



УДК 622.276

**ОЦЕНКА РЕЛЕВАНТНОСТИ МЕТОДИК
РАСЧЕТА ДЕБИТА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ
С МНОГОЗОННЫМ ГИДРАВЛИЧЕСКИМ РАЗРЫВОМ ПЛАСТА
ПРИ ПОМОЩИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

**ESTIMATION OF THE ADEQUACY OF METHODS
FOR CALCULATING THE PRODUCTION RATE
OF A HORIZONTAL WELL WITH MULTI-ZONE HYDRAULIC FRACTURING
OF A FORMATION USING HYDRODYNAMIC MODELING**

Круглов Дмитрий Сергеевич

студент,
Российский государственный университет
нефти и газа имени И.М. Губкина
kruglowds@gmail.com

Телков Виктор Павлович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных месторождений,
Российский государственный университет
нефти и газа имени И.М. Губкина
telkov_viktor@mail.ru

Аннотация. В статье проанализированы методы расчета дебита после проведения многостадийного ГРП в горизонтальной скважине; проведен анализ результатов, полученных при помощи данных методик и гидродинамического моделирования, сделаны выводы об адекватности этих методик.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта (ГРП), многостадийный ГРП, производительность скважины, модель скважины с МГРП, экспресс метод оценки дебита, гидродинамическое моделирование.

Kruglov Dmitry Sergeevich

Student,
Gubkin Russian State University
of Oil and Gas
kruglowds@gmail.com

Telkov Viktor Pavlovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor,
Associate Professor Department
of Oil Field Development and Operation,
Gubkin Russian State University
of Oil and Gas
telkov_viktor@mail.ru

Annotation. In the article methods of calculating the production rate after carrying out multi-stage fracturing in a horizontal well are analyzed; an analysis of the results obtained with the help of these techniques and hydrodynamic modeling is carried out, conclusions are drawn about the adequacy of these techniques.

Keywords: hydraulic fracturing of a formation (HFF), multi-stage hydraulic fracturing (MSHF), well productivity, well model with MSHF, express method of production rate estimation, hydrodynamic modeling.

В настоящее время остро стоит вопрос о повышении продуктивности скважин и интенсификации притока к скважине. Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – является эффективным методом увеличения продуктивности скважины, но, иногда, результат его применения недостаточен. В таком случае наиболее перспективной технологией является многозонный ГРП (МГРП), проводимый в горизонтальных скважинах. МГРП – одна из передовых технологий в нефтегазовой отрасли, отличие от обычного ГРП заключается в том, что проводится несколько циклов разрыва пласта поочередно друг за другом. Наибольший интерес представляет МГРП, проводимый в горизонтальных скважинах, так как в этом случае обеспечивается максимальная площадь контакта скважины с пластом, что обеспечивает наибольшую выработку запасов.

Популярность МГРП в горизонтальных скважинах в последнее время требует также развития методов оценки эффективности проведения этой операции, так как на стадии проектирования разработки месторождения возникает необходимость моделирования и расчета многих вариантов разработки. Моделирование – это трудоёмкий процесс, который требует большого количества ресурсов, как человеческих, так временных. В связи с этим, вопрос о методах экспресс оценки дебита после проведения МГРП стоит наиболее остро в настоящий момент.

На данный момент существует ряд моделей для экспресс-расчета дебита после проведения МГРП в горизонтальных скважинах. В работе [1] представлена модель для расчета дебита скважины после МГРП в зависимости от числа трещин ГРП. В работе [2] представлена модель для экспресс-расчета дебита скважины после МГРП в горизонтальных скважинах с учетом анизотропии пласта, где учитывается различная проницаемость по направлениям, параллельно и перпендикулярно скважине.



В работе [3] представлена модель для экспресс-расчета дебита скважины после МГРП, в которой учитывается угол отклонения трещины от скважины, так как в большинстве случаев трещины распространяются не перпендикулярно стволу скважины. В работе [4] представлена модель для расчета дебита скважины после проведения МГРП, в которой учитывается влияние безразмерной проводимости трещины.

В предыдущих работах [1–4] был отмечен ряд допущений и ограничений, которые авторы данной статьи попытались учесть в работе [5], в результате этого была создана альтернативная модель для расчета производительности горизонтальной скважины с многозонным ГРП (рис. 1). В эту модель авторы ввели ряд параметров, влияющих на количественную оценку дебита, таких как: различие забойного давления по стволу скважины, зональную неоднородность пласта, асимметрию трещин ГРП, переменный угол отклонения трещин от ствола скважины.

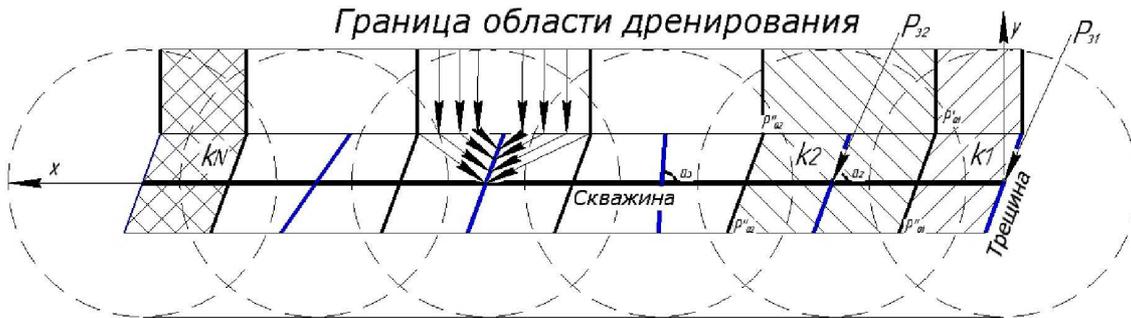


Рисунок 1 – Геометрия задачи расчета дебита горизонтальной скважины после проведения многозонного гидравлического разрыва пласта

Производительность горизонтальной скважины после проведения МГРП рассчитывается по формуле (1):

$$Q = \sum_{i=1}^{N-1} Q'_i + \sum_{i=1}^{N-1} Q''_i + Q_D, \tag{1}$$

где Q'_i, Q''_i – дебиты i -ого участка справа и слева от ствола скважины соответственно; Q_D – дебит крайних трещин определяются по формулам:

$$Q'_i = \frac{k_i h L_0}{b \mu (R - x'_{fi} \cos \alpha_i)} \left(P_n - \frac{P'_{0i}}{2} - \frac{P_{3i}}{2} \right); \tag{2}$$

$$Q''_i = \frac{k_i h L_0}{b \mu (R - x''_{fi} \cos \alpha_i)} \left(P_n - \frac{P''_{0i}}{2} - \frac{P_{3i}}{2} \right); \tag{3}$$

$$Q_D = \frac{2 \pi k' h (P_n - P'_3)}{b \mu \left(\ln \frac{2R}{x_{fc}} \right)}, \tag{4}$$

где k_i – проницаемость i -ого участка; k' – среднеарифметическая проницаемость между первым и последним участком; h – толщина пласта; L_0 – расстояние между соседними трещинами; b – объемный коэффициент нефти; μ – вязкость нефти; R – радиус дренирования; x'_{fi} и x''_{fi} – полудлина трещины справа и слева от ствола скважины; x_{fc} – среднеарифметическая полудлина трещин для первой и последней трещины; α_i – угол между нормалью к скважине и направлением трещины для i -ого участка; P_n – пластовое давление; P_{3i} – забойное давление для i -ого участка; P'_3 – среднеарифметическое забойное давление для первого и последнего участка; P'_{0i} и P''_{0i} – промежуточное давление на границе межтрещинного пространства, посередине между концами трещин справа и слева от скважины для i -ого участка, определяемое по формуле:

$$P'_{0i} = \frac{P_n - P_{3i} \left(\frac{1}{2} - (N-1)^2 \frac{4x'_{fi}(R - x'_{fi} \cos \alpha_i)}{L^2 \cos \alpha_i} \right)}{\frac{1}{2} + (N-1)^2 \frac{4x'_{fi}(R - x'_{fi} \cos \alpha_i)}{L^2 \cos \alpha_i}}; \tag{5}$$



$$P_{0i}'' = \frac{P_n - P_{zi} \left(\frac{1}{2} - (N-1)^2 \frac{4x_{fi}''(R - x_{fi}'' \cos \alpha_i)}{L^2 \cos \alpha_i} \right)}{\frac{1}{2} + (N-1)^2 \frac{4x_{fi}''(R - x_{fi}'' \cos \alpha_i)}{L^2 \cos \alpha_i}}; \tag{6}$$

$$L_0 = \frac{L}{N-1}, \tag{7}$$

где N – число трещин; L – длина горизонтального участка скважины.

Моделирование горизонтальной скважины с МГРП

Для оценки релевантности экспресс методов оценки дебита проведено гидродинамическое моделирование процесса извлечения нефти из пласта при помощи горизонтальной скважины с многозонным гидравлическим разрывом пласта. Результаты, полученные на симуляторе и при помощи описанных ранее моделей, были сравнены авторами, была дана оценка релевантности данных моделей.

Моделирование началось с самого простого случая, когда горизонтальная скважина вскрыла пласт, и все трещины расположены перпендикулярно к стволу скважины на одинаковом расстоянии, проницаемость по всему пласту одна, и трещины одинаковые. Данная модель представлена на рисунке 2. Проницаемость трещины по всем направлениям задавалась равной 100000 мД. Интервалы перфорации совпадают с местами выхода трещин из скважины, что предотвращает приток к самой скважине, приток осуществляется только через трещины ГРП. Пласт представляет собой прямоугольный параллелепипед с размерами 1700 м, 500 м, 13,3 м, в центре которого построена горизонтальная скважина.

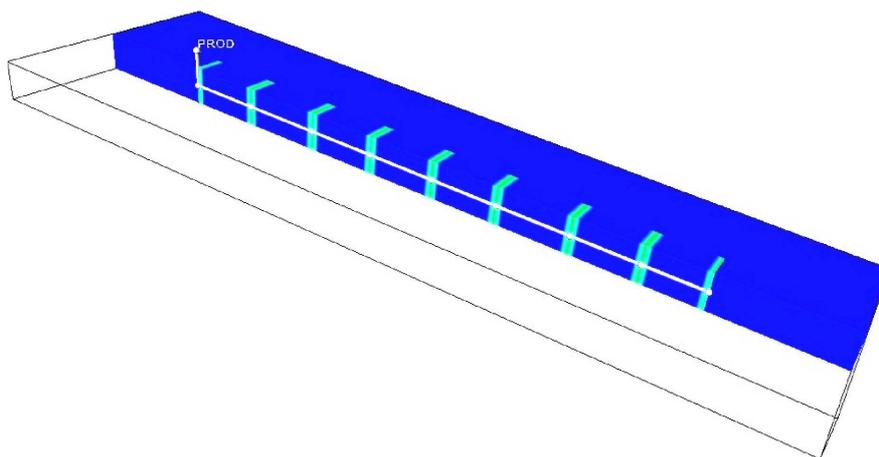


Рисунок 2 – Модель пласта для расчета производительности скважины для перпендикулярных трещин

Данная модель строилась по параметрам, представленным в таблице 1. Зависимости относительных фазовых проницаемостей, зависимость вязкости и объемного коэффициента от давления строились по заложенным в симулятор зависимостям так, чтобы средние значения соответствовали значениям, представленным в таблице 1.

Таблица 1 – параметры пласта

Данные для расчета	Значение
Длина скважины L , м	1200
Вязкость нефти μ , мПа·с	1,48
Проницаемость пласта, мД	4,6
Пластовое давление, МПа	25
Забойное давление, МПа	8
Длина трещины, м	120
Толщина пласта, м	13,3
Радиус дренирования R , м	250
Объемный коэффициент нефти b , ед.	1,189
Радиус скважины, м	0,038
Плотность нефти, кг/м ³	866



Моделирование было проведено для нескольких случаев, которые включали 6, 9, 12, 15, 18, 25 и 35 трещин. Также был произведен расчет по методике, представленной в работе [1], по тем же исходным данным. Результаты, произведенных расчетов представлены на рисунке 3.

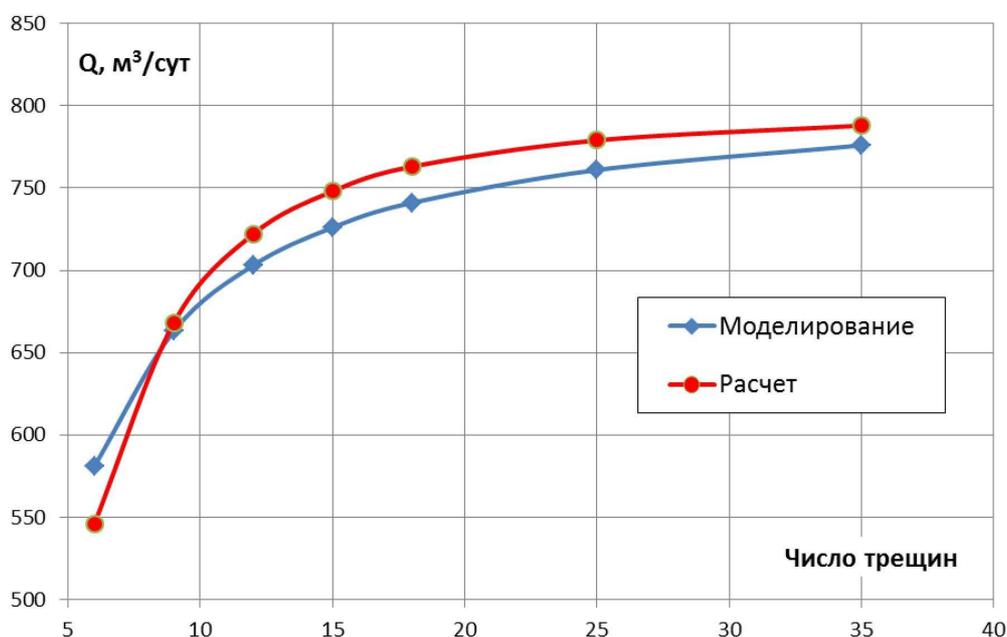


Рисунок 3 – Дебиты горизонтальной скважины с МГРП, полученные при помощи гидродинамического моделирования и расчета по методике [1]

Анализ полученных результатов даёт нам понять, что динамика изменения дебита имеет общий вид. Для разного числа трещин дебиты скважины, рассчитанные по методике [1] и полученные при помощи гидродинамического моделирования, оказались очень близки друг к другу.

Погрешность расчета в данном случае не превышает 5 %, что свидетельствует о том, что для однородного пласта и перпендикулярных одинаковых трещин расчет по данной методике даст точный результат.

После того, как авторами получено подтверждение того, что основная методика расчета [1] даёт весьма точные результаты, было проведено моделирование для оценки релевантности модели [5]. Данная модель, по мнению авторов, наиболее близка к реальности и учитывает ряд параметров, которые не учитываются в других методиках, таких как различие забойного давления по стволу скважины, зональная неоднородность пласта по проницаемости, асимметрия трещин ГРП, непостоянство угла отклонения трещин от нормали к скважине.

Неоднородность пласта по проницаемости

Для дальнейшей проверки релевантности методик расчета дебита после проведения МГРП был смоделирован зонально-неоднородный пласт по проницаемости. Для моделирования пласта использовались параметры пласта из таблицы 1, а зональная неоднородность соответствует примеру, представленному в таблице 2.

Таблица 2 – Вариант зональной неоднородности пласта

№ участка	Интервал длины, м	Значение проницаемости, мД
1	0–550	3,5
2	551–850	3,9
3	851–1150	4,1
4	1151–1700	2,8
Средневзвешенное значение:		3,45

Пример моделируемого пласта представлен на рисунке 4, где показан куб проницаемости пласта. Также представлено вскрытие горизонтальной скважиной данного пласта.

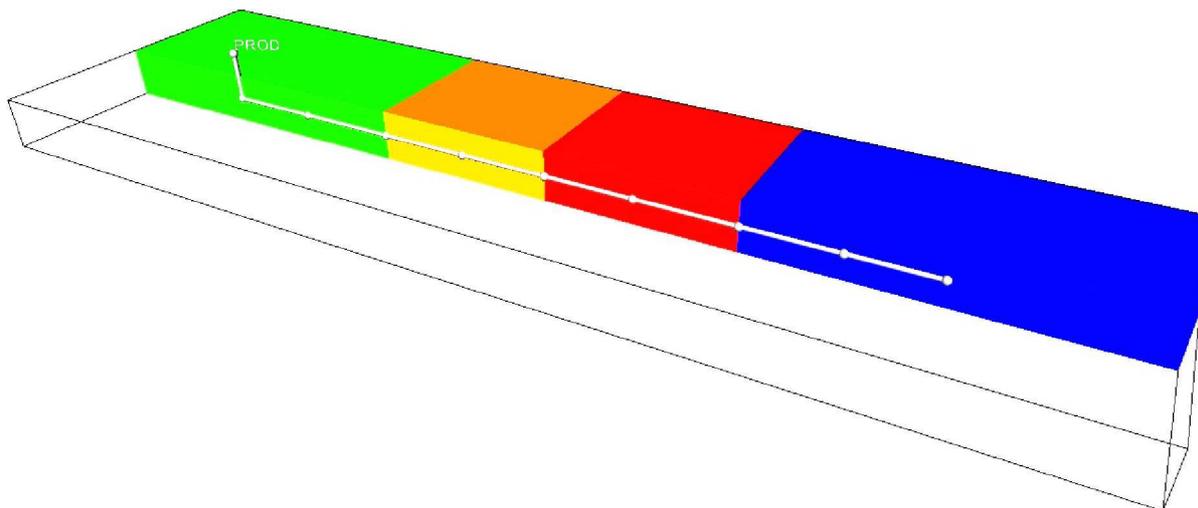


Рисунок 4 – Модель пласта, неоднородного по проницаемости

Проницаемость участков пласта, прилегающих к крайним трещинам справа и слева, задавалась равной проницаемости крайних участков пласта, которые вскрыла горизонтальная скважина. Проницаемость по вертикали во всех случаях задавалась равной 1 мД.

Результаты, полученные при помощи гидродинамического симулятора, сравнили с результатами расчета по методике [5]. Результаты представлены на рисунке 5.

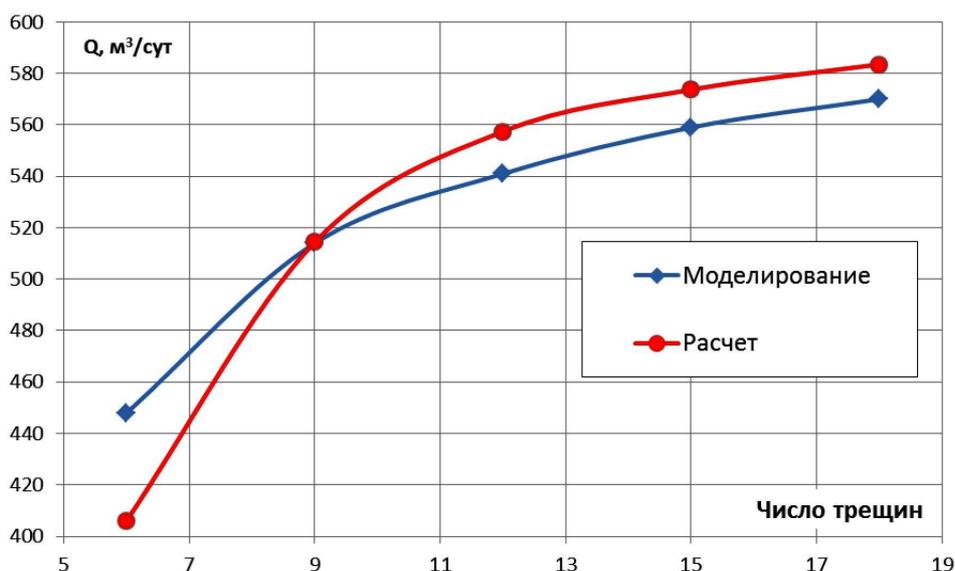


Рисунок 5 – Производительность горизонтальной скважины с зональной неоднородностью пласта по проницаемости

Проанализировав полученные данные, можно сделать вывод, что методика [5] достаточно точно описывает процесс извлечения нефти из зонально-неоднородного пласта по проницаемости. Погрешность расчета в среднем составляет 3,5 %.

Интересен тот факт, что при малом числе трещин дебиты, полученные по методике, имеют меньшее значение, чем дебиты, полученные на симуляторе. При увеличении же числа трещин это соотношение меняется на противоположное, возможной причиной этого может являться невозможность точного учета методикой [5] интерференции трещин ГРП.

Асимметрия трещин ГРП

В данной работе смоделирован пласт с асимметрией трещин ГРП. Так как пласты характеризуются неоднородным полем напряжения, то асимметрия трещин (длина крыла трещины с одной стороны скважины не равна длине крыла с другой стороны) – это часто встречающаяся ситуация на практике. Для оценки адекватности методикой [5], которая учитывает асимметрию трещин ГРП, было проведено моделирование пласта с параметрами из таблицы 1, и задана асимметрия трещин. Рас-



смотрены варианты с числом трещин 6, 9, 12, 15 и 18. На рисунке 6 представлена модель с асимметрией трещин, рассматриваемая в данной статье. Был проведен расчет с таким же типом асимметрии по методике [5], результаты, полученные при моделировании и расчете, представлены на рисунке 7.

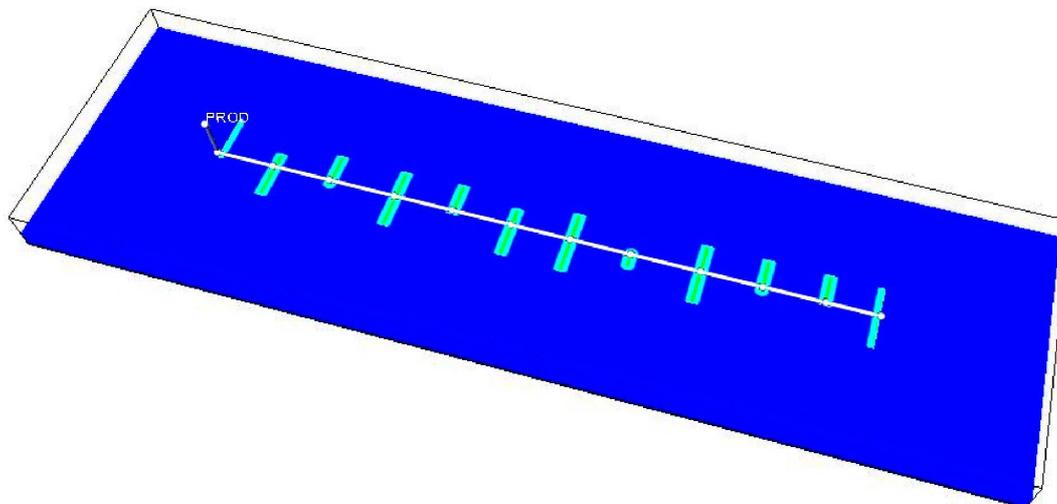


Рисунок 6 – Модель пласта, вскрытого горизонтальной скважиной с МГРП с асимметрией трещин

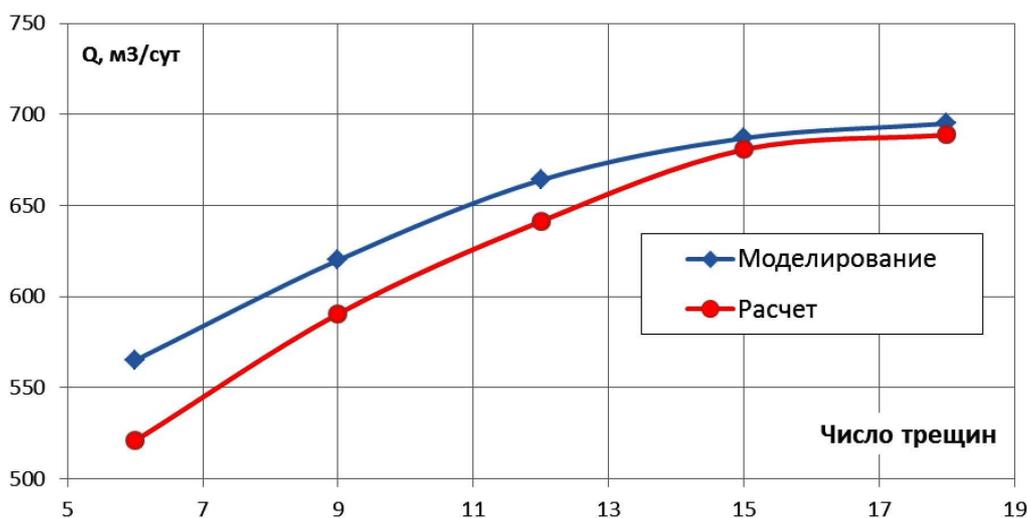


Рисунок 7 – Производительность горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин при асимметрии трещин

Проанализировав полученные результаты, можно сделать вывод, что рассматриваемая методика даёт хорошие результаты при расчете пласта с асимметрией трещин ГРП. А при большом числе трещин различие в дебитах, полученных при помощи расчета и моделирования, практически исчезает. При малом числе трещин расчет даёт меньшие значения по сравнению с моделированием.

Заключение

Результаты моделирования на гидродинамическом симуляторе, представленные в данной работе, подтвердили релевантность рассмотренных методов экспресс оценки дебита горизонтальной скважины с многозонным гидравлическим разрывом пласта. Результаты расчета по этим методам оказались весьма близки к результатам гидродинамического моделирования. Методика [5], по мнению авторов, ближе к реальности, так как учитывает ряд параметров, которых нет в других методиках. Во всех результатах погрешность расчета была порядка 4 %. По мнению авторов, это многообещающий результат. Дальнейшие анализ и доработка методик расчета позволят получить универсальный и простой метод оценки дебита горизонтальной скважины с МГРП. Это позволит использовать данные методики в качестве полноценной альтернативы профессиональным гидродинамическим симуляторам, что существенно сократит трудоемкость расчетов, проводимых при проектировании разработки нефтяных месторождений, с сохранением высокого их качества.

**Литература:**

1. Елкин С.В., Алероев А.А., Веремко Н.А., Чертенков М.В. Модель для расчета дебита горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 1. – С. 64–67.
2. Елкин С.В., Алероев А.А., Веремко Н.А., Чертенков М.В. Модель для экспресс-расчета дебита флюида горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин ГРП с учетом анизотропии пласта // Инженерная практика. – 2016. – № 7. – С. 82–88.
3. Елкин С.В., Алероев А.А., Веремко Н.А., Чертенков М.В. Учет влияния отклонения трещин от перпендикулярного положения к горизонтальной скважине на дебит жидкости после многозонного гидроразрыва пласта // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 10. – С. 37–42.
4. Елкин С.В., Алероев А.А., Веремко Н.А., Чертенков М.В. Учет влияния безразмерной проводимости на экспресс-расчет дебита жидкости после многозонного гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12. – С. 110–113.
5. Телков В.П., Круглов Д.С. Улучшенная модель для расчета производительности горизонтальной скважины с многозонным гидравлическим разрывом пласта // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 11. – С. 28–36.

References:

1. Elkin S.V., Aleroev A.A., Veremko N.A., Chertenkov M.V. Flowrate calculation model for fractured horizontal well depending on frac stages number // Neft. khoz-vo. – 2016. – № 1. – P. 64–67.
2. Elkin S.V., Aleroev A.A., Veremko N.A., Chertenkov M.V. Model for the rapid calculation of the flow rate of the horizontal well fluid as a function of the number of hydraulic fracturing cracks taking into account the formation anisotropy // Inzhenernaya praktika. – 2016. – № 7. – P. 82–88.
3. Elkin S.V., Aleroev A.A., Veremko N.A., Chertenkov M.V. Consideration of the impact of fractures deviation from their perpendicular position to a horizontal well on the liquid flow rate following a multi-stage hydraulic fracturing // Neftpromyslovoye delo. – M. : OAO «VNIOENG», 2016. – № 10. – P. 37–42.
4. Elkin S.V., Aleroev A.A., Veremko N.A., Chertenkov M.V. Accounting for dimensionless conductivity in express calculation of flow-rate in a well after multi-stage hydraulic fracturing // Neft. khoz-vo. – 2016. – № 12. – P. 110–113.
5. Telkov V.P., Kruglov D.S. An improved model that is applied to calculate a horizontal well productivity subjected to a multizone hydraulic fracturing of a formation // Neftpromyslovoye delo. – M. : OAO «VNIOENG», 2017. – № 11. – P. 28–36.