DOI: 10.24412/2076-6785-2026-3-38-43

УДК 550.82 I Научная статья

Формирование зоны переориентации вокруг скважины с закрепленной трещиной гидроразрыва

Мулюков Д.Р.[1], Федоров А.И.[1], Щутский Г.А.[2]
[1]Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия;
[2]ООО «РН-Юганскнефтегаз» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Нефтеюганск, Россия
Mulyukovdr@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация
В статье представлены результаты исследования напряженного состояния пласта при наличии трещины гидроразрыва и изменённого поля давления. Исследование выполнено с применением вычислительного алгоритма, основанного на методе граничных элементов. Исследовано влияние раскрытия трещин и воздействия измененного поля давления на формирование зоны переориентации напряжения. Установлено, что оба типа воздействия вызывают ортогональную переориентацию напряжения вблизи добывающей скважины в окрестности трещины. Размер зоны переориентации зависит от ширины трещины, времени эксплуатации скважины и контраста напряжений.

Материалы и методы
Для решения задачи о определении напряженно-деформированного состояния пласта при наличии трещины гидроразрыва пласта и измененного поля пластового давления использован вычислительный алгоритм, основанный на методе граничных элементов. В работе исследовано влияние параметров нагружения пласта (контраст напряжений), а также технологических параметров скважины (ширина трещины гидроразрыва пласта, время работы скважины) на характеристики зоны переориентации.

Ключевые слова
напряженное состояние пласта, трещина гидроразрыва пласта, геомеханическое моделирование, контраст горизонтальных напряжений, пластовое давление, переориентация напряжения

Для цитирования
Мулюков Д.Р., Федоров А.И., Щутский Г.А. Формирование зоны переориентации вокруг скважины с закрепленной трещиной гидроразрыва // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 3. С. 38–43. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-3-38-43

Поступила в редакцию: 12.05.2026

UDC 550.82 I Original Paper

Formation of zone with reoriented main stresses around wellbore with fixed hydraulic fracture

Mulyukov D.R.[1], Fedorov A.I.[1], Shchutsky G.A.[2]
[1]Branch office of “RN-GIR” LLC in Ufa – BashNIPIneft (Rosneft PJSC Group Company), Ufa, Russia;
[2]“RN-Yuganskneftegaz” LLC (Rosneft PJSC Group Company), Nefteyugansk, Russia
Mulyukovdr@rn-gir.rosneft.ru

Abstract
The results of a study of the stress state of a reservoir with a hydraulic fracture and altered reservoir pressure field are presented in the paper. Numerical algorithm based on boundary element method is used for calculation of stress state. Both fracture opening and altered reservoir pressure is taken into account to find out their influence on stress reorientation zone formation. It is established that both factors lead to orthogonal reorientation of main stresses around producing wellbore with fixed hydraulic fracture. The size of reorientation zone depends on fracture opening, well operation time and regional stress contrast.

Materials and methods
To solve the problem of determining the stress-strain state of a formation in the presence of a hydraulic fracture and a modified reservoir pressure field, a computational algorithm based on the boundary element method was used. The paper investigates the influence of reservoir loading parameters (stress contrast), as well as well technological parameters (hydraulic fracture width, well operation time) on the characteristics of the reorientation zone.

Key words
formation stress state, hydraulic fracturing, geomechanical modeling, regional stress contrast, reservoir pressure, stress reorientation

For citation
Mulyukov D.R., Fedorov A.I., Shchutsky G.A. Formation of zone with reoriented main stresses around wellbore with fixed hydraulic fracture. Exposition Oil Gas, 2026, issue 3, P. 38– 43. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-3-38-43

Received: 12.05.2026

Введение

Напряженное состояние пласта определяет большой спектр процессов, происходящих при разработке месторождений. От напряжения в пласте зависят условия бурения скважины [1], проведение операций гидроразрыва пласта [2], а также фильтрационно-емкостные свойства пласта [3, 4], которые в свою очередь влияют на добычу углеводородов [5, 6]. Основными источниками техногенного изменения напряжения пласта в процессе разработки являются расклинивающие породу трещины гидроразрыва (механический эффект), а также изменение порового давления (пороупругий эффект) вследствие нагнетания или отбора пластового флюида. В настоящей работе изучено влияние этих факторов на напряженное состояние в окрестности скважины. Особенный интерес настоящей работы — зоны переориентации главных напряжений в окрестности скважин. Подобная тема поднималась в работах [7–10]. Настоящее исследование затрагивает условия формирования зон переориентации в непосредственной окрестности скважин, поскольку наличие такой зоны может приводить к переориентации трещины повторной операции гидроразрыва. Кроме того, в данной работе рассмотрены некоторые важные аспекты формирования зоны переориентации, которые остались за рамками упомянутых работ, такие как раздельное влияние механического и пороупругого факторов, влияние мощности пласта, а также выделение основных параметров, влияющих на условия переориентации [11].

Основная часть

Напряженное состояние пласта в попроупругой среде описывается тензором полных напряжений, σ, который можно записать в форме [12]:

$$\sigma = \sigma^{\text{эфф}} + \alpha p I, \qquad (1)$$

где $\sigma^{\text{эфф}}$ — тензор эффективных напряжений, действующих на матрицу породы, p — поровое давление насыщающей жидкости, α — коэффициент пороупругости, I — единичный тензор. В работе принято считать сжимающее напряжение положительным.

Постановка задачи

Напряженно-деформированное состояние в однородной пороупругой среде должно удовлетворять уравнению равновесия:

$$\operatorname{div} \sigma^{\text{эфф}} + \alpha \nabla p = 0, \qquad (2)$$

$$\sigma_{ij}^{\text{эфф}} = \lambda \varepsilon_{ll} \delta_{ij} + 2\mu \varepsilon_{ij},$$

$$\varepsilon_{ij} = -\frac{1}{2}\left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i}\right),$$

где ε_{ij} — компоненты тензора деформаций, p — пластовое давление, u_i — компоненты вектора смещения, λ — коэффициент Ламе, μ — модуль сдвига, δ_{ij} — символ Кронекера. Система уравнений решается численно при помощи алгоритма, основанного на методе граничных элементов при помощи аналога симулятора [13].

Расчетная область — безграничное трехмерное пространство, в котором находится одиночная трещина прямоугольной формы (рис. 1). Для замыкания системы уравнений в качестве граничных условий приняты напряжения, действующие на бесконечном расстоянии от трещины:

$$\sigma\,|_{r\to\infty} = \sigma_0 = \begin{pmatrix} \sigma_{\min} & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_{\max} & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_V \end{pmatrix}. \qquad (3)$$

Величина σ_0 также называется региональным напряжением. Проводящий коллектор в безграничной среде занимает ограниченную по вертикали область $z \in [-h_к/2,\ h_к/2]$, где $h_к$ — мощность коллектора. Далее будем считать, что в пределах коллектора поле давления равно рассчитанному с использованием гидродинамического моделирования, а в остальной части пространства остается неизменным. Таким образом латеральный градиент поля давления в уравнении (2) существует только в ограниченной по высоте полосе.

Граничные условия для трещины в зависимости от характера работы скважины могут быть разными. Далее будем рассматривать трещины, нормаль которых параллельна оси $0x$. Берега трещины нагнетательной скважины остаются в открытом состоянии за счет поддержания давления выше давления закрытия трещины. Такие трещины далее будем называть незакрепленными. На поверхности незакрепленной трещины выполняются условия:

$$\sigma_{xx} = p_w,\ \sigma_{xy} = \sigma_{xz} = 0. \qquad (4)$$

Берега трещины добывающей скважины сохраняют форму за счет расклинивающего агента (пропанта или песка). Будем называть такие трещины закрепленными и считать, что их ширина постоянна:

$$[u_x] = w. \qquad (5)$$

Квадратные скобки в уравнении (5) обозначают скачок переменной. Трещины занимают прямоугольную область $s \in [-l,\ l]$, $z \in [-h/2,\ h/2]$, где l, h — полудлина и высота трещины, а s — координата вдоль трещины в латеральной плоскости. Центральная плоскость трещины совпадает с центральной плоскостью коллектора $z = 0$. Далее все расчеты приведены именно в этой плоскости.

Необходимо отметить, что в реальности форма трещин слабо отличается от прямоугольной только в случае, когда контраст напряжений между коллектором и барьером достаточно высок. При малом же контрасте трещина будет иметь форму, близкую к окружности. В данной работе ограничимся рассмотрением случая с высоким контрастом. Постоянство ширины трещины также является дополнительным упрощением. Очевидно, что в зоне, прилегающей к берегам

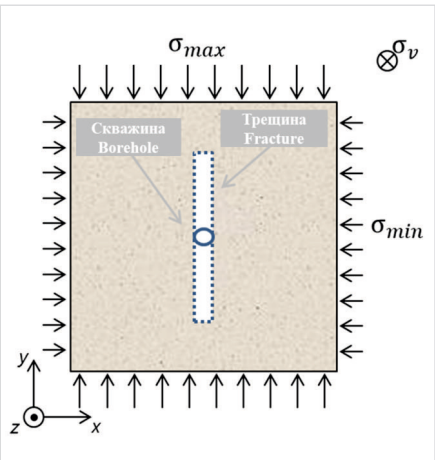

Рис. 1. Геометрия расчетной области
Fig. 1. Geometry of the computational domain

Табл. 1. Свойства, используемые в модели
Tab. 1. Properties used in the model

Параметр	Значение
Пористость, %	40
Проницаемость, мкм^2	10^{-3}
Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м^3	855
Вязкость нефти в стандартных условиях, мПа·с	1,34
Начальная нефтенасыщенность, %	50
Начальное поровое давление, МПа	25
Главное вертикальное напряжение, МПа	69,7
Главное минимальное горизонтальное напряжение, МПа	33,5
Главное максимальное горизонтальное напряжение, МПа	34,5
Забойное давление добывающих скважин, МПа	5
Забойное давление нагнетательных скважин, МПа	45
Коэффициент пороупругости	1
Коэффициент Пуассона	0,25
Модуль Юнга, ГПа	17,5
Мощность пласта, м	10
Полудлина трещины гидроразрыва пласта, м	100
Высота трещины гидроразрыва пласта, м	10

трещине такое упрощение может привести к существенной ошибке в расчетах, однако на удалении от берегов трещины характер поля напряжения не изменится.

Для незакрепленных трещин при превышении критерия разрушения материала, происходит рост трещины. Далее при рассмотрении полей напряжения от незакрепленных трещин будем считать, что критерий роста не выполняется.

Основные свойства среды, использующиеся при расчетах, представлены в таблице 1.

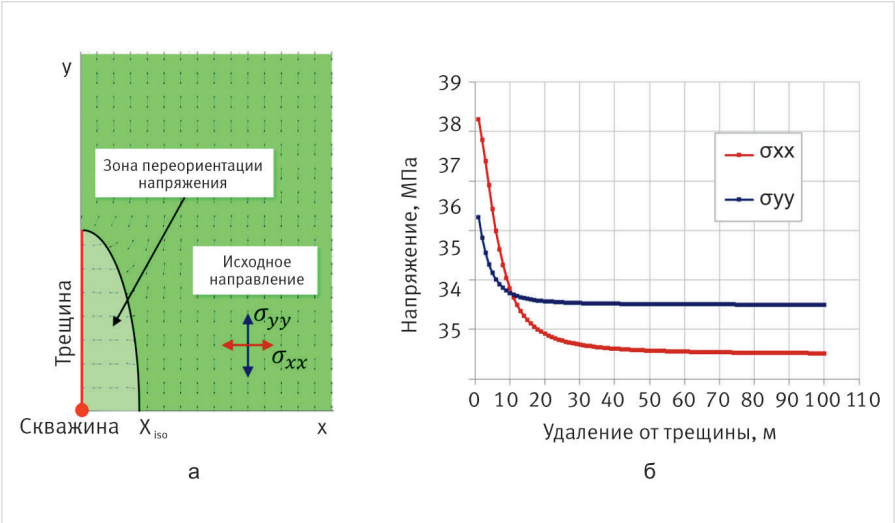

Рис. 2. Поле направлений (а) напряжения и график компонент напряжений (б), индуцированных механическим раскрытием трещины
Fig. 2. Field of stress directions (a) and graph of stress components (б) induced by mechanical crack opening

Добывающая скважина, механический эффект

Рассмотрим пример изменения напряженного состояния вокруг закрепленной трещины в отсутствие измененного поля давления. Основными анализируемыми параметрами являются направление максимального главного горизонтального напряжения, а также компоненты тензора напряжения.

Рисунок 2 демонстрирует результаты расчетов направления главных напряжений (слева) и компонентов напряжения σ_{xx}, σ_{yy} в пласте при наличии трещины раскрытия. Исходное направление напряжения параллельно оси $0y$ согласно определению тензора напряжения на удалении от трещины (3). Здесь выполнено $\sigma_{xx} < \sigma_{yy}$. По мере приближения к поверхности трещины обе компоненты увеличиваются, однако компонента σ_{xx} делает это быстрее. На некотором расстоянии $x = x_{iso}$ от поверхности трещины они становятся равными: $\sigma_{xx}(x_{iso}) = \sigma_{yy}(x_{iso})$, после чего при дальнейшем приближении к трещине компонента σ_{yy} остается меньше компоненты σ_{xx}. Таким образом в окрестности трещины направление главных напряжений изменяется.

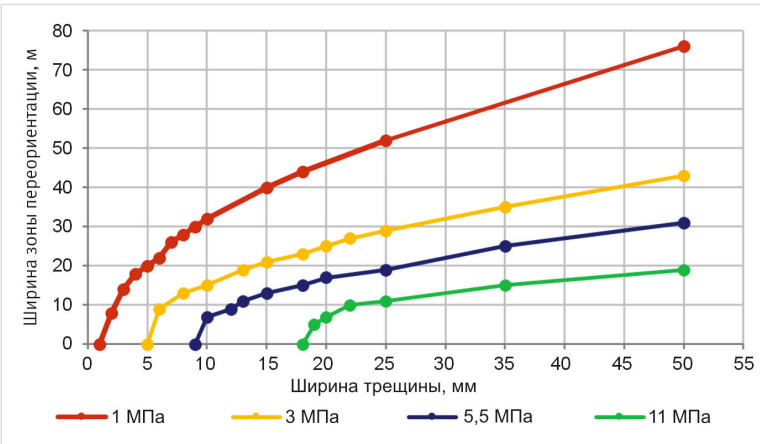

Рис. 3. Ширина зоны переориентации в зависимости от ширины раскрытия трещины для различных значений контраста напряжений
Fig. 3. Width of the reorientation zone depending on the crack opening width for different stress contrast values

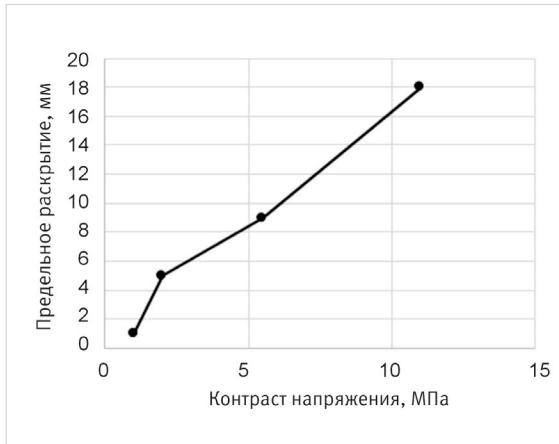

Рис. 4. Зависимость предельного раскрытия трещины от контраста напряжения
Fig. 4. Dependence of the maximum crack opening on the stress contrast

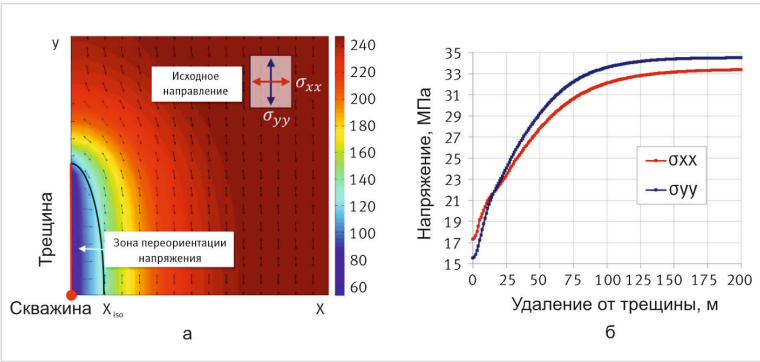

Рис. 5. Поле направлений (а) и график зависимости компонент напряжений от удаления от трещины (б), индуцированных пороупругим эффектом
Fig. 5. Field of directions (a) and graph of the dependence of stress components on the distance from the crack (б), induced by the poroelastic effect

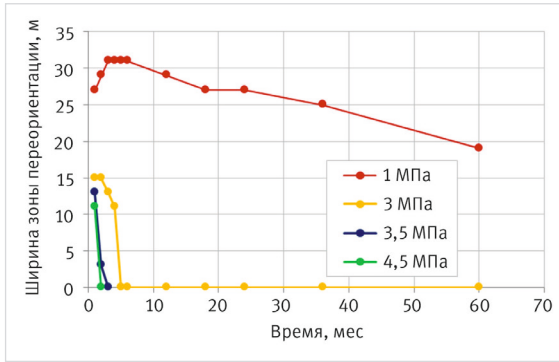

Рис. 6. Ширина зоны переориентации в зависимости от времени работы добывающей скважины для различных значений контраста напряжения
Fig. 6. Width of the reorientation zone depending on the operating time of the production well for different values of stress contrast

Этот эффект называется ортогональной переориентацией напряжений [9]. Точку $x = x_{iso}$, в которой компоненты напряжений равны друг другу, будем называть точкой изотропии. Область, в которой наблюдается эффект переориентации напряжений, будем называть областью переориентации и характеризовать ее шириной W на оси $0x$. В силу симметрии задачи выполняется равенство $W = 2x_{iso}$. В рассмотренном примере ширина зоны переориентации составляет 20 метров. Таким образом, механический эффект от закрепления трещины приводит к образованию зоны переориентации. Также из рисунка 2 можно заметить, что линии напряжений сходятся к трещине.

Ширина зоны переориентации зависит от величины раскрытия трещины. Чем больше ширина, тем больше воздействие оказывает трещина на пласт. Очевидно, что контраст напряжения $\Delta\sigma = \sigma_{max} - \sigma_{min}$ также должен влиять на наличие и ширину зоны переориентации напряжения. На рисунке 3 приведены графики изменения ширины зоны переориентации для набора значений контраста напряжений. В приведенных расчетах контраст $\Delta\sigma$ варьируется путем изменения значения σ_{max} при постоянном значении σ_{min}. Видно, что с увеличением контраста напряжения изменение размера зоны переориентации растет медленнее при одинаковом увеличении ширины трещины. При постоянной ширине трещины ширина зоны переориентации тем выше, чем меньше контраст напряжения.

Стоит отметить, что зона переориентации вокруг трещины при заданном контрасте напряжения появляется при превышении шириной трещины определенного предельного значения. Назовем эту величину предельным раскрытием трещины. Тогда предельное раскрытие растет с ростом контраста напряжения (рис. 4).

Добывающая скважина, пороупругий эффект

Для оценки вклада поля давления в общее поле напряжения вокруг трещины рассчитаем поле напряжения только от заданного поля давления, считая, что механический эффект от самой трещины отсутствует (ширина трещины равна нулю), а давление в трещине считается постоянным и равным забойному давлению. Из рисунка 5 видно, что в области депрессии также наблюдается эффект ортогональной переориентации. Отличие пороупругого эффекта от механического состоит в том, что при приближении к скважине по оси x из удаленной точки значения компонент σ_{xx} и σ_{yy} поля напряжения уменьшаются. Это происходит из-за того, что полные напряжения включают слагаемое, пропорциональное пластовому давлению (1). По мере приближения к скважине компонента напряжения σ_{yy} уменьшается быстрее и в области $x < x_{iso}$ становится меньше напряжения σ_{xx}. Поскольку при изменении давления использование формулы (1) такого эффекта не даст, можно говорить о том, что переориентация напряжения в данном случае — это результат действия градиента давления.

Как и в случае с механическим эффектом, на ширину зоны переориентации может влиять два фактора. Первый фактор — это размер зоны возмущенного давления (аналог ширины трещины), второй фактор — это по-прежнему контраст напряжения. В качестве параметра, характеризующего первый фактор можно взять время работы скважины.

На рисунке 6 показана зависимость ширины зоны переориентации от времени работы скважины в режиме добычи. Видно, что зона переориентации чувствительна как ко времени работы скважины, так и к контрасту напряжений. Так, при контрасте

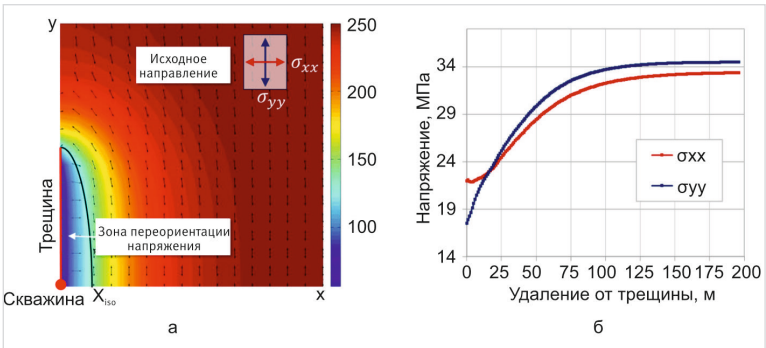

Рис. 7. Поле направлений (а) и график зависимости компонент напряжений от удаления от трещины (б), индуцированных механическим и пороупругим эффектом
Fig. 7. Field of directions (a) and graph of stress components as a function of distance from the crack (б), induced by mechanical and poroelastic effects

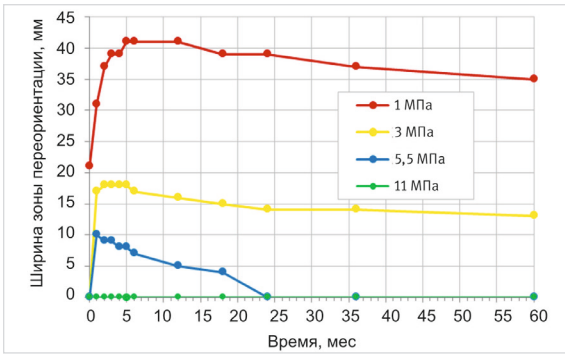

Рис. 8. Ширина зоны переориентации в зависимости от времени работы скважины в добычу для различных значений контраста напряжений
Fig. 8. Width of the reorientation zone depending on the time of well operation in production for different values of stress contrast

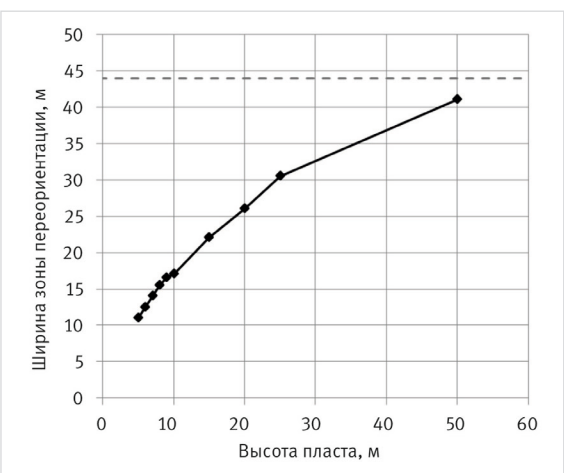

Рис. 9. Зависимость размера зоны переориентации от мощности пласта. Пунктирной линией показана предельная ширина при бесконечно большой мощности пласта
Fig. 9. The reorientation zone size as a function of formation thickness. The dotted line indicates the maximum width at infinite formation thickness

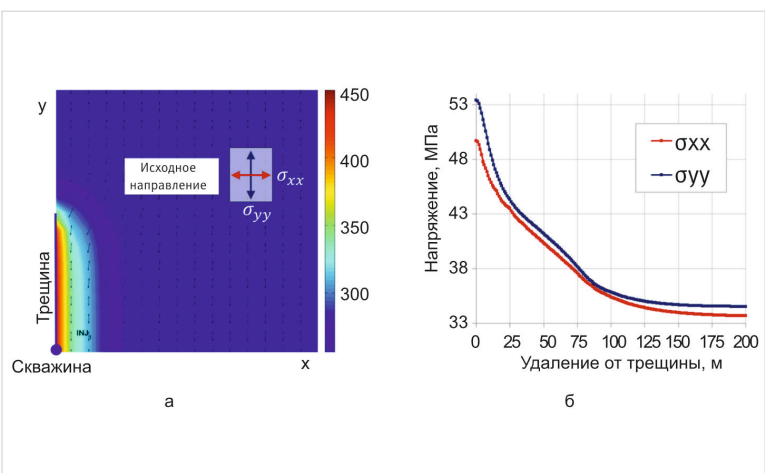

Рис. 10. Поле направлений и график зависимости компонент напряжений от удаления от трещины, индуцированных механическим и пороупругим эффектом для нагнетательной скважины с трещиной
Fig. 10. Field of directions and graph of stress components as a function of distance from the fracture, induced by mechanical and poroelastic effects for an injection well with a fracture

$\Delta\sigma = 1$МПа от трех месяцев до полугода зона переориентации имеет наибольшую ширину, которая составляет ~30 метров. По мере работы скважины снижается не только пластовое давление, но и средний градиент в зоне возмущения. Это приводит к уменьшению ширины зоны переориентации. Для контраста $\Delta\sigma = 1$МПа зона переориентации сохраняется даже спустя 5 лет эксплуатации скважины. Увеличение контраста напряжения приводит к снижению времени существования зоны и ширины зоны переориентации. В данном примере максимальный контраст напряжений 4,5 МПа дает зону переориентации только в первые 6 месяцев работы, а ее ширина составляет ~10 метров.

Добывающая скважина, механический и пороупругий эффекты

Далее рассмотрим условия возникновения зоны переориентации при совместном действии раскрытия и изменения пластового давления. На рисунке 7 представлены результаты расчета совместного действия механического и пороупругого эффектов. Наличие зоны переориентации подтверждается характером распределения напряжений вблизи скважины с трещиной гидроразрыва пласта и измененным полем давления. На графике зависимости компонент напряжения от удаления от трещины, как и ранее присутствует точка изотропии и эффект ортогональной переориентации. Таким образом можно утверждать, что добывающая скважина с закрепленной трещиной может создать вокруг себя зону переориентации.

По мере работы скважины в режиме отбора жидкости, зона переориентации изменяется. На графике (рис. 8) представлена зависимость ширины зоны переориентации от времени работы скважины для разных значений контраста напряжения. Видно, что характерное поведение зоны переориентации в этом случае совпадает с поведением зоны переориентации только от пороупругого эффекта. Однако времена существования этой зоны существенно больше, поскольку определяются в том числе шириной трещины.

Если при текущем контрасте и раскрытии трещины зона переориентации есть даже в отсутствие измененного порового давления (рис. 3), то зона переориентации может существовать неограниченное время. В противном случае можно заметить, что существует предельный контраст напряжения, выше которого зона переориентации не возникает. В рассмотренном примере величина предельного контраста составляет 11 МПа. Такие высокие значения контраста горизонтальных напряжений встречаются, например, на Ромашкинском месторождении [14]. При таких высоких контрастах зона переориентации вокруг трещины в рассмотренных условиях не появляется.

Сравним ширину зоны переориентации, возникающей при воздействии отдельно механических и пороупругих эффектов с их совместным действием при прочих равных условиях. Так, при времени работы скважины 5 месяцев и ширине трещины 5 мм, отдельно механическое раскрытие дает ширину зоны переориентации равную 20 м, пороупругие эффекты — 31 м, а совместное их действие — 41 м. Таким образом, можно утверждать, что эффекты не аддитивны.

Рассмотрим также вопрос о влиянии мощности пласта на размер зоны переориентации. Будем предполагать также, что высота трещины гидроразрыва пласта равна мощности пласта. Из рисунка 9 видно, что при увеличении мощности размер зоны переориентации увеличивается. Однако существует предельное значение ширины зоны переориентации, которое достигается при больших значениях мощности пласта. С точки зрения математической постановки этот случай равносилен решению двумерной задачи. Таким образом видно, что использование двумерной постановки [8, 10, 13] при прогнозе размера зоны переориентации может привести к его переоценке.

Нагнетательная скважина

Как видно из рисунка 10 в области, прилегающей к трещине нагнетательной скважины, не возникает зоны переориентации. Поле напряжения вокруг трещины изменяется, однако не повторяет характер напряжения для добывающей скважины. Рост пластового давления относительно начального за счет работы нагнетательной скважины изменяет значения напряжений σ_{xx} и σ_{yy}, но не создает зону переориентации в прилегающей к трещине области. Наоборот, как видно из рисунка 10 разница между главными напряжениями увеличивается. Авторы связывают этот эффект с явлением бокового распора, который увеличивает компоненту напряжения σ_{xx}. В настоящем примере механический эффект, создающий зону переориентации, оказывается менее значимым по сравнению с пороупругим эффектом.

Нужно отметить, что, хотя и существует зона на некотором удалении от трещины (~75–100 м), в которой происходит понижение контраста напряжения по сравнению с исходным, переориентации в этой области не возникает. В работе [10] авторы, наоборот, указывают на наличие зоны переориентации вокруг трещины нагнетательной скважины. При этом для расчета поля напряжения в этой работе использован двумерный алгоритм. Практически это равносильно предположению о том, что высота трещины гораздо больше ее длины. В настоящем исследовании трещина конечна по высоте при том, что ее высота меньше длины. В тоже время, возникновение зоны переориентации на удалении от трещины нагнетательной скважины зависит от ее высоты. Зона переориентации появляется при увеличении высоты трещины. Данный эффект требует дальнейшего изучения.

Итоги

В работе выполнено исследование напряженного состояния пласта при наличии одиночной трещины гидроразрыва и изменённого поля пластового давления с учетом конечной высоты трещины и мощности коллектора. Показано, что, как и в ранее полученных другими авторами решениях, появление зоны переориентации напряжений возможно только в окрестности трещины добывающей скважины. Появление этой зоны связано как с механическим воздействием на пласт со стороны раскрытия трещины, так и с воздействием измененного поля пластового давления, и является результатом совокупного действия этих эффектов. При этом основным фактором появления зоны переориентации является поле давления. Ширина зоны переориентации зависит от раскрытия трещины, времени работы скважины в режиме отбора жидкости, а также от начального контраста напряжения в пласте. Учет конечной высоты трещин и мощности коллектора также не влияет на факт переориентации напряжения в окрестности трещины нагнетательной скважины.

Выводы

В работе показано, что существуют параметры, влияющие на формирование зоны переориентации напряжения вокруг добывающих скважин. Первым управляющим параметром является ширина трещины. Стоит отметить и минимальное предельное раскрытие трещины, которое растет с увеличением контраста напряжения. Трещины с меньшей шириной не способны сформировать зону переориентации напряжений. Еще одним параметром, влияющим на появление зоны переориентации напряжений, является предельное время работы скважины в режиме отбора жидкости. При превышении этого времени зона переориентации вокруг скважины исчезает. Предельное время также зависит от контраста напряжения: чем выше контраст, тем меньше предельное время. Начиная с определенного значения контраста напряжения, зона переориентации не формируется. Прогноз изменения напряженного состояния пласта для оценки размеров и динамики зоны переориентации может быть использован при планировании операций гидроразрыва пласта, формировании сетки скважин, а также выборе режимов эксплуатации скважин с учётом текущих условий эксплуатации месторождения.

Литература

1. Zoback M.D. Reservoir geomechanics. Cambridge: Cambridge University Press, 2007. 505 p. (In Eng).
2. Афанасьев И.С., Никитин А.Н., Латыпов И.Д., Хайдар А.М., Борисов Г.А. Прогноз геометрии трещины гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. 2009. № 11. С. 62–66.
3. Дубиня Н.В., Ежов К.А. Один метод определения локального поля напряжений из анализа трещиноватости // Триггерные эффекты в геосистемах. М.: ГЕОС, 2015. С. 98–105.
4. Индрупский И.М., Аникеев Д.П., Закиров Э.С., Алексеева Ю.В. Учет геомеханических эффектов при моделировании процессов разработки месторождений углеводородов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. № 4. С. 75–102.
5. Федоров А.И., Давлетова А.Р., Колонских А.В., Торопов К.В. Обоснование необходимости учета изменения напряженного состояния пласта при разработке низкопроницаемых коллекторов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2013. № 2. С. 25–29.
6. Поспелова Т.А. Исследование напряженно-деформированного состояния нефтяных пластов и обоснование методики информационного обеспечения на разных стадиях их разработки: дис канд.техн.наук: 25.00.17. Тюмень: 2006. 159 с.
7. Roussel N.P., Sharma M.M. Optimizing fracture spacing and sequencing in horizontal-well fracturing. SPE Production & Operations, 2011, Vol. 26, issue 2, P. 173–184, SPE-127986-PA. (In Eng).
8. Каневская Р.Д., Пименов А.А. О возможности переориентации трещин при проведении многостадийного

гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2016. № 4. С. 75–83.
9. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Сметанников О.Ю., Шустов Д.В. Геомеханический анализ условий развития трещины повторного гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. 2014. № 6. С. 44–47.
10. Пименов А.А., Каневская Р.Д. Об изменении напряженного состояния пласта и его влиянии на трещины гидроразрыва пласта // Автоматизация и информатизация ТЭК. 2025. № 11. С. 23–29.
11. Warpinski N.R., Branagan P.T. Altered Stress Fracturing. Journal of Petroleum Technology, 1989, Vol. 41, issue 9, P. 990–997. (In Eng).
12. Coussy O. Poromechanics. West Sussex: John Wiley & Sons, 2004, 298 p. (In Eng).
13. Федоров А.И., Давлетова А.Р. Симулятор напряженного состояния пласта для определения направления развития трещин // Геофизические исследования. 2014. Т. 15. № 1. С. 15–26.
14. Гирфанов И.И. Определение величины максимального горизонтального напряжения для терригенных коллекторов Ромашкинского месторождения // Нефтяная провинция. 2021. № 2. С. 31–42.

ENGLISH

Results

This paper examines the stress state of a reservoir in the presence of a single hydraulic fracture with finite height and an altered reservoir pressure field with finite width. It was established that a stress reorientation zone can only develop in the vicinity of a production well's fracture. This conclusion coincides with conclusions of other authors used different problem statements. This zone's appearance is associated with both the mechanical impact on the reservoir from the fracture opening and the impact of the altered reservoir pressure field, and is the result of the combined effect of these two factors. The width of the reorientation zone depends on the fracture opening, the time the well has been producing fluid, and the initial stress contrast in the reservoir. Injection wells do not have a reorientation zone in the vicinity of the fracture.

Conclusions

There are parameters that control the formation of a stress reorientation zone around production wells. The first controlling parameter is fracture width. There is a minimum fracture opening limit, which increases with increasing stress contrast. Fractures with a narrower width are unable to form a stress reorientation zone. Furthermore, there is a maximum time that a well can operate in fluid production mode. Once this time is exceeded, the reorientation zone around the well disappears. This maximum time also depends on the stress contrast: the higher the contrast, the shorter the maximum time. Above a certain stress contrast value, a reorientation zone does not form. Predicting changes in the formation stress state to assess the size and dynamics of the reorientation zone can be used in planning hydraulic fracturing operations, forming a well pattern, and selecting well operation modes based on current field conditions.

References

1. Zoback M.D. Reservoir geomechanics. Cambridge: Cambridge University Press, 2007. 505 p. (In Eng).
2. Afanasyev I.S., Nikitin A.N., Latypov I.D., Khaidar A.M., Borisov G.A. Hydrofracturing crack geometry prediction. Oil industry, 2009, issue 11, P. 62–66. (In Russ).
3. Dubinya N.V., Yezhov K.A. One method for determining the local stress field from fracture analysis. Triggering effects in geosystems. Moscow: GEOS, 2015, P. 98–105. (In Russ).
4. Indrupskiy I.M., Anikeev D.P., Zakirov E.S., Alekseeva Yu.V. Consideration of geomechanical effects in reservoir simulation for hydrocarbon field development. Actual problems of oil and gas, 2022, issue 4, P. 75–102. (In Russ).
5. Fedorov A.I., Davletova A.R., Kolonskikh A.V., Toropov K.V. Justification of the necessity to consider the effects of changes in the formation stress state in the low permeability reservoirs development. Scientific and Technical Bulletin of JSC NK Rosneft, 2013, issue 2, P. 25–29. (In Russ).
6. Pospelova T.A. Investigation of the stress-strain state of oil reservoirs and substantiation of information support methods at different stages of their development: dis. Candidate of Technical Sciences: 25.00.17. Tyumen: 2006, 159 p. (In Russ).
7. Roussel N.P., Sharma M.M. Optimizing fracture spacing and sequencing in horizontal-well fracturing. SPE Production & Operations, 2011, Vol. 26, issue 2, P. 173–184, SPE-127986-PA. (In Eng).
8. Kanevskaya R.D., Pimenov A.A. Fracture reorientation in horizontal wells with multistage hydraulic fracturing. Trudy Rossiyskogo gosudarstvennogo universiteta nefti i gaza imeni I.M. Gubkina, 2016, issue 4, P. 75–83. (In Russ).
9. Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G., Smetannikov O.Yu., Shustov D.V. Geomechanics research of oriented refracturing development conditions. Oil Industry, 2012, issue 5, C. 70–73. (In Russ).
10. Pimenov A.A., Kanevskaya R.D. On the change of the stress-state of the formation and its influence on hydraulic fracturing cracks. Automation and informatization of the fuel and energy complex, 2025, issue 11, P. 23–29. (In Russ).
11. Warpinski N.R., Branagan P.T. Altered Stress Fracturing. Journal of Petroleum Technology, 1989, Vol. 41, issue 9, P. 990–997. (In Eng).
12. Coussy O. Poromechanics. West Sussex: John Wiley & Sons, 2004, 298 p. (In Eng).
13. Fedorov A.I., Davletova A.R. Reservoir stress state simulator for determining of fracture growth direction. Geophysical research, 2014, Vol. 15, issue 1, P. 15–26. (In Russ).
14. Girfanov I.I. Determination of maximum horizontal stress for terrigenous reservoirs of the Romashkinskoye field. Neftyanaya provinciya, 2021, issue 2, P. 31–42. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT AUTHORS

Мулюков Дамир Раилевич, главный специалист сектора сопровождения геомеханических моделей, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия
Для контактов: Mulyukovdr@rn-gir.rosneft.ru

Федоров Александр Игоревич, кандидат физико-математических наук, эксперт отдела гидродинамического моделирования, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия

Щутский Григорий Анатольевич, главный менеджер, отдел оперативного контроля и планирования разработки месторождений, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия.

Mulyukov Damir Railevich, chief specialist, geomechanical model support sector, Branch office of “RN-GIR“ LLC in Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia
Corresponding author: Mulyukovdr@rn-gir.rosneft.ru

Fedorov Aleksandr Igorevich, ph.d. of physico-mathematical sciences, expert, hydrodynamic modeling department, Branch office of “RN-GIR” LLC in Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

Shchutskiy Grigory Anatolyevich, chief manager, department of operational control and field development planning, “RN-Yuganskneftegaz” LLC, Nefteyugansk, Russia