

МОДЕЛЬ ВЛИЯНИЯ НЕСТАЦИОНАРНЫХ И НЕЛИНЕЙНЫХ ЭФФЕКТОВ НА ПРОВОДИМОСТЬ ТРЕЩИН ГИДРОРАЗРЫВА ДЛЯ НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Д.А. Самоловов

Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Существующий подход к оценке проводимости трещины ГРП не всегда однозначно описывает фактические данные эксплуатации, особенно для газоконденсатных месторождений. Возможные причины подобного несоответствия — отсутствие учёта нестационарных эффектов, возникающих при течении в пласте, и недостаточно строгий учёт нелинейных эффектов, возникающих при течении в трещине.

Цель. Разработка методики, позволяющей оценивать проводимость трещин ГРП с учётом нестационарных и нелинейных эффектов.

Материалы и методы. В работе используется разработанная автором аналитическая безразмерная модель течения в трещине ГРП. Управляющие параметры модели — безразмерная проводимость и безразмерный D-фактор.

Результаты. В работе показано, что классический подход к описанию проводимости трещины ГРП через отношение проводимостей пласта и трещины требует корректировки. Предлагается учитывать в расчёте безразмерной проводимости нестационарные эффекты, возникающие при течении в пласте, а также принимать во внимание величину безразмерного D-фактора, продемонстрирована необходимость подобных корректировок. Кроме того, в работе показано, что газовые скважины с трещинами ГРП могут иметь существенное значение D-фактора, связанного с нелинейным течением в упаковке проппанта.

Заключение. Результаты работы могут использоваться при дизайне процесса гидроразрыва, при проектировании разработки месторождений скважинами с трещинами ГРП, а также при выборе подходящих методов моделирования ГРП как в аналитических моделях, так и в гидродинамических симуляторах.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, безразмерная проводимость трещины ГРП, ГРП на газовых скважинах, нелинейные эффекты течения в трещинах ГРП

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Самоловов Д.А. Модель влияния нестационарных и нелинейных эффектов на проводимость трещин гидроразрыва для нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(4):86–97. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-86-97>

Статья поступила в редакцию 22.07.2024

Принята к публикации 22.08.2024

Опубликована 27.12.2024

MODEL OF NON-STEADY AND NON-LINEAR EFFECTS INFLUENCING ON HYDRAULIC FRACTURES PRODUCTIVITY FOR OIL, GAS AND GAS-CONDENSATE FIELDS

Dmitriy A. Samolovov

Gazprom нефть company group, RF, Saint-Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. The existing approach to assessing the conductivity of a hydraulic fracture does not always clearly describe the actual operating data, especially for gas condensate fields. Possible reasons for this discrepancy are the lack of consideration of non-stationary effects arising during flow in the reservoir and insufficiently strict consideration of non-linear effects arising during flow in the fracture.

Aim. Development of a methodology that allows assessing the conductivity of hydraulic fractures taking into account non-stationary and non-linear effects.

Materials and methods. The work uses an analytical dimensionless model of flow in a hydraulic fracture developed by the author. The control parameters of the model are dimensionless conductivity and dimensionless D-factor.

Results. The paper shows that the classical approach to describing the conductivity of a hydraulic fracture through the ratio of the conductivities of the formation and the fracture requires adjustment. It is proposed to take into account non-stationary effects arising during flow in the formation in the calculation of dimensionless conductivity, as well as to take into account the value of the dimensionless D-factor, the need for such

adjustments is demonstrated. In addition, the paper shows that gas wells with hydraulic fractures can have a significant value of the D-factor associated with non-linear flow in the proppant package.

Conclusion. The results of the work can be used in the design of the hydraulic fracturing process, in the design of field development using wells with hydraulic fracturing fractures, as well as in the selection of suitable methods for modeling hydraulic fracturing both in analytical models and in hydrodynamic simulators.

Keywords: hydraulic fracturing, dimensionless conductivity of fractures, hydraulic fracturing of gas wells, non-linear fluid flow in hydraulic fractures

Conflict of interest: the author declares no conflict of interest.

For citation: Samolovov D.A. Model of non-steady and non-linear effects influencing on hydraulic fractures productivity for oil, gas and gas-condensate fields. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(4):86–97. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-86-97>

Manuscript received 22.07.2024

Accepted 22.08.2024

Published 27.12.2024

ВВЕДЕНИЕ

Трудно представить современную индустрию добычи нефти и газа без гидравлического разрыва пласта (ГРП). Данная технология настолько распространённая и логичная с точки зрения разработки ТРИЗов, что в данный момент трудно определить истоки как промысловых методов реализации гидроразрыва пластов, так и теоретических подходов, используемых для проектирования, прогнозных расчётов и промыслового анализа.

Технология гидравлического разрыва пласта подразумевает создание в продуктивном пласте протяжённой плоской полости в виде трещины, заполненной расклинивающим агентом — проппантом. Трещина ГРП обычно соединяется со скважиной через порт, характерный размер которого порядка диаметра скважины. Притекающий из пласта флюид доставляется к данному порту через пористую среду — плотно упакованный проппант, проницаемость упаковки которого имеет порядок сотен Дарси. Несмотря на существенную проницаемость упаковки проппанта, при движении флюида по трещинам гидроразрыва могут возникать гидравлические потери давления, так как их ширина обычно порядка нескольких миллиметров, и фильтрационное сопротивление упаковки проппанта может быть сопоставимо с фильтрационным сопротивлением пласта. Аналогичные процессы могут происходить в длинных горизонтальных нефтяных и газовых скважинах, что приводит к падению депрессии на пласт по мере приближения к забою и, как следствие, сокращению удельной продуктивности на единицу длины [1, 2, 3]. Одним из параметров, описывающих влияние гидравлических потерь давления в трещине ГРП на продуктивность скважины, может быть отношение проводимости трещины

к проводимости пласта — так называемая безразмерная проводимость трещины F_{CD} :

$$F_{CD} = \frac{k_f \delta}{k x_f}, \quad (1)$$

где k_f — проницаемость упаковки проппанта, мД, δ — раскрытость трещины ГРП, м, k — проницаемость пласта, мД, x_f — полудлина трещины ГРП, м.

Существуют теоретические наработки, развивающие данный подход, например [4]. Стоит отметить, что в самых первых работах, положивших начало развитию данного понятия, например [5, 6, 7], используется обозначение C_{FD} , однако в последние годы всё чаще встречается использование именно F_{CD} . В данной работе для обозначения безразмерной проводимости трещины ГРП используется обозначение F_{CD} во избежание возможной путаницы с аббревиатурой технологий вычислительной гидродинамики — CFD (computational fluid dynamic). Однако

ДЛЯ УЧЕТА ВЛИЯНИЯ НЕСТАЦИОНАРНЫХ И НЕЛИНЕЙНЫХ ЭФФЕКТОВ НА ПРОВОДИМОСТЬ ТРЕЩИН ГРП РАЗРАБОТАН И АПРОБИРОВАН ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ ПОДХОД, УЧИТЫВАЮЩИЙ РАЗНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ТРЕЩИН ГРП, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ ПРОЕКТИРОВАТЬ ЗАКАНЧИВАНИЯ С ТРЕБУЕМЫМИ ПРОДУКТИВНЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ.

применение (1) для оценки влияния гидравлических потерь ограничено, так как в подобной модели не учитывается потенциально возможный вклад следующих процессов, происходящих при разработке нефтяных и газовых месторождений скважинами с трещинами ГРП.

1. Кратно высокие и непостоянные значения коэффициента продуктивности на нестационарном режиме работы, связанные

с небольшим фильтрационным сопротивлением притока из относительно небольшой области дренирования пласта на старте эксплуатации скважины, увеличивающейся по мере работы скважины.

2. Схождение притока вблизи порта ГРП, приводящее к дополнительному сопротивлению трещины ГРП потоку, а также к зависимости продуктивных характеристик скважины от диаметра отверстия в порте ГРП.
3. Нелинейный характер течения флюида через упаковку проппанта, особенно в случае разработки газовых месторождений, что приводит к необходимости учёта нелинейных фильтрационных характеристик упаковки проппанта при оценке продуктивности трещины ГРП — например, коэффициента β , входящего в квадратичный закон фильтрации Форшгеймера.

Определенный анализ влияния нелинейного характера течения флюида через упаковку проппанта проводится в работе [4], однако методически такой подход выражается в коррекции проницаемости проппанта множителем, зависящем от дебита скважины:

$$k_f' = k_f (1 + bRe). \quad (2)$$

На практике этот метод из-за присутствия в параметрах расчётной величины (дебита) использовать затруднительно, так как он подразумевает итерационный процесс решения уравнений. Кроме того, как будет строго показано далее, влияние нелинейности течения флюида в упаковке проппанта выражается в отдельной характеристике трещины ГРП и не описывается только коррективкой величины F_{CD} .

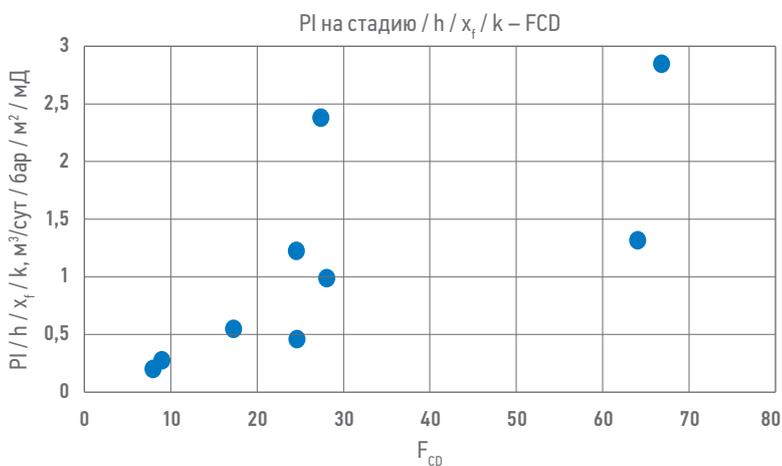


Рис. 1. Анализ влияния величины безразмерной проводимости трещины ГРП на продуктивность для низкопроницаемого пласта газоконденсатного месторождения с околокритическим состоянием флюида. Составлено автором
Fig. 1. Normalized productivity index vs. fracture conductivity for low-permeability near-critical gas-condensate field. Arranged by the author

Цель данной работы — разработка подхода, позволяющего учитывать вклад вышеперечисленных процессов в продуктивность скважин с трещинами ГРП, а также определение безразмерных параметров таких трещин, определяющих характер и величину влияния описанных эффектов и позволяющих проектировать заканчивания с требуемыми продуктивными характеристиками.

ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

Распространённый подход к оценке проводимости и проектированию заканчивания трещин ГРП основан на расчёте величины безразмерной проводимости трещины ГРП F_{CD} . Рекомендуемые значения F_{CD} , позволяющие характеризовать трещину как бесконечно проводимую, в разных литературных источниках находятся в пределах 1...10. Данный подход позволяет успешно проектировать параметры заканчивания с трещинами ГРП для нефтяных пластов с проницаемостью порядка 1 мД и выше, однако для низкопроницаемых пластов с проницаемостью существенно ниже 1 мД, особенно насыщенных околокритическими флюидами или газом, общепризнанные рекомендации по значению F_{CD} могут не давать требуемого результата. На **рис. 1** приведена зависимость начальной продуктивности газовых скважин с трещинами ГРП газоконденсатного месторождения Ачимовской толщи с околокритическим состоянием флюида, нормированная на величины фазовой проницаемости и эффективной газонасыщенной толщины пласта, полудлины трещины ГРП и величины псевдодавления, учитывающей зависимости величины сверхсжимаемости и вязкости газа от давления. Нормировка на фильтрационно-ёмкостные свойства пласта, полудлину трещины ГРП и свойства газа проведена для изолированного изучения влияния на продуктивность исключительно характеристик течения газа внутри трещины ГРП через упаковку проппанта. По всей видимости, данный пример демонстрирует некоторое противоречие между рекомендуемыми значениями параметра F_{CD} и фактически наблюдаемыми эффектами для низкопроницаемых ачимовских пластов. Возможные причины данного отклонения описаны во введении.

Строгий анализ подхода к проектированию параметров заканчивания трещин ГРП, основанного на расчёте величины F_{CD} (1), показывает, что в лежащей в основе подхода аналитической модели рассматривается стационарный или псевдостационарный режим работы скважины, что противоречит

одной из основных особенностей эксплуатации низкопроницаемых газовых залежей ачимовских пластов — кратно большему значению коэффициентов продуктивности на нестационарном режиме по сравнению с псевдостационарными значениями. Это одна из причин, обеспечивающих рентабельность разработки подобных объектов. Также широко распространено мнение, согласно которому уравнение притока газа к трещинам ГРП характеризуется нулевым значением нелинейного коэффициента β , напрямую связанного с понятием D-фактора [8], т.к. одна из ключевых особенностей гидравлического разрыва — это кратное увеличение площади контакта с пластом, что приводит к существенному снижению скорости фильтрации в призабойной зоне, в связи с чем вклад нелинейного члена закона Форшгеймера в уравнение притока пренебрежимо мал. Нелинейные процессы фильтрации вблизи трещины ГРП обычно не дают ощутимого вклада в продуктивность скважины. Однако строгий анализ вклада различных процессов в формирование коэффициентов уравнения притока газа к трещине ГРП показывает, что нелинейные потери при течении газа в упаковке проппанта могут приводить к возникновению ненулевого D-фактора для скважин с подобным заканчиванием. Рассмотрим вклад линейного и нелинейного членов уравнения Форшгеймера в формирование перепада давления вдоль трещины ГРП типовой конструкции с типовыми параметрами продуктивности для низкопроницаемых ачимовских пластов:

- полудлина трещины 100 м;
- средняя раскрытость трещины $\delta = 3$ мм;
- высота трещины $h = 20$ м;
- дебит газа $q = 100$ тыс. м³/сут;
- вязкость газа при забойном давлении $\mu = 0,05$ сПз;
- плотность газа при стандартных условиях $\rho_0 = 0,8$ кг/м³;
- проницаемость проппанта $k_f = 200$ Д;
- коэффициент $\beta = 0,56$;
- забойное давление $p_{заб} = 300$ бар;
- объёмный коэффициент газа при забойном давлении $V(p_{заб}) = 0,0043$.

Величину коэффициента β можно оценить на основе результатов экспериментальной работы Ergun [9], в соответствии с которой его значение для упаковки шаров одинакового диаметра зависит от пористости упаковки следующим образом:

$$\beta = \frac{1,75}{m^{1,5}\sqrt{150}}. \quad (3)$$

В рассматриваемых условиях линейная часть градиента давления при течении

через упаковку проппанта внутри трещины ГРП в соответствии с законом Форшгеймера равна 0,2 бар/м, в то время как нелинейная часть градиента давления равна 0,98 бар при $\beta = 1,08$ в соответствии с (3) для самой плотной упаковки — гранецентрированной кубической, с пористостью ~26%. Таким образом, необходима разработка модели, позволяющая учитывать нелинейные и нестационарные эффекты при оценке продуктивности газовых скважин с трещинами ГРП.

АНАЛИТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Рассмотрим основные уравнения, описывающие процесс притока газа или нефти из пласта и течения в трещине ГРП. Введём следующие допущения, касающиеся учёта физических эффектов.

1. Приток из пласта в трещину ГРП пропорционален площади рассматриваемого участка трещины.
2. Приток из пласта в трещину ГРП линейно зависит от перепада давления между пластом и трещиной.
3. Течение в упаковке проппанта в трещине ГРП стационарно и подчиняется закону Форшгеймера.
4. Линейное падение величины раскрытости трещины по мере удаления от точки инициации к точке схождения.

Первое допущение предполагает рассмотрение ранних режимов работы трещины ГРП, при которых течение флюида в пласте около трещины происходит по линейным траекториям. Именно эти режимы соответствуют максимальным величинам коэффициента продуктивности, дебита газа и вкладу в экономическую составляющую разработки. Второе допущение в контексте притока газа связано с особенностью зависимости произведения вязкости околокритического газа на объёмный коэффициент в диапазоне давлений выше ~120 бар — эта величина практически постоянна, что обеспечивает линейную зависимость функции псевдодавления $m(p)$ от давления, описывающей приток газа, свойства которого существенно отличаются от идеального [10]. Типовая зависимость $m(p)$ приведена на **рис. 2**.

Третье допущение связано с результатами экспериментальной работы [9], в соответствии с которой течение газа в упаковке проппанта в диапазоне Re до 10^4 можно описать двучленным законом Форшгеймера. В условиях рассмотренных допущений распределение удельного притока из пласта в трещину ГРП на единицу длины можно записать в следующем виде:

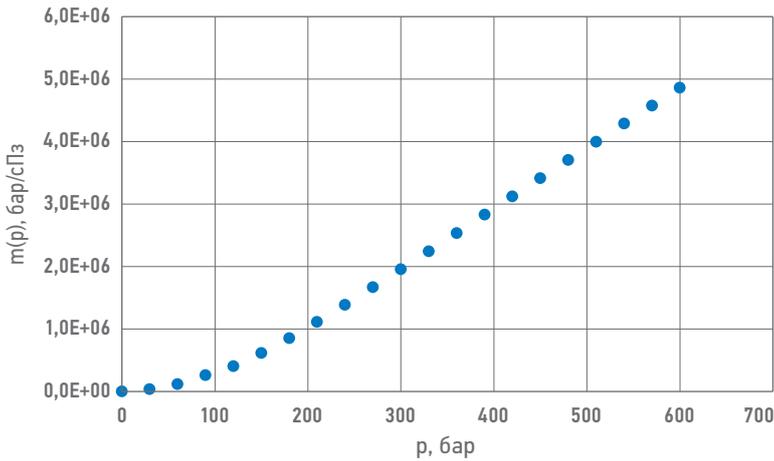


Рис. 2. Типовая зависимость псевдодавления ($m(p)$) от давления для околокритического газоконденсатного флюида. Составлено автором
 Fig. 2. Typical pseudo-pressure vs. pressure plot. Arranged by the author

$$\frac{dq(x)}{dx} = 2\pi\alpha(p_{пл} - p(x)), \quad (4)$$

где $q(x)$ — дебит газа в стандартных условиях, протекающий через поперечное сечение трещины на расстоянии x от центра трещины, $m^3/сут$, x — расстояние от центра трещины, м, α — удельный коэффициент продуктивности на единицу площади трещины, $m^3/сут/бар/м^2$, $p_{пл}$ — пластовое давление, бар, $p(x)$ — давление в трещине на расстоянии x от центра, бар.

Распределение давления внутри трещины при этом подчиняется следующему закону:

$$\begin{aligned} \frac{dp(x)}{dx} &= \frac{\mu}{k_f} v + \frac{\beta \rho}{\sqrt{k_f}} v^2 = \\ &= \frac{\mu}{k_f} \frac{q(x)B(p(x))}{h(x)\delta(x)} + \frac{\beta \rho}{\sqrt{k_f}} \left(\frac{q(x)B(p(x))}{h(x)\delta(x)} \right)^2, \end{aligned} \quad (5)$$

где учтено линейное убывание раскрытости трещины по мере удаления от точки инициации в зависимости $\delta(x)$. Введём следующие безразмерные переменные:

1. Безразмерная координата

$$x_D = \frac{x}{x_f}. \quad (6)$$

2. Безразмерное давление

$$p_D = \frac{p_{пл} - p(x)}{p_{пл} - p_{заб}}. \quad (7)$$

3. Безразмерное забойное давление

$$p_{заб}^D = \frac{p_{заб}}{p_{пл}}. \quad (8)$$

4. Безразмерный дебит

$$q_D = \frac{q}{\alpha(p_{пл} - p_{заб})\pi x_f^2}. \quad (9)$$

5. Безразмерная проводимость трещины ГРП

$$f_{CD} = \frac{\delta_0 k_f}{\alpha \mu x_f^2 B(p_{заб})}. \quad (10)$$

6. Безразмерный D-фактор трещины ГРП

$$f_{DD} = \frac{\alpha \beta \rho_0 \sqrt{k_f} x_f p_{пл}}{\mu \delta_0}. \quad (11)$$

7. Безразмерный объёмный коэффициент

$$B_D = \frac{B(p)}{B(p_{заб})}. \quad (12)$$

8. Безразмерный радиус скважины

$$r_{wD} = \frac{r_w}{x_f}. \quad (13)$$

Тогда систему уравнений (4)–(5) можно записать в виде:

$$\frac{dp_D}{dx_D} + \frac{q_D B_D}{2x_D(1-x_D)} \cdot \left(1 + \frac{q_D}{2x_D(1-x_D)} f_{DD}(1-p_{заб}^D) \right) = 0, \quad (14)$$

$$\frac{dp_D}{dx_D} = 2 p_D x_D. \quad (15)$$

Граничные условия для системы (14)–(15) — равенство нулю дебита на конце трещины $q_D(x_D) = 0$ и равенство давления в точке инициации трещины забойному $p_D(x_D = r_w/x_f) = 1$. Далее по тексту безразмерные проводимость (10) и D-фактор трещины ГРП (11), обозначенные строчными буквами, будут скорректированы на основе анализа общего решения. Сразу необходимо отметить факт недостаточности использования для характеристики проводимости трещины ГРП только параметра f_{CD} . Отдельное внимание стоит уделить аналитической аппроксимации PVT-модели.

PVT-МОДЕЛЬ

Многообразие компонентных составов пластовых флюидов предполагает разнообразие зависимостей объёмного коэффициента от давления. Эти зависимости играют важную роль при описании течения в трещинах ГРП т.к. объёмный коэффициент регулирует величину скорости флюида в трещине, а значит и величину линейных и нелинейных потерь давления. Для максимального охвата всех возможных типов флюидов, добывающихся с помощью трещин ГРП, в данной работе рассматриваются три различные параметрические PVT-модели.

1. Нефть при давлении выше давления насыщения — например, разработка низкопроницаемых нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления.

- Газ с низким содержанием конденсата, «сухой» газ — например, разработка туронских залежей скважинами с трещинами ГРП.
- Околокритический газоконденсатный флюид, например, разработка ачимовских и юрских залежей с аномально высоким пластовым давлением (АВПД).

Рассмотрим, как выбор того или иного типа параметрического флюида влияет на формулировку уравнений, в частности на зависимость величины $V_D(p_D)$ (12).

Нефтяные месторождения при давлении выше давления насыщения

В этом случае предполагается постоянство объёмного коэффициента ввиду низкой сжимаемости однофазной углеводородной жидкости и $V_D = \text{const}$.

Газ с низким содержанием конденсата

Наиболее часто используемая аппроксимация зависимости объёмного коэффициента для таких условий — это обратно пропорциональная зависимость объёмного коэффициента от давления, при этом зависимость безразмерного объёмного коэффициента от безразмерного давления выражается следующим образом:

$$V_D(p_D) = \frac{p_{заб}^D}{1 - p_D(1 - p_{заб}^D)}. \quad (16)$$

Околокритический газоконденсатный флюид

Коэффициент сверхсжимаемости для околокритических газоконденсатных флюидов может достигать 2 и более при пластовом давлении. Учитывая существенное влияние пересчёта дебита в скорость на перепад давления внутри трещины ГРП, особенно с учётом нелинейного члена уравнения Форшгеймера, необходим подробный контроль нелинейности зависимости коэффициента сверхсжимаемости от давления. Также околокритический характер флюидов даёт более высокую, по сравнению с сухими углеводородными газами, чувствительность зависимости PVT-свойств от давления к составу, и, как следствие, существенный разброс PVT-зависимостей от залежи к залежи. Для параметризации PVT-модели воспользуемся известной корреляцией [11] для коэффициента сверхсжимаемости:

$$Z = \left(0,4 \lg\left(\frac{T}{T_{кр}}\right) + 0,73\right) \frac{p}{p_{кр}} + \frac{p}{p_{кр}}, \quad (17)$$

где $p_{кр}$ и $T_{кр}$ — соответственно критическое давление и критическая температура. Тогда

входящую в уравнения (14)–(15) величину V_D (12) можно представить в виде:

$$\frac{V(p)}{V(p_{заб}^D)} = \frac{p_{заб}^D p_{пл}^*}{z(p_{заб}^D)} \frac{Z(p_{пл}^*(1 - (1 - p_{заб}^D)p_D))}{p_{пл}^*(1 - (1 - p_{заб}^D)p_D)}, \quad (18)$$

где $p_{пл}^*$ — приведённое пластовое давление, равное отношению пластового давления к критическому.

Дальнейшие результаты представляются для трёх описанных типов флюидов. Стоит отметить, что для околокритического газоконденсата величины приведённых пластовых давлений и температуры меняются в основном при переходе от одного объекта разработки к другому, поэтому в пределах одного проекта можно считать, что основные безразмерные параметры, определяющие продуктивность скважины с трещиной ГРП, следующие:

- 1) безразмерная проводимость трещины ГРП — f_{CD} ;
- 2) безразмерный D-фактор трещины ГРП — f_{DD} ;
- 3) безразмерное забойное давление — $p_{заб}^D$;
- 4) безразмерный радиус ствола скважины / порта ГРП — r_{wD} .

ОБЩЕЕ РЕШЕНИЕ

Принцип соответствия для определения безразмерной проводимости трещины ГРП

Полученное выражение (10) для величины безразмерной проводимости трещины — f_{CD} — существенно отличается от общепринятого в литературе и в практике нефтегазового инжиниринга выражения (1), в частности второй степенью при полудлине трещины x_f . Однако существует предельный переход, в рамках которого определение безразмерной проводимости (10) сокращается до (1). Опишем условия, при которых они совпадают.

Рассмотрим линейный стационарный приток газа к трещине ГРП с расстояния, равного полудлине трещины x_f (рис. 3). Тогда величина α , входящая в (10), равна:

$$\alpha = \frac{q}{S \Delta p} = \frac{2kh_f(p_{пл} - p_{заб}^D)}{\mu B(p_{заб}^D) x_f} = \frac{2k}{\mu B(p_{заб}^D) x_f}. \quad (19)$$

Подстановка в (10) даёт:

$$f_{CD} = \frac{\delta_0 k_f}{\alpha \mu x_f^2 B(p_{заб}^D)} = \frac{\mu B(p_{заб}^D) x_f}{2k} \frac{\delta_0 k_f}{\mu x_f^2 B(p_{заб}^D)} = \frac{\delta_0 k_f}{2k x_f}. \quad (20)$$

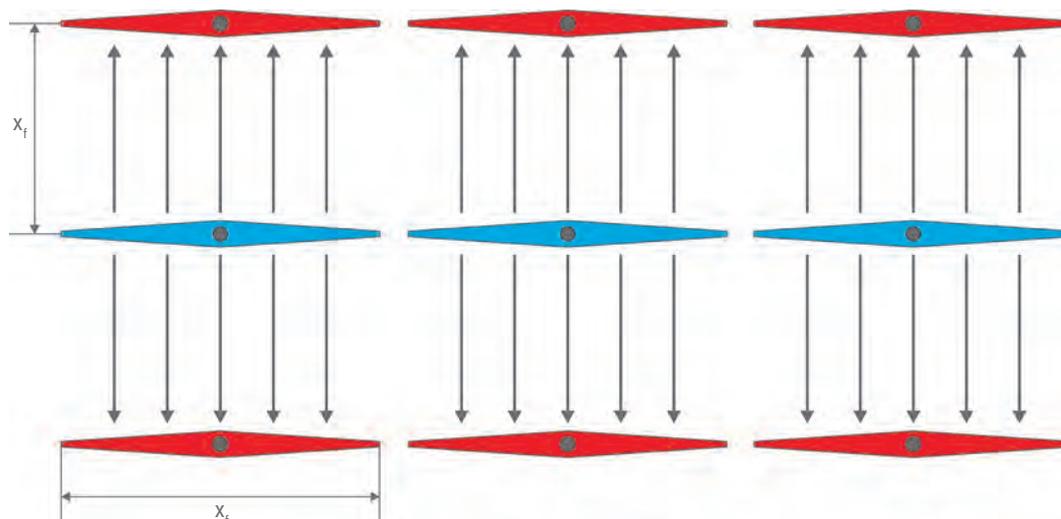


Рис. 3. Линейный стационарный приток к скважине с трещиной ГРП. Составлено автором
 Fig. 3. Linear steady-state inflow to fractured well. Arranged by the author

На стационарном режиме в случае линейно распределённого притока к трещине ГРП выражения для ее безразмерной проводимости совпадают с точностью до множителя. Именно в подобных условиях относительно быстрого выхода на стационарный режим работы эксплуатировались первые скважины с трещинами ГРП, что связано либо с относительно высокой проницаемостью ~1 мД, либо с относительно низкой полной сжимаемостью пластовой системы, обусловленной разработкой нефтяных объектов при давлении выше давления насыщения или относительно неглубоких объектов с низким запасом упругой энергии в пласте. Таким образом, общепринятое выражение для расчёта F_{CD} (1) является асимптотическим приближением теории, излагаемой в данной работе.

Оценка потенциальной продуктивности скважин с трещинами ГРП

Очевидно, что общее решение системы уравнений (14)–(15) аналитическим способом довольно затруднительно, поэтому в данной работе представлено решение, полученное численными методами. Результаты общего решения системы уравнений (14)–(15) представлены графически в виде палеток для определения безразмерного дебита q_D , физический смысл которого — множитель на продуктивность скважины с трещиной ГРП бесконечной проводимости, рассчитанной без учёта эффектов нелинейного течения и сопротивления проппанта.

Анализ уравнений системы (14)–(15) не показывает возможности переноса безразмерного радиуса ствола скважины r_{wD} и безразмерного забойного давления $p_{заб}^D$ в параметры проводимости трещины. Однако

в ходе анализа большого количества численных решений системы уравнений (14)–(15) в широком диапазоне значений величин f_{CD} , f_{DD} , r_{wD} , $p_{заб}^D$ установлено, что влияние радиуса ствола скважины можно учесть с помощью коррекции выражений для расчёта безразмерной проводимости и безразмерного D-фактора трещины в следующем виде:

$$F_{CD} = \frac{\delta_0 k_f}{\alpha \mu x_f^2 B(p_{заб}^D)} \frac{5,6}{\ln(1/r_{wD})} F^*, \quad (21)$$

$$F_{DD} = \frac{\alpha \beta \rho_0 \sqrt{k_f} x_f p_{пл}}{\mu \delta_0} \frac{0,0056}{r_{wD}^{3/4}} F^*, \quad (22)$$

при этом в множителе знаменателя $r_{wD}^{3/4}$ следует положить $r_{wD} = 0,0002$ для значений $r_{wD} \leq 0,0002$ (это достаточно редко встречающееся на данный момент значение, однако современные вызовы в области разработки трудноизвлекаемых запасов намекают тенденцию на приближение к подобным значениям), а F^* — поправка на величину забойного давления, равная единице в случае разработки нефтяных месторождений выше давления насыщения и заключенная в диапазоне 1...4 в зависимости от значения безразмерной проводимости F_{CD} и безразмерного забойного давления $p_{заб}^D$ для случая разработки газовых и газоконденсатных месторождений (рис. 4, 5).

Именно выражения (21) и (22) являются безразмерной проводимостью и безразмерным D-фактором, выносимыми в основные результаты данной работы. Стоит отметить естественность характера влияния величины r_{wD} на F_{CD} и F_{DD} : логарифм радиуса в знаменателе линейной части проводимости трещины сопоставим со знаменателем формулы Дюпюи, радиус в степени $3/4$ в знаменателе безразмерного

D-фактора частично сопоставим со знаменателем нелинейного коэффициента уравнения притока для газовой скважины [12].

На рис. 6 представлена палетка для определения безразмерного дебита q_D . Данная палетка универсальна для всех трёх рассматриваемых типов флюида — нефти при давлении выше давления насыщения, «сухого» газа и околоскритического газового конденсата, благодаря соответствующей поправке F^* . Как отмечено выше, для случая месторождений околоскритического газоконденсатного флюида решение зависит также от величины отношения пластового давления к критическому $p_{пл}^*$, однако в ходе анализа установлено, что изменение величины $p_{пл}^*$ в два раза приводит к изменению результата только на 10 %, поэтому на рис. 6 представлены результаты решения для наиболее часто встречающегося значения величины $p_{пл}^* \sim 12$.

Анализ результатов, представленных на рис. 6, показывает, что существует по меньшей мере три характерных области значений параметров F_{CD} и $F_{DD}(1 - p_{заб}^D)$, описывающих характер влияния безразмерных характеристик трещины на продуктивность.

1. Низкие значения $F_{CD} < 10$. В этой области величина продуктивности практически не зависит от значений $F_{DD}(1 - p_{заб}^D)$, при этом оставаясь на уровне не выше 10% от продуктивности трещины бесконечной проводимости.
2. Высокие значения $F_{DD}(1 - p_{заб}^D) > 10$. В этой области наблюдается слабая зависимость продуктивности от F_{CD} , находящейся на уровне порядка 5% от продуктивности трещины бесконечной проводимости. Также в данных условиях увеличение раскрытости трещины может не приводить к увеличению её проводимости, если при этом значение величины $F_{DD}(1 - p_{заб}^D)$ не снизится до приемлемого уровня.
3. Низкие значения $F_{DD}(1 - p_{заб}^D) < 0.01$. В этой области практически отсутствует влияние нелинейного слагаемого уравнения Форшгеймера и продуктивность трещины зависит в основном от значения F_{CD} — что соответствует отсутствию влияния нелинейных эффектов на поток в трещине ГРП, однако остаётся влияние нестационарных процессов на зависимость продуктивности трещины от величины F_{CD} .

СЛЕДСТВИЯ ИЗ ТЕОРИИ

Оценка коэффициентов уравнения притока и D-фактора скважин с трещинами ГРП

Ещё одним полезным применением изложенной в данной работе теории является

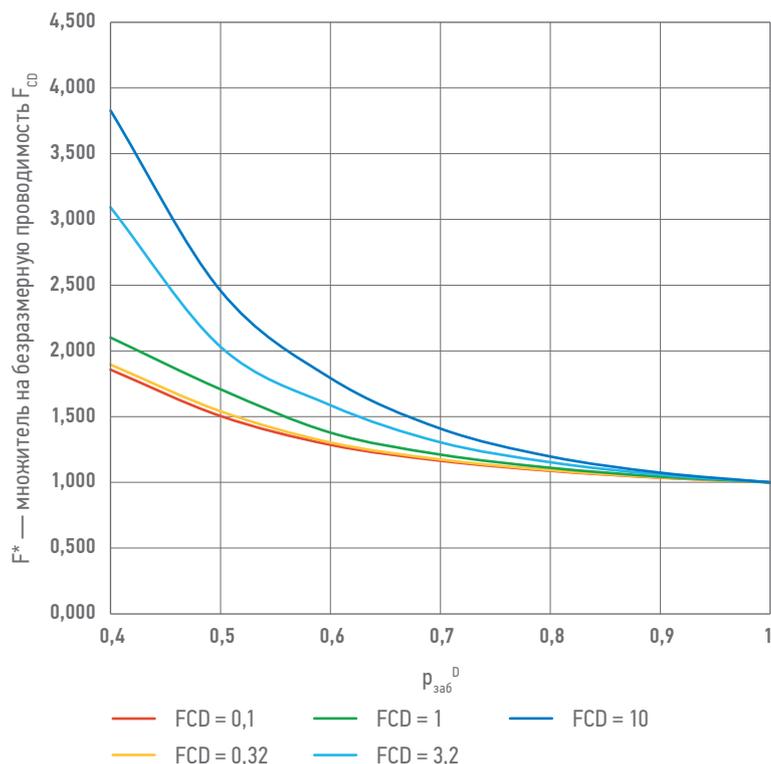


Рис. 4. Величина поправки F^* безразмерной проводимости F_{CD} за счёт влияния забойного давления для случая разработки залежей «сухого» газа. Составлено автором

Fig. 4. F_{CD} correction multiplier due to bottom hole pressure influence for dry gas fields. Arranged by the author

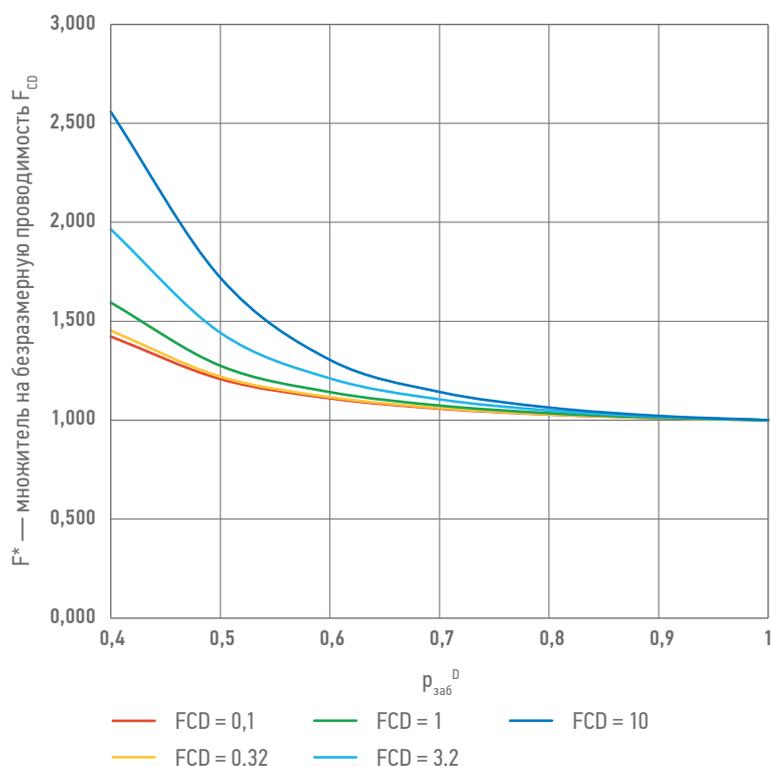


Рис. 5. Величина поправки F^* безразмерной проводимости F_{CD} за счёт влияния забойного давления для случая разработки залежей околоскритического газоконденсатного флюида. Составлено автором

Fig. 5. F_{CD} correction multiplier due to bottom hole pressure influence for near-critical gas-condensate fields. Arranged by the author

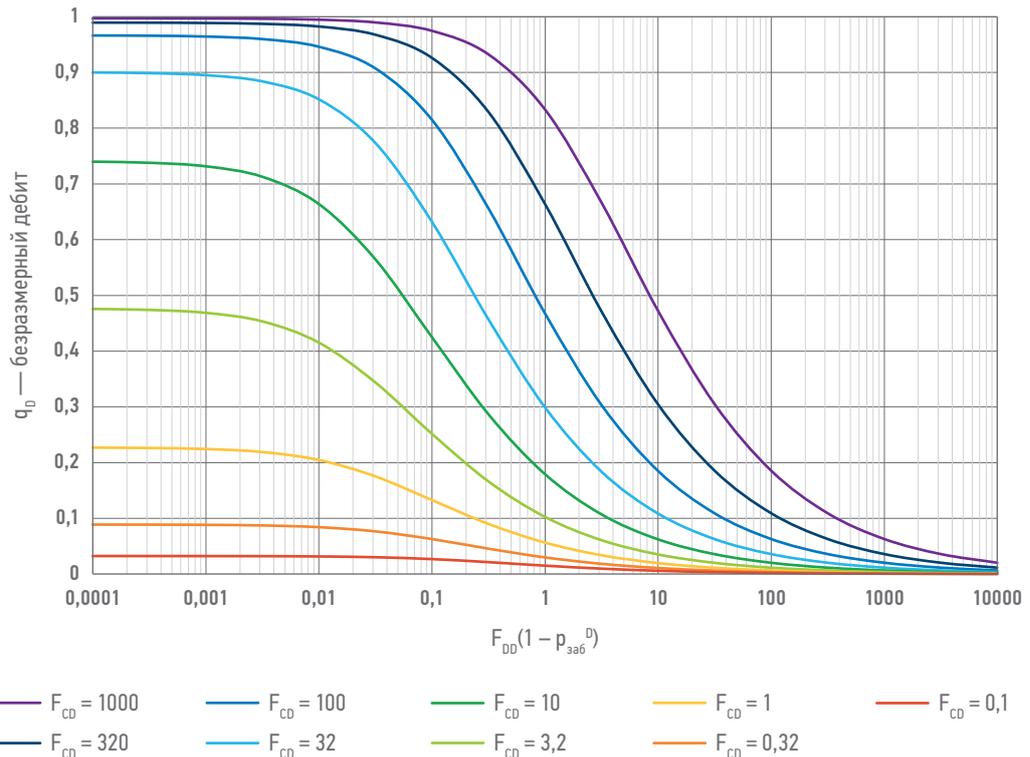


Рис. 6. Палетка для определения безразмерного дебита скважины с трещиной ГРП при различных значениях F_{CD} и F_{DD} . Составлено автором

Fig. 6. Master chart for dimensionless production rate of fractured well at various FCD and FDD. Arranged by the author

оценка величины D-фактора. Несмотря на приведённые в работе [8] справедливые аргументы касательно пренебрежимо малого вклада нелинейных эффектов в призабойной зоне пласта в значение D-фактора, анализ общего решения уравнений (14)–(15) демонстрирует ненулевое значение D-фактора за счёт нелинейных эффектов в упаковке проппанта.

В определённых пределах общее решение уравнений (14)–(15) можно описать в виде квадратичного уравнения со следующими значениями D-фактора:

- для разработки нефтяных залежей при давлении выше давления насыщения

$$D = 0,18 \frac{\beta \rho_0 B(p_{заб}) \ln(1/r_{wD}) kh}{x_f \sqrt{k_f} \delta_0^2 \pi^2 \frac{r_{wD}^{3/4}}{\mu}}, \quad (23)$$

- для разработки газовых залежей с низким содержанием конденсата

$$D = 0,18 \frac{10^{(2,2p_{заб}^D - 2)} \beta \rho_0 B(p_{заб}) \ln(1/r_{wD}) kh}{x_f \sqrt{k_f} \delta_0^2 \pi^2 \frac{r_{wD}^{3/4}}{\mu}}, \quad (24)$$

- для разработки залежей околоскритического газоконденсатного флюида

$$D = 0,18 \frac{10^{(2,25p_{заб}^D - 1,95)} \beta \rho_0 B(p_{заб}) \ln(1/r_{wD}) kh}{x_f \sqrt{k_f} \delta_0^2 \pi^2 \frac{r_{wD}^{3/4}}{\mu}}, \quad (25)$$

при этом так же, как и для (22), в множителе знаменателя $r_{wD}^{3/4}$ следует положить $r_{wD} = 0,0002$ для значений $r_{wD} \leq 0,0002$.

Описание общего решения квадратичным уравнением притока справедливо в области $F_{DD}/F_{CD} \leq 10^4$, за пределами этой области общее решение не описывается квадратичным уравнением притока.

Стоит отметить, что для конкретного значения rwD выражение для расчёта D-фактора совпадает с точностью до множителя с выражением для расчёта коэффициента нелинейной части уравнение притока / D-фактора вертикальной скважины [12], если в качестве радиуса скважины использовать полудлину трещины, а в качестве толщины пласта — раскрытость трещины ГРП.

Гидродинамическое моделирование процессов разработки месторождений скважинами с трещинами ГРП

Результаты изложенной теории также приводят к определённым выводам относительно корректной технологии численного гидродинамического моделирования разработки месторождений с применением скважин с ГРП. Существуют методические подходы и опции гидродинамических симуляторов, позволяющие учесть все описанные в данной работе физические процессы, например прямое моделирование трещины ГРП как высокопроницаемого канала в пласте с расчётом потоков по закону Форшгеймера. Вычислительные мощности

обычно не позволяют реализовать подобную расчётную схему для долгосрочного полномасштабного прогнозирования показателей разработки. Для подобных горизонтов планирования обычно применяются встроенные в симуляторы опции задания трещин с помощью виртуальных перфораций пласта, параметры которых рассчитываются исходя из свойств объекта разработки и параметров моделируемой трещины ГРП, а сами подходы к расчёту параметров виртуальных перфораций обычно не документируются т.к. являются интеллектуальной собственностью.

Однако опыт использования подобных опций гидродинамических симуляторов и анализ чувствительности моделей виртуальных перфораций к изменению входных параметров приводит к следующим выводам относительно учёта физических процессов, описываемых в данной работе.

1. Нелинейные эффекты при течении в трещине ГРП, связанные с инерционными потерями давления (8), не учитываются в некоторых гидродинамических симуляторах при использовании опции моделирования ГРП с помощью виртуальных перфораций. Это может приводить к некоторому завышению показателей разработки и может корректироваться введением D-фактора для скважин с трещинами ГРП, рассчитываемого по формулам (23)–(25).
2. Эффект схождения потока к порту ГРП внутри трещины ГРП также может не учитываться в некоторых гидродинамических симуляторах при использовании опции моделирования ГРП с помощью виртуальных перфораций или их корректный учёт требует применения неочевидных настроек параметров заканчивания ствола скважины. Это также может приводить к некоторому завышению показателей разработки и к некорректным выводам относительно влияния раскрытости трещины ГРП на продуктивность скважины. В подобных случаях логичным было бы введение множителя на продуктивность скважины в соответствии с описанными в данной работе результатами, однако такой подход несколько противоречит расчёту параметров сообщаемости скважины с пластом в симуляторе, т.к. не дополняет его, а является «заплаткой».

Тем не менее опции моделирования ГРП с помощью виртуальных перфораций, доступные в гидродинамических симуляторах, — удобный и перспективный расчётный инструмент, имеющий определённый потенциал расширения учитываемых физических процессов.

ПРИМЕР АНАЛИЗА РАБОТЫ СКВАЖИНЫ С ТРЕЩИНАМИ ГРП С ПРИМЕНЕНИЕМ РАЗРАБОТАННОЙ ТЕОРИИ

Рассмотрим пример анализа работы горизонтальной скважины с многостадийным ГРП, эксплуатирующейся на ачимовской залежи околоскритического газоконденсатного флюида. В соответствии с характеристиками режима работы скважины и параметрами заканчивания — дебитом газа, депрессией, высотой трещины, полудлиной и раскрытостью — определим величины безразмерных характеристик проводимости трещины F_{CD} и F_{DD} на старте и через месяц эксплуатации (табл. 1).

Изменение безразмерных параметров трещины спустя месяц эксплуатации связано, во-первых, с падением коэффициента продуктивности в 4 раза, во-вторых, с закономерным увеличением депрессии в 4 раза. В соответствии с палеткой на рис. 7 величины безразмерных дебитов на старте эксплуатации и через месяц равны соответственно 0,057 и 0,105. Стоит отметить: несмотря на то что величина безразмерной продуктивности, рассчитанной для данной скважины классическим способом по формуле (1), составляет порядка 25 и такая трещина считается имеющей бесконечную проводимость, учёт дополнительных эффектов, связанных с нестационарным режимом притока

Таблица 1. Параметры заканчивания скважины, свойств пласта и флюида, режимов работы скважин

Table 1. Parameters of well completion, fluid and reservoir properties, well productivity

Полудлина трещины, м	40
Раскрытость трещины, мм	5
Высота трещины, м	20
Радиус порта ГРП, м	0.057
Вязкость газа, сПз	0,05
Проницаемость проппанта, Д	100
Начальное пластовое давление, бар	550
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³	0,8
Дебит газа на старте, тыс. м ³ /сут	220
Депрессия на старте, бар	35
Дебит газа через месяц, тыс. м ³ /сут	220
Депрессия через месяц, бар	140
$F_{CD} / F_{DD}(1 - p_{заб}^D)$ на старте	4,6 / 0,65
$F_{CD} / F_{DD}(1 - p_{заб}^D)$ через месяц	18,4 / 0,70
Безразмерный дебит q_D на старте	0,057
Безразмерный дебит q_D через месяц	0,105

к трещине и нелинейным характером течения в упаковке проппанта приводит к более пессимистичным выводам относительно проводимости трещины.

Кроме того, даже после увеличения безразмерной проводимости трещины, рассчитываемой по предлагаемой методике (21) до 18,4, трещина всё ещё оказывается ограниченной по проводимости, т.к. вклад нелинейных потерь в трещине ГРП в снижение безразмерной продуктивности остаётся всё ещё существенным. В подобных условиях логичным решением для роста продуктивности выглядит увеличение количества портов и снижение депрессии / снижение полудлины трещины. Такое решение подобно бурению длинных горизонтальных скважин на нефтяных оторочках и снижению депрессии для эксплуатации на докритических режимах без прорыва газа из газовой шапки.

ВЫВОДЫ

Анализ полученных в работе результатов позволил сделать следующие важные выводы.

1. Классический подход к оценке проводимости трещины ГРП через отношение проводимостей пласта и трещины $k_f \delta_f / k x_f$ описывает стационарные и псевдостационарные режимы работы скважины и требует корректировки в случае разработки объектов, для которых существенная часть рентабельной добычи происходит на нестационарном режиме — газовые залежи, низкопроницаемые залежи с АВПД и т.п. В данной работе предлагается подход к корректировке расчёта безразмерной проводимости трещины ГРП (21), учитывающий нестационарные эффекты и в стационарном пределе совпадающий с классическим.
2. Для газовых и газоконденсатных месторождений безразмерная проводимость трещины F_{CD} , рассчитываемая по предлагаемой в данной работе методике (21), зависит также от величины забойного давления.
3. Одной величины безразмерной проводимости F_{CD} (21) недостаточно для описания проводимости трещины т.к. при постоянном значении F_{CD} и различных значениях безразмерного D-фактора F_{DD} (22) безразмерная продуктивность трещины может варьироваться в достаточно широких пределах.
4. Влияние безразмерного D-фактора F_{DD} (22) на продуктивность скважины зависит от забойного давления — в общем решении параметр F_{DD} фигурирует в виде комплекса $F_{DD}(1 - p_{заб}^D)$, т.к. F_{DD} описывает влияние нелинейных потерь давления в трещине ГРП на её продуктивность, что тесно связано с понятием D-фактора.
5. Результаты работы свидетельствуют о наличии у скважин с трещинами ГРП ненулевого D-фактора, обусловленного нелинейным течением через упаковку проппанта. Также в работе получены аналитические формулы (23)–(25), позволяющие рассчитать величину D-фактора трещины ГРП для случаев эксплуатации нефтяных, газовых или газоконденсатных месторождений.
6. Раскрытость трещины по-разному влияет на проводимость трещины в зависимости от величины безразмерного D-фактора, в то время как классический подход с применением одной только безразмерной проводимости (1) предполагает однозначный характер влияния раскрытости трещины на результат.
7. В зависимости от значений предложенных в данной работе безразмерных чисел F_{CD} и F_{DD} , характеризующих вклад линейных и нелинейных эффектов в проводимость трещины ГРП, можно определять применимость той или иной технологии моделирования притока в гидродинамическом симуляторе. Например, для случая $F_{DD}(1 - p_{заб}^D) < 0,01$ — пренебрежимо малого вклада нелинейных потерь в проводимость трещины, — допустимо выбирать технологию моделирования, не учитывающую нелинейные потери в трещине.

Список литературы

1. *Dikken B.J.* Pressure Drop in Horizontal Wells and Its Effect on Production Performance. *Journal of Petroleum Technology*. 1990, no. 42(11), pp. 1426–1433. SPE-19824-PA.
2. *Самоловов Д.А.* Модель влияния вязкого трения на продуктивность горизонтальных скважин // *Известия вузов: Нефть и газ*. — 2014. — № 4. — С. 48–52.
3. *Самоловов Д.А.* Аналитическая модель влияния гидравлических потерь в горизонтальных стволах газовых скважин на продуктивность / Д.А. Самоловов, Р.Т. Апасов, С.А. Нехаев // *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*. — 2023. — № 8(2). — С. 68–82. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-68-82>
4. *Economides M., Oligney R., Valko P.* Unified Fracture Design: Bringing the Gap Between Theory and Practice. Orsa Press: Alvin, Texas, 2002. 262 p.
5. *Prats M.* Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior — Incompressible Fluid Case. *Society of Petroleum Engineering Journal*. 1961, June, pp. 105–118. SPE 1575-G
6. *van Poolen H.K., Tinsley J.M., Saunders C.D.* Hydraulic Fracturing — Fracture Flow Capacity vs. Well Productivity. *Petroleum Transaction, AIME*. 1958, vol. 213, pp. 91–95. SPE 890-G

7. Cinco-Ley H, Samaniego-V.F. Transient Pressure Analysis for Fractured Wells. *Journal of Petroleum Technology*. 1981, September, pp. 1749–1766.
8. Dobkine S., Dewenter W., Yushkov I., Nesterenko A. Deliverability Modeling of West Siberia Gas-Condensate Wells. SPE161972
9. Ergun S., Orning A.A. Fluid Flow through Randomly Packed Columns and Fluidized Beds. *Industrial and Engineering Chemistry*. 1949, vol. 41, no. 6, pp. 1179–1184.
10. Al-Hussainy, Ramey R., H.J., Jr., Crawford P.B. The Flow of Real Gases Through Porous Media. *Journal of Petroleum Technologies*. 1966, May, pp. 624–636.
11. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. — М.: Недра, 1984. — 264 с.
12. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. — М.: Недра, 1993. — 416 с.

References

1. Dikken B.J. Pressure Drop in Horizontal Wells and Its Effect on Production Performance. *Journal of Petroleum Technology*. 1990, no. 42(11), pp. 1426–1433. SPE-19824-PA.
2. Samolovov D.A. Model for influence viscous friction on horizontal well productivity. *News of higher educational institution: Oil and gas*. 2014, no. 4, pp. 48–52. (In Russ.)
3. Samolovov D.A. Analytical model for influence of hydraulic pressure losses in horizontal gas wells on productivity / D.A. Samolovov, R.T. Apasov, S.A. Nekhaev. *PROneft. Professionally about oil*. 2023, vol. 8, no. 2, Pp. 68–82. (In Russ.) <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-68-82>
4. Economides M., Oligney R., Valko P. *Unified Fracture Design: Bringing the Gap Between Theory and Practice*. Orsa Press: Alvin, Texas, 2002. 262 p.
5. Prats M. Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior — Incompressible Fluid Case. *Society of Petroleum Engineering Journal*. 1961, June, pp. 105–118. SPE 1575-G
6. van Poollen H.K., Tinsley J.M., Saunders C.D. Hydraulic Fracturing — Fracture Flow Capacity vs. Well Productivity. *Petroleum Transaction, AIIME*. 1958, vol. 213, pp. 91–95. SPE 890-G
7. Cinco-Ley H., Samaniego-V.F. Transient Pressure Analysis for Fractured Wells. *Journal of Petroleum Technology*. 1981, September, pp. 1749–1766.
8. Dobkine S., Dewenter W., Yushkov I., Nesterenko A. *Deliverability Modeling of West Siberia Gas-Condensate Wells*. SPE161972
9. Ergun S., Orning A.A. Fluid Flow through Randomly Packed Columns and Fluidized Beds. *Industrial and Engineering Chemistry*. 1949, vol. 41, no. 6, pp. 1179–1184.
10. Al-Hussainy, Ramey R., H.J., Jr., Crawford P.B. The Flow of Real Gases Through Porous Media. *Journal of Petroleum Technologies*. 1966, May, pp. 624–636.
11. Gurevich G.R., Brusilovsky A.I. *Reference book for phase envelope and properties of gas-condensate mixtures*. Moscow: Mineral resources, 1984. 264 p. (In Russ.)
12. Basniev K.S., Kochina I.N., Maksimov V.M. *Subsurface fluid mechanics*. Moscow: Mineral resources, 1993. 416 p. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Д.А. Самоловов — аналитическое изучение проблемы на основе обобщения фактических данных, постановка задачи, разработка аналитической модели, определение безразмерных переменных, общее решение, анализ решения и формулировка рекомендаций.

Dmitriy A. Samolovov — analytical screening based on experimental data, tasking, analytical model formulation, dimensionless analysis, general solution, analysis of results and formulation of recommendation.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Дмитрий Алексеевич Самоловов — кандидат технических наук, эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Dmitriy A. Samolovov — Cand. Sci. (Tech.), Expert, Gazprom нефт company group
3–5, Pochtamtorskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru