горизонтальной скважиной с МГРП.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Модель для расчета дебита горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин гидроразрыва пласта / С.В. Елкин, А.А. Алероев, Н.А. Веремко, М.В. Чертенков // *Нефт. хоз-во.* – 2016. – № 1. – С. 64–67.
2. Модель для экспресс-расчета дебита флюида горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин ГРП с учетом анизотропии пласта / С.В. Елкин, А.А. Алероев, Н.А. Веремко, М.В. Чертенков // *Инженерная практика.* – 2016. – № 7. – С. 82–88.
3. Учет влияния отклонения трещин от перпендикулярного положения к горизонтальной скважине на дебит жидкости после многозонного гидроразрыва пласта / С.В. Елкин, А.А. Алероев, Н.А. Веремко, М.В. Чертенков // *Нефтепромысловое дело.* – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2016. – № 10. – С. 37–42.
4. Учет влияния безразмерной проводимости на экспресс-расчет дебита жидкости после многозонного гидроразрыва

- пласта / С.В. Елкин, А.А. Алероев, Н.А. Веремко, М.В. Чертенков // *Нефт. хоз-во.* – 2016. – № 12. – С. 110–113.
5. Опыт проведения экспресс-оценок дебита горизонтальных скважин после многозонного гидроразрыва пласта / С.В. Елкин, А.А. Алероев, Н.А. Веремко, М.В. Чертенков // *Инженерная практика.* – 2016. – № 12. – С. 70–79.
  6. Дмитриев Н.М., Кадет В.В. *Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика* – М.: Изд-во Рос. гос. ун-та нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 350 с.
  7. *Optimization of Staged-Fracturing in Heterogeneous Tight Gas Reservoirs of Western-Sichuan Gas Field* / H. Songgen, D. Yan, G. Jianchun, X. Yong, Z. Zhihong // *SPE 176145.* – 2015.

#### LITERATURA

1. Model' dlya rascheta debita gorizontal'noy skvazhiny v zavisimosti ot chisla treshchin gidrorazryva plasta / S.V. Elkin, A.A. Aleroev, N.A. Veremko, M.V. Chertenkov // *Neft. khoz-vo.* – 2016. – № 1. – S. 64–67.
2. Model' dlya ekspress-rascheta debita flyuida gorizontal'noy skvazhiny v zavisimosti ot chisla treshchin GRP s uchedom anizotropii plasta / S.V. Elkin, A.A. Aleroev, N.A. Veremko, M.V. Chertenkov // *Inzhenernaya praktika.* – 2016. – № 7. – S. 82–88.
3. Uchet vliyaniya otkloneniya treshchin ot perpendikulyarnogo polozeniya k gorizontal'noy skvazhine na debit zhidkosti posle mnogozonnoy gidrorazryva plasta / S.V. Elkin, A.A. Aleroev, N.A. Veremko, M.V. Chertenkov // *Neftepromyslovoe delo.* – M.: OAO "VNIIOENG", 2016. – № 10. – S. 37–42.
4. Uchet vliyaniya bezrazmernoy provodimosti na ekspress-raschet debita zhidkosti posle mnogozonnoy gidrorazryva plasta / S.V. Elkin, A.A. Aleroev, N.A. Veremko, M.V. Chertenkov // *Neft. khoz-vo.* – 2016. – № 12. – S. 110–113.
5. Opyt provedeniya ekspress-otsenok debita gorizontal'nykh skvazhin posle mnogozonnoy gidrorazryva plasta / S.V. Elkin, A.A. Aleroev, N.A. Veremko, M.V. Chertenkov // *Inzhenernaya praktika.* – 2016. – № 12. – S. 70–79.
6. Dmitriev N.M., Kadet V.V. *Gidravlika i neftegazovaya gidromekhanika* – M.: Izd-vo Ros. gos. un-ta nefiti i gaza (NIU) imeni I.M. Gubkina, 2016. – 350 s.
7. *Optimization of Staged-Fracturing in Heterogeneous Tight Gas Reservoirs of Western-Sichuan Gas Field* / H. Songgen, D. Yan, G. Jianchun, X. Yong, Z. Zhihong // *SPE 176145.* – 2015.