**Обоснование поинтервального ГРП на Фёдоровском месторождении**

Форисеевич Р. В. (foriseevich.roman@gmail.com)

*Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень*

Необходимость проведение гидроразрыва в нефтяной скважине, как правило, определяется низкой проницаемостью продуктивного коллектора, либо кольматацией призабойной зоны, либо необходимостью повысить продуктивность скважины.

Перед проведением ГРП необходимо оценить ожидаемое увеличение продуктивности скважины и ее дебит. Дебит скважины после ГРП зависит как от параметров самого пласта – его толщины и проницаемости, так и от параметров трещины – ее длины, ширины, проницаемости (проводимости трещины).

Для нефтяных скважин увеличение продуктивности после ГРП удобно представлять в виде отношения коэффициентов продуктивностей после и до гидроразрыва – K/K0. Методы расчета отношения продуктивностей до и после ГРП были предложены Пратсом [1], Тинслеем и др. [2], Мак-Гуирой и Сикорой [3] для скважин с установившимся и псевдоустановившимся режимами течения флюидов. Низкопроницаемые пласты с длинными трещинами требуют месяцы и годы эксплуатации с постоянным дебитом для достижения псевдоустановившегося режима течения. Установившийся режим наступает только после еще более длительного периода эксплуатации скважины с постоянным дебитом. Поэтому решения, которые предлагают указанные авторы для отношения коэффициентов продуктивности скважины после и до ГРП, являются оценочными.

Раймонд и Биндер [4] разработали приближенный метод определения повышения продуктивности скважины после ГРП K/K0 для ограниченно проводимых трещин при псевдоустановившемся течении в цилиндрической системе координат:

, (1)

где: K – коэффициент продуктивности скважины с трещиной ГРП;

K0 - коэффициент продуктивности скважины без ГРП;

k - проницаемость удаленной зоны, м2;

kd -проницаемость загрязненной зоны, м2;

kf - проницаемость трещины, м2;

rw -радиус скважины, м;

rd -радиус загрязненной зоны, м;

re -радиус зоны дренирования, м;

Lf -полудлина трещины, м;

w -ширина трещины, м.

Это уравнение является обоснованным приближением для Lf/Le <= 0,5, как это показали Раймонд и Биндер в сравнении с диаграммой Мак-Гуиры и Сикоры.

На рисунке 1 показан пример расчетов, сделанных по уравнению Раймонда-Биндера для следующих значений исходных данных: rw = 0,1 м; rd = 0,5 м; kd = k = 2e-15м2 .

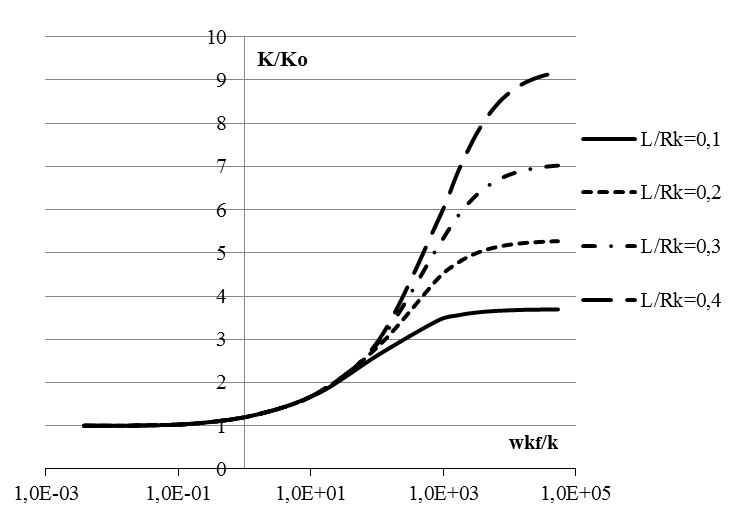


Рисунок 1 – Увеличение продуктивности по Раймонду-Биндеру

Рассмотрим приток к нефтяной скважине с трещиной ГРП по двухзонной схеме (рисунок 2). Нефтяной пласт с проницаемостью k имеет толщину h и вскрывается несовершенной по характеру вскрытия пласта скважиной радиуса rc. Радиус контура питания Rk. Трещина ГРП имеет полудлину L, среднюю ширину w и среднюю проницаемость kт.

L

Rk

rd

Рисунок 2 - Схема притока к нефтяной скважине с трещиной ГРП

Дебит несовершенной скважины до ГРП определяется по известной формуле

, (2)

где μ – вязкость, Па⋅с;

Pk - Pc – депрессия, Па;

С2 – дополнительной фильтрационное сопротивление,

обусловленное перфорацией, б/р.

В свою очередь

, (3)

где  - степень вскрытия пласта скважиной, б/р;

χ - анизотропия, б/р;

 - длина перфорационных каналов, м;

 - радиус перфорационных каналов, м;

 - плотность перфорации, 1/м.

Для продуктивности скважины до ГРП из формулы (2) получаем выражение

. (4)

Проведем вокруг скважины окружность радиусом, равным полудлине трещины L (рисунок 2). Теперь скважину с трещиной ГРП можно заменить эквивалентной вертикальной скважиной работающей в пласте, состоящем из двух зон. Внутренняя зона ограничена радиусом L, внешняя зона имеет внутренний радиус L, а внешний радиус Rk.

Проницаемость внутренней зоны k1 будет равна средневзвешенной по объему проницаемости исходной зоны вокруг скважины прошитой трещиной полудлиной L, средней шириной w и проницаемостью kт

. (5)

Проницаемость внешней зоны останется неизменной, равной исходной проницаемости пласта k. Предположим, что давление на контуре окружности радиусом L равно P1. Тогда для внешней зоны можно записать:

 (6)

Для внутренней зоны с проницаемоcтью k1 справедливо выражение:

. (7)

Здесь фильтрационное сопротивление должно учитывать перфорацию перед ГРП:

, (8)

где  - степень вскрытия пласта скважиной, б/р;

χ - анизотропия, б/р;

 - длина перфорационных каналов, м;

 - радиус перфорационных каналов, м;

 - плотность перфорации для ГРП, 1/м.

Исключая из уравнений (6) и (7) неизвестное значение P1, получаем выражение для дебита скважины после ГРП:

, (9)

здесь k1 вычисляется по формуле (5).

Для продуктивности скважины после ГРП получаем:

. (10)

Отношение продуктивностей скважины после и до ГРП:

. (11)

**Продуктивность нефтяной скважины с закольматированной**

**призабойной зоной после ГРП**

По аналогичной схеме может быть определена продуктивность до и после ГРП нефтяной скважины, имеющую зону с ухудшенной проницаемостью kd радиуса rd (рисунок 1).

Продуктивность такой скважины до ГРП можно определить по двухзонной схеме притока. Для внешней зоны между rd и Rk получаем:

 . (12)

Для зоны между rc и rd имеем:

, (13)

Исключая из (12) и (13) неизвестное значение Pd, получаем:

. (14)

Продуктивность скважины с закольматированной призабойной зоной до ГРП:

. (15)

Продуктивность скважины после ГРП можно определить по трехзонной схеме притока. Для первой зоны имеем rc <= r <= rd; для второй rd <= r <= L; для третьей L <= r <= Rk.

Определим средневзвешенную по объему проницаемость для первой зоны (rc <= r <= rd):

. (16)

Средневзвешенную по объему проницаемость для второй зоны (rd <= r <= L):

. (17)

Для внешней зоны между L и Rk получаем:

. (18)

Для зоны между rd и L имеем:

. (19)

Для зоны между rc и rd:

. (20)

Исключая из (18), (19) и (20) неизвестное значение Pd, получаем:

. (21)

Продуктивность скважины с закольматированной призабойной зоной после ГРП:

. (22)

В результате для отношения продуктивностей скважины после и до ГРП получаем:

. (23)

По формуле (23) были произведены расчеты при следующих исходных данных:

k = 2e-15м2; kd = 2e-15м2; rс = 0,1м; rd =0,2м; Rk = 500м; Lf = 50, 100, 150, 200м; lo = 0,1; ϰ = 2; m = 10; ro = 0,01; ĺo = 0,1; ḿ = 20; ŕo = 0,015;

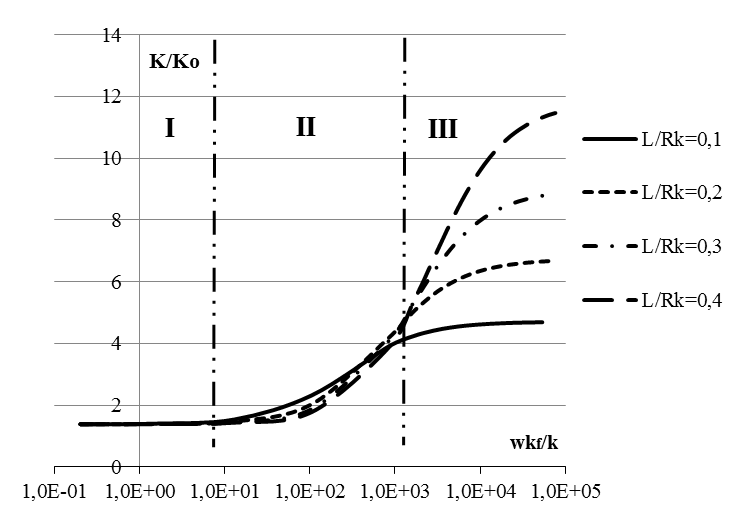


Рисунок 3 – Увеличение продуктивности после ГРП

На полученном графике выделяются три зоны: I – зона сверхвысокопроницаемого коллектора, в котором ГРП эффекта не дает; II – зона высокопроницаемого коллектора, в котором короткие трещины ГРП эффективнее длинных (технология концевого экранирования); III – зона низкопроницаемого коллектора, в котором длинные трещины ГРП эффективнее коротких. Как видно из рисунка 1 на диаграмме Раймонда-Биндера отсутствует зона II. Кроме того, диаграмма Раймонда-Биндера не учитывает параметры перфорации скважины до ГРП и перед ГРП, что учитывается в формуле (23).

Список использованных источников

1. Prats, M.: “Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior-Incompressible Fluid Case”, SPEJ (June 1961) 105-18; Trans., AIME, 222.

2. Tinsley, J.M. et al.: “Vertical Fracture Heigt – Its Effect of Steady-State Production Increase”, JPT (May 1963) 633-38; Trans., AIME, 246.

3. McGuire, W.J. and Sikora, V.J.: “The Effect of Vertical Fractures on Well Productivity”, Trans., AIME (1960) 219, 401-03.

4. Raymond, L.R. and Binder, G.G. Jr.: “Productivity of Wells in Vertically Fractured, Damaged Formations”, JPT (Jan. 1967) 120-30; Trans., AIME, 240.