

Содержание

Введение	1
Переменные, влияющие на добычу после ГРП	2
Псевдо-радиальный поток, кратность увеличения (КУ)	3
Ограничения при расчете KU/x_f	6
Кислотные ГРП	7
Переходный режим	9
Что это такое/Почему это важно?	9
«Не обольщайтесь»	10
Библиографические источники	13

Введение

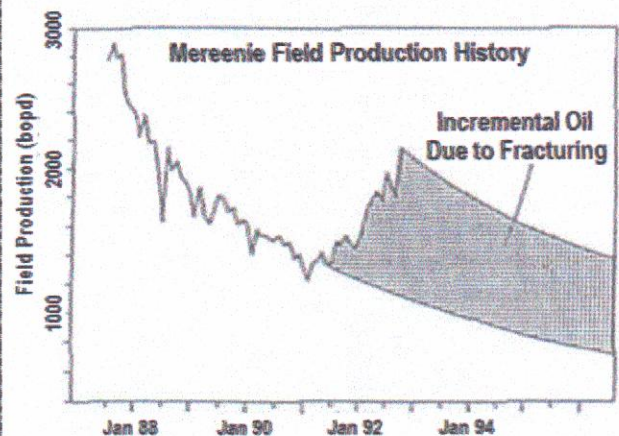
Главная цель проведения стимуляции методом ГРП с закачкой проппанта или кислоты заключается в увеличении продуктивности скважин, т.е. увеличении скорости притока нефти/газа в ствол. Поэтому ГРП можно рассматривать как процесс ускорения притока. Однако ГРП позволяет повышать нефтеотдачу пласта за счет ряда вторичных эффектов:

- 1) Усреднение коллектора – т.е. вертикальная проводимая трещина дает отличный контакт между продуктивными пачками коллектора по высоте, объединяя слои и линзы пласта в единую зону, обеспечивая ее хороший контакт по всей мощности от 10 (до 100) футов со стволом;
- 2) Повышение нефтеотдачи с низкопроницаемых пропластков – для большинства продуктивных зон, если не для всех пластов, характерно неравномерное распределение проницаемости, продуктивность скважины, главным образом, формируется за счет работы более проницаемых пропластков и слоев, гидроразрыв с проппантом предпочтительно стимулирует

менее проницаемые участки пласта, увеличивая приток из данных зон и пропластков;

- 3) Увеличенный срок эксплуатации скважин – основное число скважин или месторождений ликвидируется при достижении минимального дебита, т.е. экономического лимита. ГРП, увеличивая производительность скважины,

Диаграмма I-1 – Повышение нефтеотдачи за счет ГРП



позволяет продлить эксплуатационный срок с более эффективным извлечением запасов, что иллюстрируется графиком на диаграмме 1 на примере нефтяного месторождения в Австралии. [1]

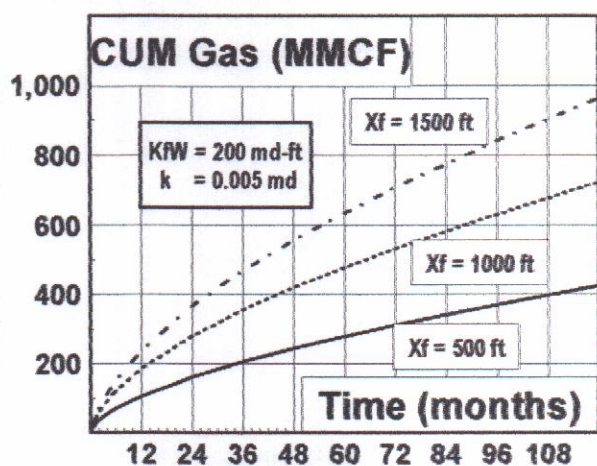
Для заметок:

Переменные, влияющие на продуктивность после ГРП

Настоящая глава посвящена осмыслению и расчету эффекта гидроразрыва с закреплением трещин на продуктивность скважин. В целом производительность после стимуляции методом ГРП определяют четыре основных параметра:

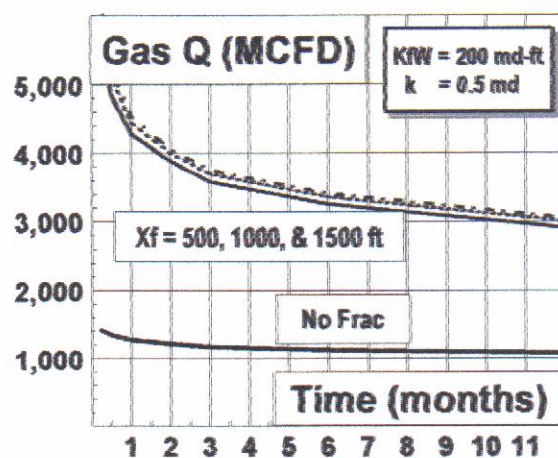
- 1) Длина трещины, x_f – важность полудлины трещины, или проникновения, x_f , вполне очевидна, чем длиннее трещина, тем больше ее контакт с пластом, тем выше продуктивность.
- 2) Проводимость трещины, $k_f w$ – также вполне очевидно, что для повышения производительности скважины нефтеносная способность трещины должна быть выше, чем пласта, поэтому пропускная способность, или проводимость трещины должна быть достаточно высокой.
- 3) Проницаемость пласта, k – тоже понятно, пласты с ухудшенными коллекторскими свойствами (низкой проницаемостью) выигрывают от проводимых трещин, необходимо отметить, что важной переменной является k , а не kh , пропускная способность пласта, kh , определяет общие темпы отбора скважин, но реакция пласта на гидроразрыв определяется исключительно проницаемостью пласта k ; и, наконец,
- 4) Прочие факторы – они обсуждаются далее, и в целом охватывают рассмотрение сетки скважин и азимута трещины; т.е. зависимость от площади дренирования/расстановки скважин. **В целом, контуры питания скважины превосходят влияние длины трещины и проводимости!**
- 5) В качестве примера рассмотрим расчеты модели

Диаграмма I-2 – влияние x_f на добычу, $k = 0.005$ мД



пласта на диаграмме I для длинных трещин,

Диаграмма I-3 – влияние x_f на добычу, $k = 0.5$ мД



созданных в низкопроницаемых газоносных пластах Северной Америки (проницаемость для газа 0.005 мД), песчаник Muddy-J в Колорадо. Это наглядный пример того случая, когда увеличение длины трещины является полезным. На самом деле, для данного месторождения (газовое м/р Ваттенберга, Колорадо) полудлина закрепленной трещины свыше 1000 футов – обязательное условие экономически рентабельного извлечения запасов.

Однако в другой ситуации длина трещины или проникновение может быть менее важным или даже не иметь значения вообще. В качестве примера возьмем случай аналогичный расчетам Muddy-J длины трещины и проводимости, с аналогичной пластовой жидкостью и т.д. Но проницаемость пласта сейчас 0.5 мД. Расчеты модели пласта на диаграмме 2 показывают, что в данном случае длина трещины абсолютно не влияет на продуктивность скважин. Это НЕ следует рассматривать как признак того, что более проницаемым пластам не нужен гидроразрыв с закрепленной трещиной, в настоящей ситуации требуется создание более короткой и широкой трещины (с более высокой проводимостью $k_f w$), длина которой особой роли не играет.

Фактически, как будет показано далее, зависимость между продуктивностью после ГРП, полудлиной трещины (x_f) и проницаемостью пласта можно выразить с помощью одной переменной F_{CD} , безразмерной проводимостью трещины,

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{k x_f}$$

Устойчивый режим –

“Кратность увеличения”

В пластах с проводимостью от средней до высокой реакцию пласта на гидроразрыв можно оценить с помощью уравнений радиального потока в связи с относительно коротким промежутком времени, в течение которого достигается псевдо-устойчивый режим. Ситуация для очень низкопроницаемых пластов обратная: после стимуляции скважины на протяжении дальнейшего срока эксплуатации может она может работать в состоянии переходного режима. Наиболее распространенные два метода оценки реагирования пласта в условиях устойчивого режима были представлены МкГвайером и Сикорой [2] и Пратцем [3]. Оба метода основаны на определении индекса продуктивности (PI), или отношения дебитов стабилизировавшегося режима до и после стимуляции. В дальнейшем обсуждении данное отношение будет именоваться кратность увеличения (КУ). Значение кратности увеличения для скважины, стимулированной ГРП, может варьироваться от единицы, без эффекта от ГРП, до 10 и выше при весьма высокой эффективности в низкопроницаемом коллекторе. Методы определения/применения КУ приводятся в дальнейшем обсуждении. Для начала введем понятие эффективного радиуса приствольной зоны, r_w' , для определения кратности увеличения.

Эффективный радиус призабойной зоны

В своей работе Пратц знакомит с концепцией анализа вертикальной трещины, приравнивая ее площадь к площади увеличенной призабойной зоны, и вводя термин эффективного радиуса призабойной зоны, r_w' . В свете этой концепции создание трещины в пласте можно рассматривать аналогично «расширению» призабойной зоны, как показано на диаграмме 2. Уравнения площади для трещины и эффективной призабойной зоны определяются следующим образом:

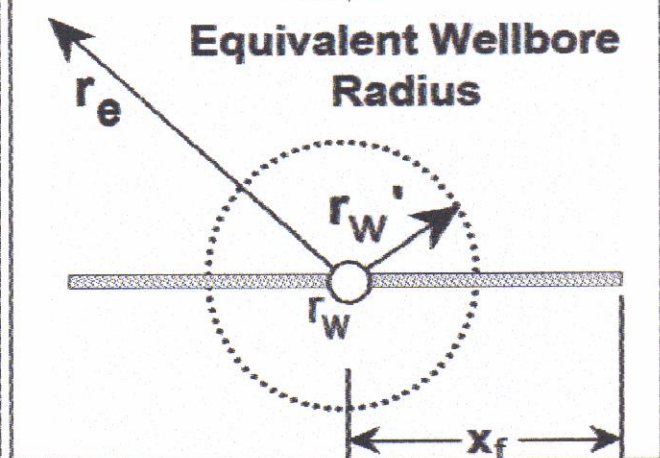
Inflow Area

$$\text{Fracture} = A_f = (2 x_f) \times 2 \times h$$

$$\text{Equivalent Wellbore} = A_w = 2 \pi r_w' h$$

где x_f – проникновение трещины, или полудлина, h – эффективная мощность пласта, и предполагается, что трещина полностью проникает по высоте в эту зону, и r_w' – радиус призабойной зоны с тем же потенциалом притока, что и у плоской трещины.

Диаграмма I-4 – эффективный радиус призабойной зоны, r_w'



Для простого определения значения эквивалента радиуса призабойной зоны можно приравнять площади идеальной расширенной зоны и фактической плоской трещины

$$r_w' = \frac{2}{\pi} x_f$$

В реальности простое приравнивание зон притока несколько оптимистично, и фактическое теоретическое значение эквивалента радиуса призабойной зоны равно

$$r_w' = 0.5 x_f$$

и даже это значение определяется исходя из трещины с бесконечно высокой удельной проводимостью, т.е. вся площадь сечения длинной плоской трещины подвержена низкому динамическому забойному давлению, внутри трещины перепада давления не создается. Определение эквивалента радиуса призабойной зоны для случаев с конечной удельной проводимостью обсуждается ниже.

Трещины с конечной удельной проводимостью

Синко-Ли [4] первым представил график, см. диаграмму 2, определяя прямую зависимость безразмерной проводимости трещины, F_{CD} , от эквивалентного радиуса призабойной зоны, r_w' . Эта зависимость лежит в основе дизайна гидроразрыва применительно к любым пластам за исключением коллекторов с чрезвычайно низкой проницаемостью. Например, для $F_{CD} > 20$, $r_w' = 0.5 x_f$ и трещина эффективно работает как трещина с бесконечно высокой проводимостью, и в

данном случае нет необходимости рассматривать другие виды проппанта с улучшенными прочностными характеристиками (как пример), для того, чтобы увеличить проводимость, поскольку дополнительная проводимость не приведет к улучшению продуктивности. С другой стороны, для $F_{CD} < 0.5$, r_w' (и продуктивность после ГРП) связаны строгой зависимостью с проводимостью (k_{fw}), $r_w' \approx 0.28 k_{fw}/k$, а длина создаваемой трещины не играет совершенно никакой роли.

“Оптимальная” F_{CD}

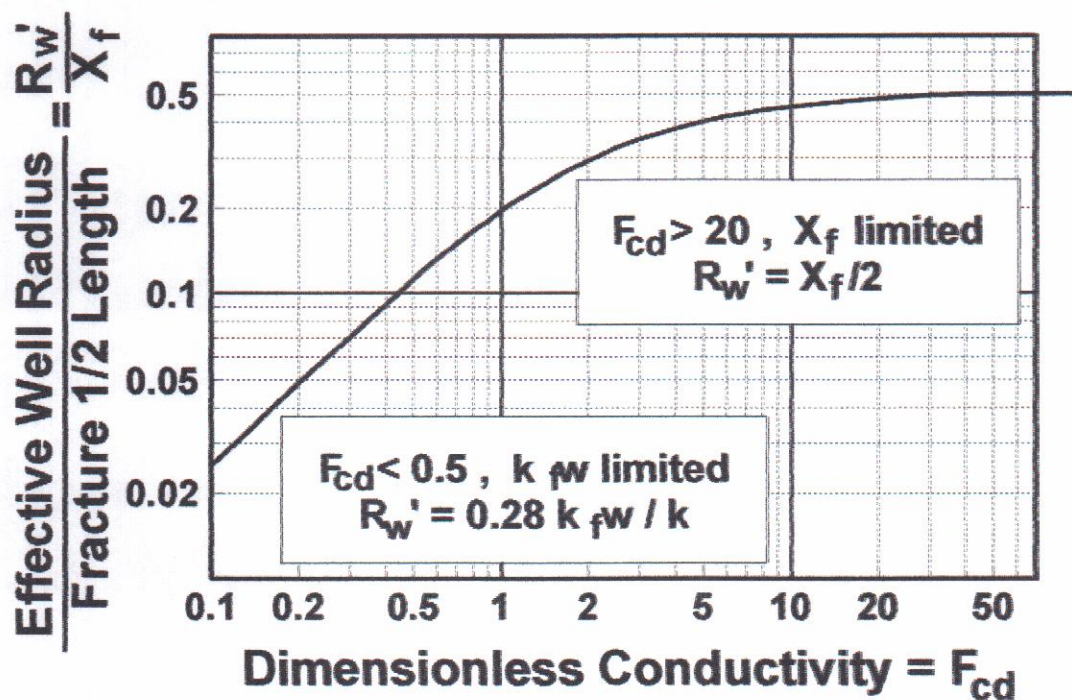
Можно показать, что для расчетов эквивалента призабойной зоны (т.е. псевдо-радиального потока или псевдо-устойчивого режима), оптимальное значение r_w' достигается при величине F_{CD} приблизительно равной двум. Т.е. для данного объема проппанта можно создать короткую широкую трещину с высоким значением F_{CD} , или, альтернативно, можно создать длинную узкую трещину с низким значением F_{CD} . Максимальная кратность увеличения псевдо-радиального потока достигается при $F_{CD} \approx 2$. [5] Важно отметить, что этот вариант, возможно, не окажется оптимальным решением с экономической точки зрения или нефтеотдачи. Например, рассмотрим случай, когда посредством закачки 50 000 фунтов

проппанта можно создать длину 100 футов с $F_{CD} = 2$. Очевидно, используя 100 000 фунтов (или больше) того же проппанта можно получить 200-футовую трещину с величиной F_{CD} равной 1. Во втором варианте, который, возможно, не является оптимальным, но по-прежнему остается экономически привлекательным, и окажется более выгодным, чем переход на улучшенный проппант для достижения длины 200 футов при $F_{CD} = 2$. Кроме того, для случаев, когда важен переходный режим (как обсуждается ниже), как правило, желательно достижение гораздо более высоких значений F_{CD} .

Общие уравнения

Возможность охарактеризовать трещину как эквивалентную призабойную зону позволяет ввести в действие множество мощных инженерных концепций по разработке пластов и методик расчетов. Например, скважину часто описывают с позиции скин-эффекта. Положительный скин свидетельствует о повреждении пласта, которое негативно влияет на продуктивность скважины, а отрицательный скин, напротив, является признаком улучшения продуктивности. Для скважины, обработанной методом ГРП, скин равен

Диаграмма I-5 – r_w' / x_f по отношению к F_{CD} (По Синко-Лей)



$$s = -\ln\left(\frac{r_w'}{r_w}\right)$$

где r_w' является эквивалентом радиуса призабойной зоны трещины, r_w – обычный радиус призабойной зоны, а «ln» – натуральный логарифм.

Скин (s), или непосредственно r_w' , можно затем использовать в уравнениях потока для нормального коллектора. Например, применяя «нефтяные единицы измерения», уравнение устойчивого режима радиального потока имеет вид:

$$\frac{Q}{\Delta p} = \frac{0.00708 k h}{B \mu [\ln(r_e/r_w) + s]} = \frac{0.00708 k h}{B \mu \ln(r_e/r_w')}$$

где "k" – проницаемость пласта в мД, "h" (футы) – эффективная мощность коллектора, "B" (безразмерная) – объемный коэффициент пластовой нефти (баррелей в п/у / баррелей в н/у), "μ" (сП) – вязкость пластового флюида, "Δp" (psi) – перепад давления (пластовое давление минус динамическое забойное давление), и "Q" (баррелей нефти в сутки) – дебит нефти в н/у. Отношение "Q/Δp" (баррелей нефти в сутки/psi) – индекс продуктивности, или "PI".

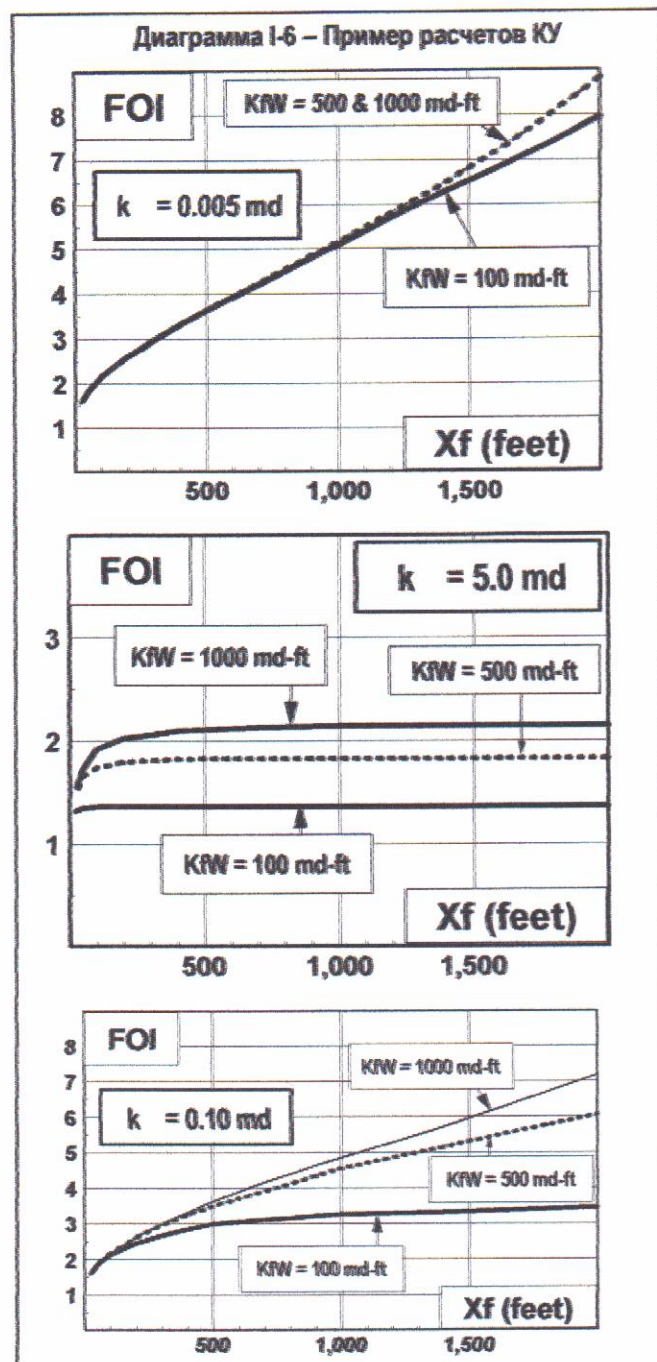
То же самое уравнение применяется для газовых скважин со значением μ_g (сП) для газа и рассчитывая объемный коэффициент пластовой нефти, B, по следующей формуле

$$B = \frac{178.1 z_i T P_{sc}}{p_i T_{sc}}$$

где z_i – 'z' газовый фактор при пластовой температуре и первоначальном пластовом давлении, "T" (°R) – температура пласта (°R = °F + 460), p_{sc} – давление в нормальных условиях (как правило, 14.5 psia), p_i (psi) – пластовое давление, и T_{sc} – температура (°R) в н/у (как правило, 530 °R).

Кратность увеличения

Используя значение эквивалента радиусу призабойной зоны в мощном и полезном расчете кратности увеличения, т.е. темпе отбора при устойчивом режиме после ГРП, деленном на темп отбора до ГРП. Для проводимых трещин Прагц определяет кратность увеличения через эффективный радиус следующим образом:



$$FOI = \frac{Q_{frac}}{Q_{unfrac}} = \frac{\ln(r_e/r_w)}{\ln(r_e/r_w')}$$

где r_e – радиус дренирования скважины, r_w – обычный радиус призабойной зоны, r_w' – эквивалент радиуса призабойной зоны для вертикальной проводимой трещины.

Пример – конечная проводимость, $k_{f,w}$:

Пример КУ – предельная $k_{f,w}$

- $k = 13$ мД, $k_{f,w} = 1300$ мД-фут, $x_f = 500$ фут
- $r_e = 1320$ фут (40 акров), $r_w = 0.25$ фут
 $F_{CD} = k_{f,w}/(k x_f) = 1300/(13 \cdot 500) = 0.2$
- Из диаграммы 4, $r_w'/x_f = 0.048 \rightarrow r_w' = 24$ фут
- $KU = \ln(1320/0.25) / \ln(1320/24) = 2.0$
- Если x_f увеличить от 500 до 1000 футов ("все знают, что длинные трещины лучше"), то:
- $F_{CD} = 0.1 \rightarrow r_w'/x_f = 0.024$,
 $r_w' = 0.024 x_f = (0.024)(1000) = 24$ фут
- $KU = 2.0$ (как и в предыдущем случае)
 Дополнительные расходы на проведение ГРП возрастают больше чем в 2 раза, без эффекта. Объясните это Вашему начальнику!
- Увеличить $k_{f,w}$ с 1300 до 2600 мД-фут, $x_f = 500$ фут
 $F_{CD} = 2600/(13 \cdot 500) = 0.4$
- Диаграмма 4 $\rightarrow r_w'/x_f = 0.1$, $r_w' = 0.1 \cdot 500 = 50$ фут
- $KU = \ln(1320/0.25) / \ln(1320/50) = 2.6$

Примечание: увеличивая длину в два раза, мы не получаем желаемого эффекта от стимуляции, но удваивая проводимость, получаем прирост добычи после ГРП на 30 %. Увеличивая либо количество используемого песка либо, возможно, фракцию имеем выгодное вложение средств. Использование более дорогостоящей средней фракции или высокопрочного проппанта также может оказаться рентабельным.

Расчеты кратности прироста дают мощный инструмент для отбора скважин-кандидатов ГРП или для предварительных расчетов дизайна, т.е. разумно ли использовать высокопрочный проппант, какое его количество нужно скважине – 20 000 или 2 000 000 фунтов. В качестве примера рассмотрим пласт с проницаемостью 0,005 мД и предположим, что можно достичь проводимости трещины 100 мД-фут. В данном случае расчет КУ производим следующим образом:

$$k = 0.005 \text{ мД, } k_{f,w} = 100 \text{ мД-фут,}$$

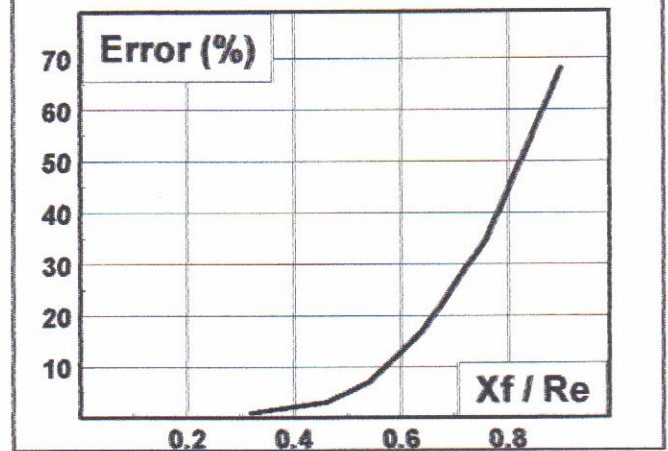
$$x_f = 200 \text{ фут} \rightarrow F_{CD} = 100$$

из Диаграммы 5 $r_w'/x_f = 0.5$ и $r_w' = 100$ фут
 для $r_e = 2640$ фут (640 акров) & $r_w = 0.5$ фут

$$KU = \ln(re/r_w) / \ln(re/r_w') =$$

$$\ln(2640/0.5) / \ln(2640/100) = 2.62$$

Диаграмма I-7 – Ошибка КУ по мере достижения трещиной контура питания



полученные результаты с другими значениями можно построить на графике, как показано на диаграмме 3. Становится очевидным и не является неожиданным, что проводимость не играет большого значения, и скважиной будет дренироваться настолько длинная трещина, насколько она может быть создана. То есть физические ограничения длины трещины, коими являются рост высоты трещины, фильтрация и т.д. и будут определять объем закачки ГРП. С точки зрения коллектора – чем больше объем, тем лучше!

Рассмотрим другой крайний случай, с проницаемостью пласта 5.0 мД. В данном случае сразу же становится ясным, что необходим относительно малобъемный ГРП, длина трещины от 50 до 100 футов дает незначительный (если таковой вообще имеется) эффект. Однако продуктивность можно увеличить в два раза при условии достижения достаточной проводимости – необходимо отметить, что 1000 мД-фут – относительно незначительная цель, реально достижение гораздо больших значений.

И, наконец, рассмотрим пример на диаграмме с проницаемостью 0.1 мД. Очевидно, что в данном случае важны как x_f , так и $k_{f,w}$. Стоит ли проектировать трещину длинной и узкой или же более короткой, но широкой, – это зависит от экономического эффекта того или иного варианта. Например, что выгоднее: создать трещину длиной 400 футов, закрепленную высокопрочным (дорогостоящим) проппантом, или длиной 1000 футов, используя песок?

Графики функций МкГвайера и Сикора

В центре предыдущего обсуждения были работы Пратца и Синко-Ли. До их теоретического развития ранние работы по расчету продуктивности после ГРП выполнялись МкГвайером и Сикора.[6] Они опубликовали графики функций, как будет рассмотрено ниже, главным образом связывающие F_{CD} (их термин "отношение проницаемостей") с кратностью прироста. Положительный момент в данных кривых заключается в прямой зависимости длины и кратности увеличения, окончательный результат сразу был виден на графике. Однако было доказано, что кривые МкГвайера и Сикора, будучи простыми в использовании, завышали кратность увеличения в случаях высокой проводимости и занижали показатель при низкой k_{fw} . Обратите внимание, что если применяются кривые МкГвайера и Сикора, то необходимо помнить о том, что кривые на графике рассчитаны для сетки скважин с расстановкой 40 акров ($r_e = 660$ футов, 200 метров), и для иной сетки необходимо применение поправочного коэффициента.

Также при применении вышерассмотренных методик для индивидуальных случаев можно создать кривые аналогичные графикам МкГвайера и Сикора.

Ограничения для расчетов КУ/длины трещины

Вышеуказанные расчеты КУ справедливы исключительно для условий устойчивого режима и распространяются на большинство коллекторов с проницаемостью от средней до высокой. Низкопроницаемые коллекторы, как правило, требуют выполнения анализа переходного периода (т.е. убывание КУ со временем). Для переходного режима приведенные примеры наглядно верны, однако для количественно верного анализа необходима гидродинамическая модель, либо палеточные кривые. Характеристика переходного режима обсуждается далее в настоящей главе.

В более широком смысле концепция эквивалента призабойной зоны и расчеты кратности прироста основаны на псевдо-радиальном потоке, определяющем поведение потока жидкости в пласте. Условие может быть нарушено по мере приближения полудлины трещины к границе площади дренирования. Этот случай можно наблюдать на диаграмме 4 при сравнении расчетов КУ с цифровой моделью пласта. Как видно на диаграмме, когда полудлина трещины, x_t ,

составляет примерно 60% от радиуса дренирования, ошибка становится очевидной.

При эксплуатации вторичными методами также существует ограничение проектной длины трещины в зависимости от ее азимута. Допуская неблагоприятный азимут, когда трещина распространяется от добывающих скважин непосредственно в направлении к нагнетательным, любой гидроразрыв, превышающий 50% радиуса дренирования (25% от расстояния между скважинами) изменит эффективность вытеснения углеводородов и понизит нефтеотдачу пласта. Длина трещины, составляющая менее 50% от радиуса дренирования (1/4 расстояния между скважинами) не повлияет на вытеснение или нефтеотдачу, даже если гидроразрыву подвергнутся добывающая и нагнетательная скважины. [7,8]

И, наконец, если не известен азимут трещины, необходимо ограничить проектную длину трещины до радиуса дренирования для предотвращения интерференции с соседними скважинами. Следует отметить, что для пластов с чрезвычайно низкой проницаемостью может оказаться экономически выгодным спроектировать длину трещины, превышающую обычный радиус площади дренирования. Однако для того, чтобы безопасно выполнить эту операцию, необходимо знать азимут трещины и соответствующее местоположение скважин.

Кислотный ГРП в сравнении с закрепленным ГРП

Проведение кислотного ГРП часто практикуется вместо ГРП с закрепленной трещиной в карбонатных коллекторах. Для эффективной стимуляции кислота должна реагировать со стенками трещины для формирования каналов, сообщающихся со стволом, которые будут оставаться открытыми после того, как трещина сомкнется. При достижении желаемого эффекта образованная трещина будет обладать очень высокой проводимостью, стремящейся к бесконечно высокой k_{fw} . Необходимо помнить, что при оценке выбора проведения ГРП с закачкой кислоты или пропанта нужно исходить из ограничений длины, которую можно достичь при проведении кислотной обработки. Для большинства карбонатных коллекторов максимальный предел проектного проникновения трещины составляет от 75 до 125 футов (25 – 40 м) [9]

Для определения более благоприятных результатов (без учета экономической выгоды)

будем использовать ранее представленные уравнения установившегося режима. Коллектор представлен карбонатным пластом с проницаемостью 1 мД, расстоянием между скважинами 40 акров ($r_e = 660$ футов). Предположим, что максимально достижимая k_{fw} при закрепленной трещине - 1300 мД-фут. На многих скважинах первоначально проводится кислотная обработка, а затем гидроразрыв с закачкой проппанта. В большинстве случаев это приводит к проблемам выноса песка, поскольку каналы, вытравленные кислотой, могут не плотно сомкнуть проппант, что приводит к выносу проппанта. Поэтому очень важна первоначальная оценка обоих видов обработки и выбор наиболее экономически рентабельной, не обязательно с более высокой первоначальной КУ.

Для заметок:

Пример КУ при кислотном ГРП

- $k = 1$ мД, $r_e = 660$ фут, $r_w = 0.25$ фут,
 Max x_f обработанная кислотой = 125 фут
 Max k_{fw} (закреплен трещины) = 1,300 мД-фут.
- Кислота: бесконечно высок k_{fw} , $x_f = 125$ фут $\rightarrow r_w' = 0.5$
 $x_f = 62.5$ фут
 $KU = \ln(r_e/r_w) / \ln(r_e/r_w') =$
 $\ln(660/0.25) / \ln(660/62.5) = 3.3$
- Закрепленный ГРП: $k_{fw} = 1300$ мД-фут, $x_f = ?$
 Допустим $x_f = 660$ фут (т.е., ГРП до конца радиуса дренирования, поскольку азимут не известен)
 $F_{CD} = k_{fw} / (k x_f) = 1300 / (1 \cdot 660) = 1.97$
 по диаграмме $\rightarrow r_w'/x_f = 0.3 \rightarrow r_w' = 198$ фут
 $KU = \ln(660/0.25) / \ln(660/198) = 6.54$
- Вывод: В ДАННОМ СЛУЧАЕ длина закрепленной трещины до радиуса дренирования увеличит добычу в два раза по сравнению с кислотным ГРП !

ЗАДАЧА – Кислотный ГРП по сравнению с закрепленным ГРП

Дано: карбонатный коллектор с проницаемостью 5 мД, скважины равноудалены на расстоянии 80 акров ($r_e = 933$ фут). Исходя из максимальной x_f 100 футов и бесконечно высокой проводимости, достижимой посредством кислотного ГРП, что следует проводить: кислотную обработку ГРП или пропантовый гидроразрыв, если максимальная проводимость k_{rw} , достигаемая при закрепленном ГРП, равна 1000 мД-фут.

НЕ зная ничего относительно азимута трещины или сетки размещения скважин, допустим, что скважина находится в центре 80 акров. Также предположим, что максимальная длина трещины, без интерференции с другими скважинами, является внешним контуром квадратной площади дренирования. Это дает нам максимально допустимую полудлину трещины, x_f 933 фут.

II. Переходный режим

Что это? / Когда он важен?

Рассмотрим ожидаемую добычу газовой скважины после стимуляции низкопроницаемого пласта, см. диаграмму II-1. Для чисто радиального потока (например, без стимуляции скважины), первоначальный дебит будет примерно равен 600 тыс. фут³/сут, затем произойдет резкое снижение дебита до стабильного показателя 400 тыс. м³/сут. Такое первоначальное резкое падение является переходным режимом. Далее, если на скважине производится ГРП с полудлиной 1000 футов и проводимостью 200 мД-фут, кратность прироста добычи (как обсуждалось в предыдущей секции) будет 3.9, а пунктирной кривой показан первоначальный дебит 2.4 млн фут³/сут., падающий до весьма стабильной отметки 1.6 млн фут³/сут. – таким образом, расчеты КУ распространяются на период переходного режима в равной степени, как и на устоявшийся режим и псевдо-устоявшийся режим. Однако сейчас предположим, что цифровая модель дает нам продуктивность с начальным дебитом > 5 млн фут³/сут, который в течении пяти лет падает до уровня, ожидаемого по расчетам КУ, исходя из псевдо-радиального потока. С точки зрения ГРП интерес представляет переходный режим, т.е. более высокие дебиты, чем по расчетам КУ при псевдо-радиальном потоке. Ясно, что в указанном случае дополнительный ранний отбор за первые несколько лет будет критически важным с точки зрения оценки данной скважины, поэтому в данном случае переходный поток очень важен для процесса проектирования ГРП. Этот вывод в целом распространяется на пласты с низкой проницаемостью.

Рассмотрим другой случай на диаграмме II-2 для нефтяной скважины с проницаемостью 10 мД. И вновь результаты нестимулированной скважины (с радиальным потоком) падают весьма быстро в течении первых шести месяцев до стабильного дебита 600 баррелей/сут. И наблюдается то же самое поведение переходного потока, если ожидаемая продуктивность умножается на расчетную КУ (снова для трещины при $x_f = 1000$ фут, $k_{fw} = 200$ мД-фут). Однако в данном случае результаты цифровой модели разумно близко совпадают с расчетами КУ, поэтому переходный режим не представляет важности ни для дизайна ГРП, ни для добычи после стимуляции. Таким образом, первый вопрос, который возникает

в связи с переходным потоком, это когда он становится важным. В целом, он представляет

Диаграмма II-1 – Ожидаемые дебиты добычи для низкопроницаемой газовой скважины

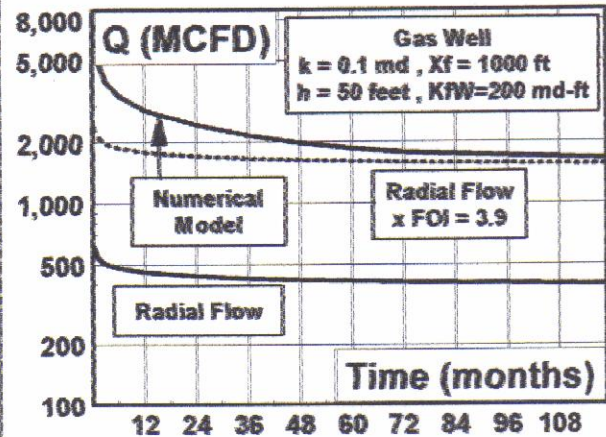


Диаграмма II-2 – Добыча скважин со средней проницаемостью коллектора

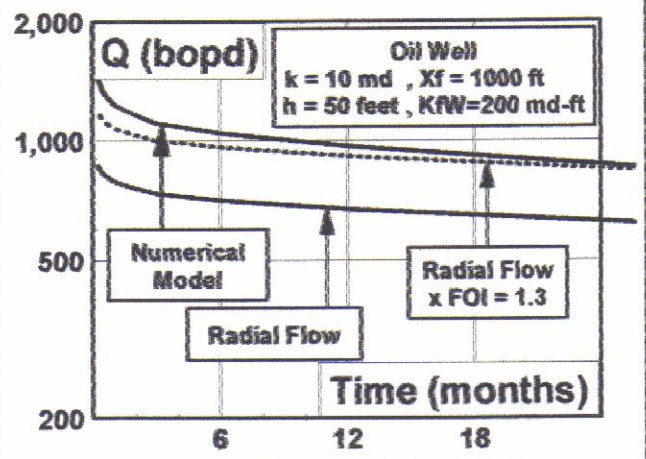
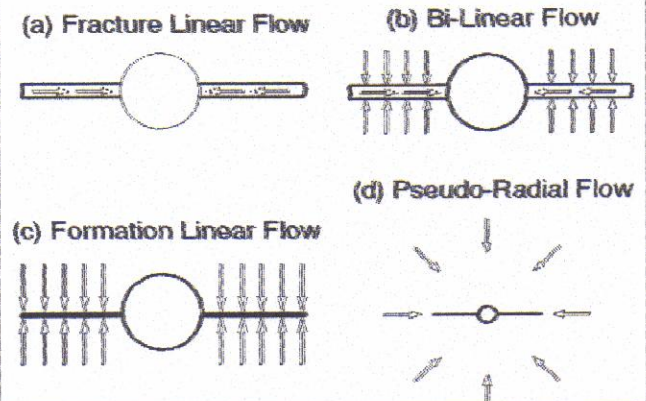


Диаграмма II-3 – Эффективный радиус призабойной зоны, r_w'

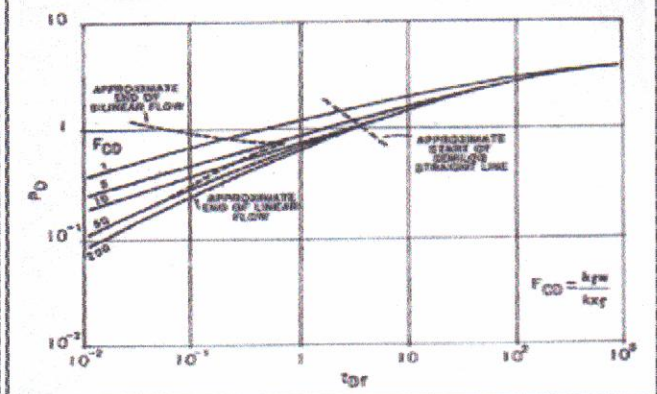


большую важность для скважин с низкой проницаемостью при том, что газовые скважины несколько более чувствительны к переходному режиму, нежели нефтяные скважины. Более подробно настоящий вопрос обсуждается ниже.

Ранее было признано, что скважины, пересеченные трещиной ГРП, имеют иной характер притока, чем не стимулированные гидроразрывом трещины, особенно в низкопроницаемых коллекторах. Следовательно, применение методов анализа давления на основе теории радиального потока к настоящим случаям приводит к ошибочным результатам. Первое изучение неустоявшегося (переходного) режима потока скважин, обработанных ГРП, было представлено в 1958 [II-1], за которым последовали и многие другие исследования [II-2,3,4,5,6,7,8]. Самый распространенный метод анализа переходного режима для оценки стимулированных скважин – при помощи модели вертикальной трещины с конечной проводимостью. Данная модель подразумевает бесконечный коллектор-плиту, и в пласт проникает полностью вертикально направленная трещина, ограниченная нижней и верхней непроницаемой перемычкой. Динамика переходного давления данной системы включает четыре периода потока, показанные на диаграмме II-3 - 1) первоначальный линейный поток внутри трещины, 2) билинейный поток (трещина и пласт), 3) линейный поток в пласте (при достаточно высокой проводимости) без значительной Δp в трещине (т.е. трещина бесконечно высокой проводимости), и 4) окончательный псевдо-радиальный (при котором значение приобретают расчеты КУ).

При использовании того же симулятора для цифрового расчета продуктивности, как показано выше, можно применить для анализа множественных случаев, которые могут быть собраны как палеточные кривые, как на диаграмме II-4. [II-9] Это позволяет строить Q_D (безразмерный темп добычи) в зависимости от t_{Dxf} (безразмерное время), для различных значений F_{CD} . Данные безразмерные переменные определяются следующим образом:

Диаграмма II-4 – Палеточные кривые продуктивности после добычи



$$t_{Dxf} = \frac{2.634 \times 10^{-4} k t}{\phi \mu C x_f^2}$$

$$P_D = \frac{1}{Q_D} = \frac{k h \Delta p}{141.2 Q B \mu}, \quad F_{CD} = \frac{k_f w}{k x_f}$$

где "k" (мД) – проницаемость пласта, "t" – время (часы), "φ" процент пористости, "μ" (сП) – вязкость пластового флюида, "C" (1/psi) – общая сжимаемость системы коллектора, "x_f" (фут) – полудлина трещины, "Δp" (psi) – пластовое давление минус динамическое P_{заб}, "Q" (баррелей нефти/сут) – дебит, "B" – объемный коэффициент пластовой нефти, а "k_fw" (мД-фут) – проводимость трещины.

Первый момент в связи с палеточными кривыми: это отметка «Приблизительное начало псевдо-радиального потока», которое происходит при безразмерном времени, t_{Dxf} , примерно равным "2". Именно в этот момент начинается псевдо-радиальный поток, а расчеты КУ действительно становятся весомыми, поэтому это и есть ответ на вопрос «когда переходный поток становится важным?»

Например, рассмотрим случай нефтяной скважины с проницаемостью 10 мД, пористостью 0.20, общей сжимаемостью системы 20x10⁻⁶ (1/psi), вязкостью нефти 1 сП, и закрепленной длиной трещины x_f = 100 футов. Представив определение безразмерного времени в другом виде, получаем

$$t_{Dxf} \approx 2 = \frac{2.634 \times 10^{-4} k t}{\phi \mu C x_f^2},$$

$$t \text{ (hrs)} = \frac{2 \phi \mu C x_f^2}{2.634 \times 10^{-4} k} = 30 \text{ hours}$$

Таким образом, переходный поток не представляет важности с точки зрения оценки данной скважины как кандидата для ГРП. Предположительно, индекс продуктивности данной скважины может быть несколько выше, чем ожидалось на первые 30 часов потока. В реальности, конечно, это временной отрезок, в течение которого происходит очистка, и возможно, что более высокий индекс продуктивности никогда не будет реализован.

Следующим значимым фактором переходного режима является важность проводимости, или F_{CD} . Для расчета кратности увеличения по псевдо-радиальному потоку $F_{CD} = 20$ была такой же, как при бесконечной трещине, и для всех практических целей $F_{CD} = 10$ проявляла себя как бесконечная трещина. Однако для раннего периода переходного потока на скважине после ГРП палеточные кривые, полученные по цифровой модели, показывают, что трещина с $F_{CD} = 50$ значительно лучше, чем в случае с $F_{CD} = 10$, а трещина с $F_{CD} = 200$ лучше, чем 50 - проводимость намного важнее, а $F_{CD} = 2$ больше нигде не приближается к оптимальной цели ГРП. Если следовать палеточной кривой $F_{CD} = 10$ для увеличения времени, тогда при безразмерном времени, t_{Dxf} приблизительно равно «2», палеточные кривые для $F_{CD} > 10$ начинают сходиться в одной точке и формируют одну кривую. Таким образом, с наступлением псевдо-радиального потока расчеты КУ приобретают смысл, а трещина с $F_{CD} = 10$ вновь с практической точки зрения проявляет характер бесконечно высокой проводимости. Для более низкой проницаемости, если переходный режим важен, то проводимость (или по крайней мере относительная проводимость в форме F_{CD}) приобретает еще более важное значение.

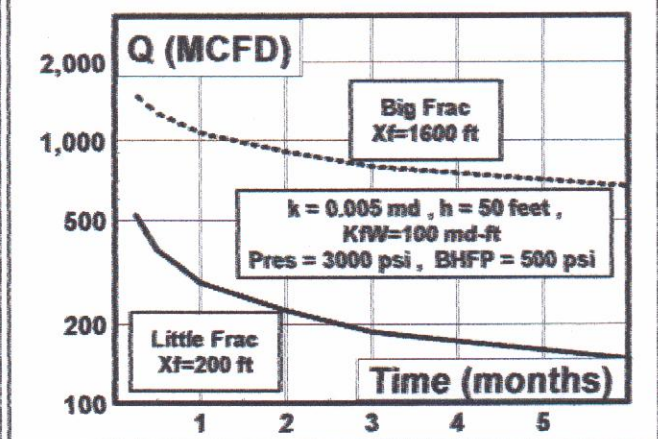
«Не обольщайтесь»

Другой важный момент переходного потока – не обольщаться ранними выводами. Это иллюстрируется на примере данных, см. диаграмму II-5, характерных для газового месторождения Ваттенберг, открытого и начавшегося разрабатываться в начале семидесятых в Колорадо. Первоначальные ГРП были весьма

малообъемными, создавая эффективную длину трещины в пласте от 100 до 200 футов. Несмотря на такие малые трещины и низкую проницаемость пласта, скважины не теряли экономической привлекательности, и началась разработка. Но всего лишь спустя несколько недель выяснилось, что скважины были по существу мертвыми! Это был опыт первого реального знакомства нефтяной промышленности с низкопроницаемыми газовыми коллекторами и переходным потоком, связанным с трещинами конечной проводимости. К сожалению, пришлось потерять много времени и денег, прежде чем а) стало ясно, что в целях коммерческой добычи необходимо создавать очень длинные трещины, и б) мы научились создавать необходимую длину трещины.

Аналогичная гипотетическая ситуация показана на диаграмме II-6, представляя возможную типичную картину на оффшорной газовой скважине с низкой проницаемостью. По данным кратковременных ГДИ газовый дебит составил от 6 до 8 млн фут³/сут., на основании чего можно составить план обработки и подписать контракт. Однако фактическая долгосрочная продуктивность этой скважины оказалась равной 4-5 млн фут³/сут – на половину меньше дебита краткосрочного испытания. К сожалению, ряд чрезвычайно дорогостоящих ошибок, как в данном случае, был допущен на начальном этапе разработки некоторых газовых объектов в Северном море. В любом случае, главное правило при оценке продуктивности после ГРП гласит – «Не обольщайтесь!»

Диаграмма II-5 – Переходный поток на газовом м/р с низкой K, первые разработчики «клюнули» на результаты кратковременных ГДИ



Анализ

Четвертый главный фактор, которым отмечается переходный поток, это ценность данного режима при оценке ГРП на стимулированных скважинах. В первую очередь, при анализе периода билинейного потока, который обсуждался Синко-Ли. [II-10] Билинейный поток возникает при наличии параллельных двух линейных потоков, т.е. когда один поток – линейный несжимаемый внутри трещины (вдоль трещины наблюдается перепад давлений), а другой – линейный сжимаемый в пласте (перепад давления происходит в пласте). [II-10] В стимулированной скважине билинейный поток имеет место в той ситуации, когда основной приток жидкости в ствол создается за счет притока из пласта, а конечное давление трещины не повлияло на режим скважины. Во время билинейного потока невозможно произвести расчет однозначной длины трещины. Лишь при создании линейного потока ($F_{CD} > 30$) в динамике переходного потока прослеживается влияние конечного эффекта, и по результатам ГДИ можно найти однозначную величину длины трещины. Однако фактическое значение проводимости трещины, $k_f w$, можно определить и при существовании билинейного потока, как кратко обсуждается ниже.

Изучая палеточные кривые на диаграмме II-4, из возможных режимов стимулированной скважины прослеживаем преобладание билинейного и радиального потоков. Т.е. большую часть времени занимают либо тот, либо другой режим. С наступлением псевдо-радиального потока ГДИ дает результат по скину, а однозначного значения ни длины трещины, ни ее проводимости получить нельзя. Как отмечалось ранее, во время билинейного потока можно определить однозначную величину для $k_f w$, а по x_f таких расчетов нет. При детальном изучении графиков функции площади сечения билинейного потока, можно увидеть, что все графики этого режима потока параллельны, показатель степени функции в логарифмических координатах равен $1/4$. При анализе данных записи КВД график в логарифмических координатах Δp в зависимости от Δt является хорошей диагностикой билинейного потока. Для добывающей скважины график будет $1/Q$ по отношению к Δt .

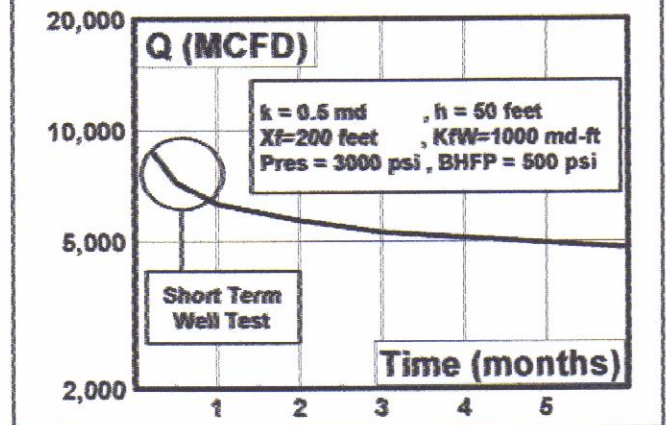
Принимая в данный момент в расчет только режим КВД, наклон графика в логарифмических координатах $1/4$ предполагает, что Δp прямо

пропорциональна Δt , возведенной в степень $1/4$, таким образом, график в прямоугольных координатах Δp (ось Y) против $\Delta t^{1/4}$ (ось X) должен представлять прямую линию, как иллюстрируется на диаграмме II-7. Наклон графика (m_{bf} , в единицах $\text{psi}/\text{час}^{1/4}$) можно использовать для определения проводимости трещины из следующей зависимости (для нефтяной скважины).

$$k_f w = \left[\frac{44.1 Q B \mu}{m_{bf} h (\phi \mu k)^{1/4}} \right]^2$$

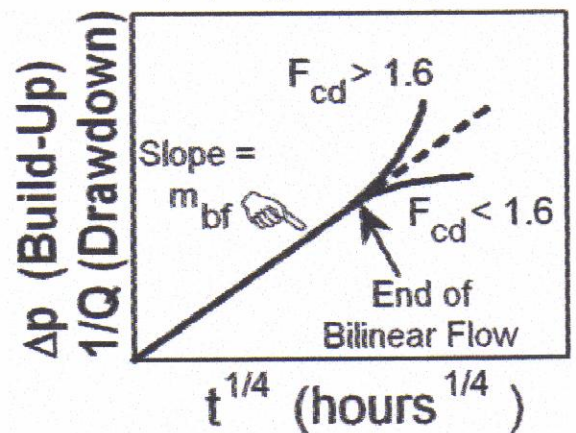
Интересно (и важно) отметить в этом уравнении для $k_f w$, что такие параметры, как Q (расход),

Диаграмма II-6 – Переходный поток после ГРП на газ скв с умеренной K



B (объемный коэффициент пластовой нефти), μ (вязкость нефти), и т.д. достаточно хорошо

Диаграмма II-7 – поведение билинейного потока с постоянной скоростью (например, запись КВД)



известны, и самая большая неизвестная величина

при анализе проведенного ГРП - "к" (проницаемость пласта) не играет особо большой роли при расчете однозначной проводимости. И, наконец, диаграмма иллюстрирует, что режим после окончания билинейного потока может дать качественную оценку F_{CD} (и косвенным способом длину трещины).

Вместе с k_{fv} анализ билинейного потока также может быть использован для анализа поврежденных скважин после стимуляции методом ГРП. [II-11]

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЕ ИСТОЧНИКИ

Section I

1. Papinczak, A. and Miller, W. K., II, "Fracture Treatment Design To Overcome Severe Near Wellbore Damage in a Moderate Permeability Reservoir, Mereenie Field, Australia," SPE 25379, presented at SPE Asia Pacific Conference, Singapore, February 8-10, 1993.
2. McGuire, W. J. and Sikora, V. J.: "The Effect of Vertical Fractures on Well Productivity," Trans. AIME (1960) 219, 401-403.
3. Prats, M. : "Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior - Incompressible Fluid Case," Soc. Pet. Eng. J. (June 1961) 105-118.
4. Cinco-Ley, H., Samaniego-V, F., and Dominquez, N. "Transient Pressure Behavior for a Well with a Finite Conductivity Vertical Fracture," Soc. Pet. Eng. J. (Aug. 1978) 253-264.
5. Reservoir Stimulation, Michael J. Economides and Kenneth G. Nolte, ed., Schlumberger Educational Services, Houston, Texas, 1987.
6. McGuire, W. J. and Sikora, V. J.: "The Effect of Vertical Fractures on Well Productivity," Trans. AIME (1960) 219, 401-403.
7. waterflood fracs
8. waterflood fracs
9. Williams, B.B., Gidley, J.L., and Schechter, R.S.: Acidizing Fundamentals, Monograph Vol. 6, Soc. Pet. Eng. of AIME, 1979.
3. Russell, D.G. and Truitt, N.E.: "Transient Pressure Behavior in Vertically Fractured Reservoirs," J. Pet. Tech., (Oct. 1964), 1159-1170.
4. Gringarten, A.C. and Ramey, H.J., Jr.: "Unsteady State Pressure Distributions Created by a Well with a Single-Infinite Conductivity Vertical Fracture," Soc. Pet. Eng. J. (Aug. 1974) 347-360, Trans. AIME, Vol. 257.
5. Gringarten, A.C., Ramey, H.J., Jr., and Raghavan, R.: "Applied Pressure Analysis for Fractured Wells," J. Pet. Tech. (July 1975) 887-892, Trans., AIME, Vol. 259.
6. Raghavan, R.: "Some Practical Considerations in the Analysis of Pressure Data," J. Pet. Tech. (Oct. 1976).
7. Cinco-Ley, H., Samaniego-V, F., and Dominquez, N. "Transient Pressure Behavior for a Well with a Finite Conductivity Vertical Fracture," Soc. Pet. Eng. J. (Aug. 1978) 253-264.
8. Barker, B. and Ramey, H.J., Jr.: "Transient Flow to Finite Conductivity Vertical Fractures," SPE 7489 presented at the 53rd Annual Tech. Conf., Houston, Oct. 1-3, 1978.
9. Agarwal, R.G., Carter, R.D., and Pollock, C.B.: "Evaluation and Prediction of Performance of Low Permeability Gas Wells Stimulated by Massive Hydraulic Fracturing," J. Pet. Tech. (March 1979) 362-372, Trans., AIME, Vol. 267.
10. Cinco, H. and Samaniego, F.: "Transient Pressure Analysis for Fractured Wells," J. Pet. Tech. (Sept. 1981) 1749-1766.
11. Cinco, H. and Samaniego, F.: "Transient Pressure Analysis: Finite Conductivity Fracture Case Versus Damaged Fracture Case," SPE 10179 presented at 56th Annual Fall Tech. Conf., San Antonio, TX, Oct. 5-7 1981.

Section II

1. Dyes, A. B, Kemp, C.E., and Caudle, B.H.: "Effect of Fractures on Sweep-Out Pattern," Trans., AIME (1958) 213, 245-249.
2. Scott, J.O.: "The Effect of Vertical Fractures on Transient Pressure Behavior of Wells," J. Pet. Tech. (Dec. 1963) 1365-1369.