

ВЛИЯНИЕ ДЕФОРМАЦИЙ ТРЕЩИН НА ДИНАМИКУ ДЕБИТА СКВАЖИН

С.Н. Попов
ИПНГ РАН, Москва, e-mail: popov@ipng.ru

Для пород-коллекторов, относящихся к трещинно-поровому типу, характерно резкое снижение дебита скважин в начальный период их эксплуатации при незначительном снижении пластового давления. Данный эффект связан с процессом смыкания трещин при увеличении эффективных напряжений. Рассмотрим влияние изменения проницаемости трещин на примере одной из скважин Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ).

Ряд авторов [1–3] показывают, что породы-коллекторы АГКМ относятся к трещинно-поровому типу. В связи с этим при разработке данного месторождения должен проявляться эффект влияния деформирования трещин на динамику дебита. В данной работе рассмотрено влияние проницаемости трещин на такой основной показатель эксплуатации скважины, как суточная добыча газа.

Как показали исследования, для высокодебитных скважин АГКМ характерно резкое снижение дебита в начальный период их эксплуатации. Это можно объяснить либо достаточно быстрым смыканием трещин и резким падением трещинной и, соответственно, общей проницаемости, либо тем обстоятельством, что в первые месяцы работы скважины вырабатываются запасы газа в трещинах вблизи скважины. Газ в скважину по системе трещин начинает поступать из поровой матрицы, а так как ее проницаемость значительно ниже, то и приток флюида уменьшается.

В результате анализа графиков динамики дебитов можно сделать вывод о том, что процесс смыкания трещин при депрессии 10 МПа длится 0,5–1,5 года. Через 1–2 года продуктивность этих скважин становится равной продуктивности обычных скважин, вскрывших трещинно-поровый коллектор, а в последующем (через 5–10 лет) они работают уже в условиях порового коллектора. Дополнительный эффект на резкое уменьшение дебита также оказывает исчерпывание запасов трещинного газа, в связи с чем, видимо, и происходит резкое уменьшение пластового давления в первые два года. После этого газоконденсатная смесь начинает поступать в скважину из поровой матрицы, а так как ее проницаемость значительно ниже, то и приток газа значительно уменьшается.

В рамках данной работы предпринята попытка промоделировать динамику дебита скважины, вскрывшей коллектор трещинно-порового типа. Это поможет глубже понять процессы, происходящие в пласте, и в последующем выбрать оптимальные режимы работы скважины.

Моделирование производилось с помощью программного продукта «Техсхема», который предназначен для численного моделирования разработки нефтяных и газовых месторождений [4]. В нем заложена следующая зависимость проницаемости от давления, использованная в ранней работе автора [1]:

$$K_{\text{общ}} = K_{\text{пор}} + K_0 e^{3\beta(P_{\text{пл}} - P_{\text{бг}})}, \quad (1)$$

где β – коэффициент сжимаемости трещин; $P_{\text{пл}}$ – текущее пластовое давление; $P_{\text{бг}}$ – боковое горное давление; $K_{\text{пор}}$ – проницаемость поровой матрицы; K_0 – исходная трещинная проницаемость.

Параметр K_0 представляет исходную трещинную проницаемость при $P_{\text{пл}} = P_{\text{бг}}$. В процессе падения пластового давления в соответствии с данной зависимостью происходит смыкание трещин и, соответственно, падает трещинная проницаемость. Таким образом, имитируется сжатие трещин при уменьшении пластового (забойного) давления. Согласно данной зависимости, падение пластового давления ниже бокового горного приводит к резкому смыканию трещин и падению трещинной проницаемости.

При численных расчетах сетка вблизи скважины сгущена ввиду того, что наиболее резкое уменьшение проницаемости происходит вблизи призабойной зоны – ширина ячейки вблизи скважины составляет 10 м.

Динамика дебита скважины моделировалась на примере скв. 82, работающей на УППГ-1. На боковых гранях моделируемой области прикладывалось реальное изменение давления по УППГ-1. На скважине поддерживалось граничное условие в виде забойного давления, которое также менялось и рассчитывалось таким образом, чтобы депрессия на скважине всегда была равна 10 МПа. Предполагалось неизменным значение газонасыщенности на границе области.

В результате подбора параметров были получены значения, относительно надежно моделирующие динамику дебита (табл. 1). Сжимаемость трещин варьировалась в пределах от 0,03 до 0,045 МПа⁻¹. В результате изменения значения данного коэффициента динамика дебита скважины ведет себя следующим образом: его увеличение ведет к большей нелинейности графика (вогнутости) и увеличению начального (максимального)

дебита; при его уменьшении график более близок линейному типу и начальный дебит становится ниже. Это может говорить о том, что при малых величинах коэффициента сжимаемости трещин трещинная проницаемость оказывает незначительное влияние на общую проницаемость.

Таблица 1

Параметры, подобранные при моделировании динамики дебита скв. 82

Параметр	Значение
Боковое горное давление ($P_{бг}$), МПа	40
Исходное пластовое давление ($P_{пл}$), МПа	61,2
Эффективная газонасыщенная толщина, м	127
Вязкость газоконденсатной смеси (линейно зависит от давления), мПа·с	$0,002P-0,02$
Пористость, %	10
Газонасыщенность, %	100
Коэффициент сжимаемости трещин (β_T), МПа ⁻¹	0,03–0,045
Поровая проницаемость ($K_{пор}$), мД	0,05
Исходная трещинная проницаемость (K_0), мД	0,3

Величина бокового горного давления варьировалось в пределах от 37 до 45 МПа. Изменение данного параметра всего на несколько МПа может привести к значительному изменению дебита скважины. В табл. 2 приведены значения максимальных (начальных) дебитов при разных величинах бокового горного давления, а также другие параметры, использовавшиеся для расчетов. При этом результаты расчетов показывают, что данный параметр оказывает также весьма существенное влияние на годовые дебиты скважин. Так, при $P_{бг}=45$ МПа дебит скважины становится равным в среднем 200 тыс. м³/сут, а при $P_{бг} = 37$ МПа – 500 тыс. м³/сут.

Если принять, что дальнейшее падение давления происходит линейно, то при различных коэффициентах сжимаемости трещин и различных значениях бокового горного давления графики будут асимптотически сходиться на одной величине дебита, которая будет характеризоваться величиной поровой проницаемости и величиной исходной проницаемости трещин (K_0).

Варьируемые значения расчетных параметров

Параметр	Значение		
$P_{ог}$, МПа	45	40	37
$Q_{нач}$, м ³ /сут	550	1060	1580
β , МПа ⁻¹	0,045	0,045	0,045
K_0 , мД	0,3	0,3	0,3

Результаты моделирования динамики дебита скважины однозначно указывают на негативную роль снижения пластового давления при смыкаемости трещин и последующем падении продуктивности скважин. Очевидно, что если каким-либо образом не допустить быстрого падения пластового давления, используя, например, небольшое значение депрессии на пласт, существенно ограничивая исходный и последующие дебиты скважины, вскрывшей коллектор трещинно-порового типа, то можно ожидать, что в последующем данная скважина даст большие дебиты и будет в целом более продуктивной.

Расчеты динамики дебита показывают значительно более медленное падение дебита для моделируемых условий, чем для реальных условий, хотя дебит скважины в первые два года оказывается гораздо меньший. В целом средний дебит скважины за 10 лет ее эксплуатации в таком режиме на 200 тыс. м³/сут больше реального дебита (т.е. в два раза выше реального). Эти расчеты подтверждают эффективность использования энергосберегающего режима эксплуатации скважины, вскрывшей коллектор трещинно-порового типа.

Таким образом, в данной работе на примере одной отдельно взятой скважины АГКМ рассмотрен эффект существенного влияния различных параметров, связанных с деформированием трещин, на динамику дебита.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Попов С.Н.* и др. Влияние трещинной составляющей проницаемости продуктивного объекта на показатели работы скважин АГКМ // Газовая пром-сть. 2003. №9.

2. *Перепеличенко В.Ф.* и др. Разработка нефтегазоконденсатных месторождений Прикаспийской впадины. М.: Недра, 1994. 364 с.
3. *Вяхирев Р.И., Кортаев Ю.П.* Теория и опыт разработки месторождений природных газов. М.: Недра, 1999. 412 с.
4. *Майер В.П.* Гидродинамическая модель фильтрации нефти, газа и воды в пористой среде // Путиведь. Екатеринбург, 2000. 207 с.