

Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 2. С. 114-126. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2023. Vol. 21. No. 2. P. 114-126. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 550.82

doi: 10.17122/ngdelo-2023-2-114-126

РАСЧЕТ НАПРАВЛЕНИЯ ИНИЦИИРОВАНИЯ ТРЕЩИН ГРП В СКВАЖИНЕ С СИСТЕМОЙ ПЕРФОРАЦИИ

Александр Игоревич Федоров¹, Дамир Раилевич Мулюков¹

¹ООО «РН-БашНИПИНефть» (ОГ ПАО НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Автор, ответственный за переписку

Александр Игоревич Федоров, Fedorovai-ufa@bnipi.rosneft.ru

Аннотация. В работе рассматривается вопрос инициирования трещины и её направления в пласте при проведении операции гидро-разрыва пласта (ГРП) при разработке месторождения. На основании аналитического решения о напряженном состоянии цилиндрического канала в нагруженной среде построен алгоритм для расчета направления инициирования трещины в случае скважины с набором перфорационных отверстий. Алгоритм рассматривает два допустимых сценария: трещина может быть инициирована как путем разрыва ствола скважины, так и путем разрыва одного или нескольких перфорационных каналов. Помимо направления образования разрыва алгоритм позволяет рассчитать давление образования, а также итоговое давление смыкания трещины ГРП. В работе также проведен анализ влияния направления ствола скважины на параметры трещины ГРП в нескольких различных вариантах геометрии скважины с перфорационными каналами. Проведенные расчеты показывают существенное влияние направления ствола скважины, а также коэффициента Пуассона на результат разрыва ствола скважины. Существенное влияние на направление инициирования трещины ГРП также оказывает контраст главных компонент тензора напряжений, поперечных оси скважины. Разработанный метод позволяет определить направление трещины ГРП для комбинаций траекторий ствола скважины и перфорационных отверстий. Конечная конфигурация перфорационных каналов обладает некоторой неопределенностью относительно конкретного направления каналов, поскольку на практике редко применяется контроль направления прибора. Для снижения рисков неверной оценки параметров разрыва алгоритм дополнен анализом чувствительности к направлению системы перфорационных каналов. Алгоритм реализован в виде отдельного программного модуля на языке Python.

Ключевые слова

трещина ГРП, геомеханические свойства, полярный угол, азимутальный угол, коэффициент Пуассона, минимальное горизонтальное напряжение, максимальное горизонтальное напряжение, давление гидроразрыва, давление смыкания трещины

Для цитирования

Федоров А.И., Мулюков Д.Р. Расчет направления инициирования трещин грп в скважине с системой перфорации // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 2. С. 114-126. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-2-114-126>.

Original article

CALCULATION OF FRACTURE INITIATION DIRECTION IN PERFORATED WELL

Alexander I. Fedorov¹, Damir R. Mulyukov¹¹RN-BashNIPIneft LLC (Rosneft PJSC Group Company), Ufa, Russia

Corresponding author

Alexander I. Fedorov, Fedorovai-ufa@bnipi.rosneft.ru

Abstract. The work considers the issue of initiating the fracture and its direction in the formation during the hydraulic fracturing operation during the development of the field. Based on the analytical decision on the stress state of the cylindrical channel in the loaded medium, an algorithm is built to calculate the direction of fracture initiation in the case of a well with a set of perforations. The algorithm considers two acceptable scenarios: the fracture can be initiated either by fracturing the wellbore or by fracturing one or more perforations. In addition to the direction of fracture formation, the algorithm allows you to calculate the formation pressure, as well as the final closing pressure of the frac crack. The work also analyzed the effect of wellbore direction on fracture parameters in several different versions of well geometry with perforation channels. The calculations show a significant effect of wellbore direction as well as Poisson ratio on the result of wellbore rupture. The contrast of the main stress tensor components transverse to the well axis also has a significant impact on the direction of fracture initiation. The developed method allows you to determine the direction of the frac fracture for combinations of wellbore trajectories and perforations. The final configuration of the perforation channels has some uncertainty about the specific direction of the channels, since in practice control of the direction of the device is rarely used. To reduce the risks of incorrect assessment of rupture parameters, the algorithm is supplemented with a sensitivity analysis to the direction of the perforation channel system. The algorithm is implemented as a separate Python program module.

Keywords

hydraulic fracturing crack, geomechanical properties, polar angle, azimuth angle, Poisson ratio, minimum horizontal stress, maximum horizontal stress, hydraulic fracturing pressure, crack closing pressure

For citation

Fedorov A.I., Mulyukov D.R. Raschet napravleniya inicirovaniya treshchin grp v skvazhine s sistemoy perforacii [Calculation of fracture initiation direction in perforated well] // *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2023, Vol. 21, No. 2. pp. 114-126. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-2-114-126>.

Введение

В процессе моделирования гидроразрыва пласта часто возникает вопрос о поведении трещины в прискважинной зоне. Хорошо известно, что направление магистральной трещины гидроразрыва, как правило, совпадает с направлением максимального главного напряжения [1]. Например, при прямом разрыве открытого вертикального ствола это происходит потому, что именно в этом направлении возникают растягивающие кольцевые напряжения при повышении давления в скважине. При наличии же системы перфорационных отверстий ствола, именно эти отверстия могут играть роль концентраторов напряжения и становится инициаторами разрыва. Более того, зачастую перфорационные отверстия производят именно с целью ослабления прочности породы и создания дополнительных

концентраторов напряжения для снижения давления инициации трещины. При этом направления перфорационных отверстий могут существенно не совпадать с направлением максимального регионального напряжения. В этом случае при моделировании гидроразрыва пласта говорят о наличии некоторой зоны извилистости вокруг стенки скважины, в которой происходит установление направления магистральной трещины. Кроме того, смыкание трещины именно в прискважинной зоне приводит к потере гидравлической связи между скважиной и трещиной. Следовательно момент закрытия этих трещин будет определять давление смыкания в случае, когда это закрытие происходит до закрытия основной части магистральной трещины. В полной постановке задача об образовании трещины в системе скважины с перфорацией является

достаточно сложной и требует моделирования полного поля напряженного состояния с использованием численных методов. В работах [2, 3, 4] предложен упрощенный подход, основанный на аналитическом решении о напряженном состоянии цилиндрического отверстия в однородной среде под действием произвольного трехосного сжатия, так называемого решения Кирша [7]. Сравнение расчетов, выполненных с помощью такого упрощенного подхода, с численным и лабораторным моделированием для ряда постановок обсуждается в работах [3, 4]. По результатам обсуждения можно судить о хорошей предсказательной способности данного подхода. В настоящей работе рассматривается применение упрощенного подхода к оценке ориентации плоскости разрыва, давления разрыва и давления смыкания образованной трещины в необсаженной скважине или скважине с системой перфорационных каналов и чувствительность этих параметров к компонентам поля напряжения и упругим характеристикам вмещающей среды.

Описание модели

Основную задачу сформулируем следующим образом: определить направление разрыва самого слабого цилиндрического отверстия в перфорированной скважине, находящейся в пороупругой среде, нагруженной произвольными внешними силами, и заполненной жидкостью под давлением. Кроме того, поставим цель определить давление разрыва самого слабого отверстия, а также давление смыкания берегов разрыва. Нагружение произвольными внешними силами можно описать при помощи тензора напряжения наиболее общего вида. Любой тензор при этом можно привести к диагональному виду выбором соответствующей системы отсчета. На практике, как правило, вертикальная ось совпадает с направлением действия горного давления, поэтому введем основную региональную систему декартовых координат следующим образом: ось Z совпадает с вертикалью, оси X и Y направлены вдоль направлений действия горизонтальных главных напряжений. В этой системе координат тензор напряжения имеет вид (1):

$$\sigma^{\infty} = \begin{pmatrix} S_H & 0 & 0 \\ 0 & S_h & 0 \\ 0 & 0 & S_V \end{pmatrix}, \quad (1)$$

где S_H, S_h — главные горизонтальные напряжения, S_V — горное давление. Далее для удоб-

ства будем предполагать, что $S_H > S_h$, хотя для дальнейшего изложения это не является принципиальным условием. Поскольку внешняя среда является пороупругой, она характеризуется также поровым давлением p_c . Связь компонент тензора полного напряжения с поровым давлением имеет вид [9] (2):

$$\sigma_{ij} = \sigma_{ij}^{(eff)} + \alpha p_c \delta_{ij}, \quad (2)$$

где $\sigma_{ij}^{(eff)}$ — эффективные напряжения, которые испытывает матрица пороупругой среды, α — коэффициент Био, а δ_{ij} — символ Кронекера. Здесь и далее сжимающие напряжения считаются положительными.

В задаче также ведем две системы координат: скважинную (рисунок, 1 а) и перфорационную (рисунок, 1 б). Скважинная система координат r, φ, z — это цилиндрическая система координат такая, что ее ось z направлена вдоль оси скважины, а оси r, φ образуют с ней правую тройку (рисунок, 1 а). Также со скважиной связана и декартова система координат x, y, z . Полярный угол φ отсчитывается от направления пересечения плоскостей $Z = 0$ и $z = 0$ (ось x), а в случае их совпадения от оси X . Направление оси скважины в региональной системе отсчета задается двумя углами: наклоном β и азимутом α . Под наклоном оси скважины будем понимать угол между осями Z и z , а под азимутом — угол между осью Y и проекцией оси скважины на плоскость XY . Поверхность скважины определяется цилиндрической поверхностью с радиусом r_0 в скважинной системе отсчета.

В плоскости $z = 0$ лежат оси всех перфораций. Перфорационная система координат r', φ', z' — это также правая цилиндрическая система, ее ось z' совпадает с осью перфорации, а пересечение оси перфорации со стенкой скважины происходит в точке $z' = 0$. Сама ось перфорации лежит в области $z' \geq 0$. Перфорационные отверстия представляют собой набор цилиндрических отверстий с одинаковым радиусом r'_0 , и конечной длиной $z' \in [0, l]$, равноудаленных друг от друга по углу с шагом $\Delta\varphi = 360^\circ/N$, где N — натуральное число, плотность перфораций. Положение первой перфорации определяется значением полярного угла φ_0 в системе отсчета скважины. Оси перфораций перпендикулярны оси скважины. Система отсчета для каждой перфорации своя, однако далее под такой системой будем понимать систему, связанную с произвольной перфорацией. В реальности перфорационные отверстия распределены по

глубине ствола с некоторым шагом, однако изменение напряженного состояния на интервале перфораций будем считать малым и для простоты будем изображать их все на одной глубине.

Анализ направления образования трещины будем рассчитывать в следующих предположениях:

— перфорационные отверстия имеют радиус, намного меньший радиуса скважины $r'_0 \ll r_0$ и не ослабляют прочности стенки скважины;

— длина перфорационных отверстий намного больше радиуса скважины $l \gg r_0$.

В таких условиях для определения компонент напряженного состояния стенки скважины $\sigma_{ij}^{(w)}$ с достаточной точностью можно использовать решение Кирша на стенке скважины [7]. Приведем его здесь (3):

$$\begin{aligned}\sigma_{rr}^{(w)} &= p_w, \\ \sigma_{\varphi\varphi}^{(w)} &= -p_w + (\sigma_{xx}^\infty + \sigma_{yy}^\infty) - \\ &- 2(\sigma_{xx}^\infty - \sigma_{yy}^\infty) \cos 2\varphi - 4\sigma_{xy}^\infty \sin 2\varphi, \\ \sigma_{zz}^{(w)} &= \sigma_{zz}^\infty - 2\nu(\sigma_{xx}^\infty - \sigma_{yy}^\infty) \cos 2\varphi - 4\nu\sigma_{xy}^\infty \sin 2\varphi, \\ \sigma_{\varphi z}^{(w)} &= -2\sigma_{zx}^\infty \sin \varphi + 2\sigma_{zy}^\infty \cos \varphi, \\ \sigma_{rz}^{(w)} &= \sigma_{r\varphi}^{(w)} = 0,\end{aligned}\quad (3)$$

где p_w — это давление в скважине, ν — коэффициент Пуассона, а σ_{ij}^∞ — компоненты регионального тензора напряжения в декартовой системе, связанной со скважиной ($i, j = x, y, z$). Решение (3) записано для полных напряжений. Для получения компонент тензора эффективных напряжений, необходимых для расчета сил, действующих на матрицу горной породы, необходимо воспользоваться уравнением (2).

Для перфорационных отверстий можно выделить две области: область около стенки скважины $z' \sim r_0$ и область на большом удалении от стенки скважины $z' \gg r_0$. Первую область далее будем называть ближней зоной, а вторую — дальней зоной. Для получения решения в дальней зоне можно использовать решение Кирша (3), поскольку на большом удалении от ствола скважины напряженное состояние слабо отличается от регионального. Единственное изменение, которое необходимо внести — это пересчитать компоненты тензора регионального напряжения в систему отсчета перфорации, т.е. заменить $\sigma_{ij}^\infty \rightarrow \sigma_{ij'}^\infty$. Для получения решения в ближней зоне также можно воспользоваться решением Кирша, но вместо регионального напряжения использовать компоненты напряжения $\sigma_{ij'}^{(w)}$, полученные согласно решению Кирша (3) для стенки скважины и переведенные в систему отсчета перфорации.

Основным критерием определения давления и направления разрыва является критерий максимальных разрывных напряжений. С учетом того, что разрывные (растягивающие) напряжения в данной работе считаются отрицательными, этот критерий гласит, что разрыв происходит в той точке стенки скважины, в которой одно из локальных главных напряжений минимально. Направлением разрыва является плоскость с нормалью, совпадающей с направлением минимального главного напряжения. Давление разрыва при этом определяется, как давление в скважине, при котором минимальное эффективное напряжение превышает предел прочности на разрыв с обратным знаком. Также необходимо определить давление смятия, как нормальное напряже-

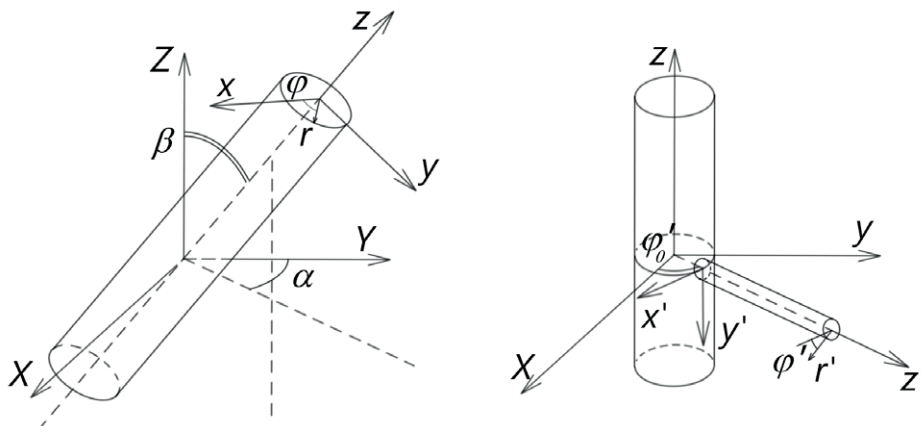


Рисунок 1. Региональная, скважинная и перфорационная системы отсчета

Figure 1. Regional, borehole and perforation frames

ние, действующее со стороны внешнего поля напряжений на поверхность разрыва. Все вышесказанное можно формализовать в следующем виде (4):

$$\begin{aligned} \min(\sigma_{ij}(p_p, \varphi_p)n_{p,j}) &= -T_0 n_{p,i}, \\ \sigma_{ij}^\infty n_{p,j} &= p_{cm} n_{p,i}, \end{aligned} \quad (4)$$

где φ_p — полярный угол или положение разрыва на стенке скважины, n_p — нормаль к плоскости разрыва, p_p — давление разрыва, p_{cm} — давление смыкания.

Можно также сформулировать алгоритм определения направления разрыва:

— в каждой точке стенки скважины ($r = r_0, \varphi \in [0, 360^\circ]$), а также всех существующих перфораций ($r' = r'_0, \varphi' \in [0, 360^\circ]$) определить все компоненты напряжения и привести их к главным осям;

— найти направления φ_p — точки инициации разрыва для всех цилиндрических отверстий;

— преобразовать тензоры напряжения в точках инициации к региональной системе координат и привести их к главным осям;

— найти направления n_p , давления разрыва p_p , а также давления смыкания p_{cm} для каждого цилиндрического отверстия согласно выражениям (4);

— выбрать отверстие, которому соответствует наименьшее давление разрыва.

На основании данного алгоритма авторами разработан модуль для расчета направления разрыва в системе самого слабого отверстия в системе скважины с набором перфораций. В качестве языка программирования выбран Python с библиотеками PyQtGraph для отображения графиков и построения 3D изображений системы и плоскостей образования трещин.

Поскольку контроль за положением перфорационных отверстий на практике, как правило, отсутствует, важной частью анализа является расчет зависимости направления и величин давления разрыва и смыкания от положения первой перфорации. В модуле предусмотрен отдельный вывод этих зависимостей.

Интерфейс программного модуля

Интерфейс разработанного модуля представлен на рисунке 2. Он состоит из блоков параметров, графиков чувствительности и блока отображения геометрии результата. В

блоке параметров задаются настройки геометрии и положения скважины относительно осей главных напряжений, геомеханические параметры, свойства материалов среды и породы и параметры дискретизации задачи. Также в этом блоке выводится результат расчета по скважине и всем перфорационным отверстиям. В окне графиков чувствительности представлено два графика. Верхний график отображает зависимость давления разрыва и давления смыкания трещины в зависимости от положения первой перфорации $\varphi_0 \in [0, 360^\circ/N]$. Положение первой перфорации при этом варьируется в пределах до совпадения со следующей перфорацией. На нижнем графике представлены угол наклона и полярный угол нормали к поверхности разрыва в зависимости от угла первой перфорации. В окне отображения геометрии результата представлен участок скважины с заданным положением и набором перфораций. Положение скважины задаётся в системе координат регионального напряжения. После расчёта отображается скважина, все перфорационные отверстия и плоскость разрыва в виде окружности с сеткой, которая является результатом расчета алгоритма. Цветом отображается рассчитанное распределение минимальных кольцевых напряжений на стволе скважины и перфорационных отверстиях в единой цветовой палитре. В окне параметров имеется раздел, где представлены численные результаты расчёта, в которые входит давление гидроразрыва, количество перфораций по которым произойдёт образование трещины, давление смыкания для каждой трещины и её ориентация в пространстве, выраженная при помощи угла наклона и азимута нормали к этой поверхности в региональной системе отсчета.

Модель свойств и напряжений

Рассмотрим процесс образования трещины гидроразрыва в прискважинной зоне. Условия образования трещин можно разделить на геологические и технологические. К геологическим условиям относятся геомеханические свойства породы: коэффициент Пуассона, коэффициент Био, предел прочности на разрыв горной породы, горное и тектонические напряжения. К технологическим условиям необходимо отнести те условия, на которые можно оказывать влияние, а именно, ориента-

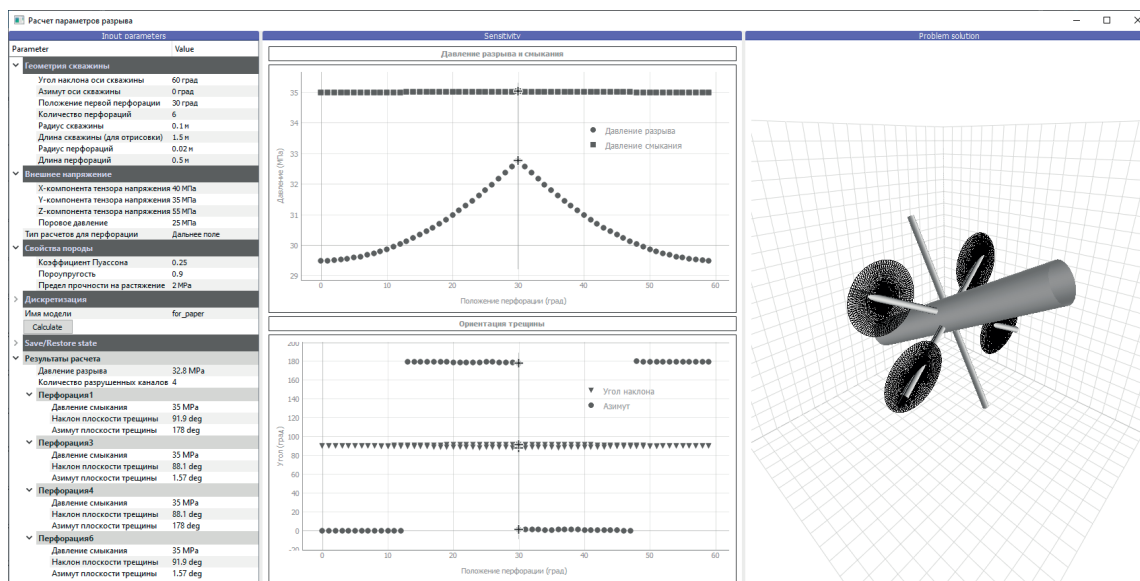


Рисунок 2. Интерфейс расчетного модуля

Figure 2. Calculation module interface

ция ствола скважины в пространстве (азимутальный и полярный угол), ориентация перфоратора, угол фазировки перфоратора и в меньшей степени пластовое давление. Для решения дальнейших задач был выбран некоторый базовый набор параметров модели, эти параметры представлены в таблице 1. Если не указано иное, параметр модели совпадает с представленным в таблице.

Направление трещины неперфорированного ствола скважины

Рассмотрим задачу о влиянии направления ствола неперфорированной скважины на направление образования трещины ГРП. В качестве примера выбраны вертикальная и наклонно-направленная скважина, с осью, близкой к вертикали (рисунок 3). В случае вертикальной скважины (слева) образовалась вертикальная трещина, идущая вдоль ствола скважины, наклон вектора нормали n_p которой

совпадает с направлением действия максимального горизонтального напряжения ($\beta_p = 90^\circ, \alpha_p = 0^\circ$). Давления разрыва и смыкания в этом случае имеют значения $p_p = 44,5$ МПа и $p_{cm} = 35$ МПа соответственно. У наклонно-направленной скважины ось не совпадает с вертикалью ($\beta = 25^\circ, \alpha = -25^\circ$). Направление трещины в этом случае также отклоняется как от направлений главных осей тензора напряжения, так и от апсидальной плоскости скважины ($\beta_p = 92,6^\circ, \alpha_p = 5,8^\circ$). Значение давления разрыва в этом случае увеличивается ($p_p = 45,9$ МПа), также как и давление смыкания ($p_{cm} = 35,1$ МПа) из-за небольшого отклонения плоскости разрыва от вертикали. Таким образом, наклон ствола скважины оказал влияние на направление образования трещины разрыва в наклонно-направленной скважине, а также изменил значения давления разрыва и смыкания трещины.

Таблица 1. Таблица с параметрами задачи

Table 1. Task parameters table

Параметр	Значение
Горное давление	55 МПа
Максимальное горизонтальное напряжение	40 МПа
Минимальное горизонтальное напряжение	35 МПа
Пластовое давление	25 МПа
Предел прочности на разрыв	2 МПа
Коэффициент Био	0,9
Коэффициент Пуассона	0,25

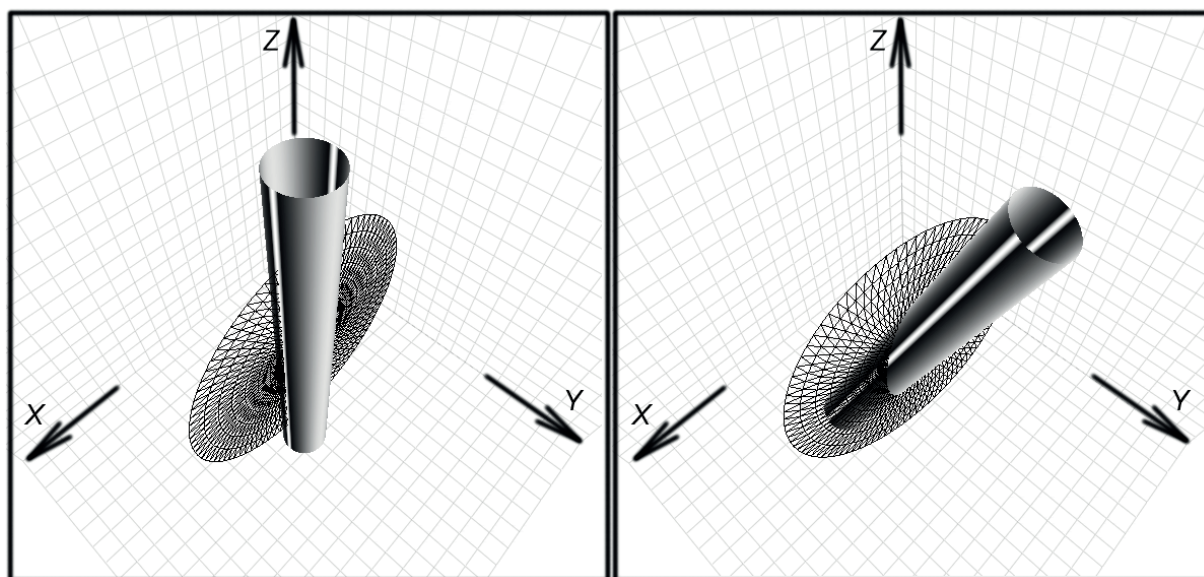


Рисунок 3. Расположение трещины для случая вертикальной и наклонно-направленной скважины

Figure 3. Fracture location for vertical and directional well

Далее рассмотрим образование трещины из горизонтального ствола (рисунок 4) при последовательном изменении его азимута от 0° (направление S_h) до 90° , (направление S_H). На графике изображена зависимость азимута трещины от азимута оси скважины. Видно, что при удалении оси скважины от направления минимального горизонтального напряжения трещина стремится к направлению максимального горизонтального напряжения. В таблице 2 также приведены результаты расчета направления плоскости разрыва вместе с величинами давления разрыва и смятия. Также в таблице 2 приведены значения угла $\Delta\alpha$ между плоскостью трещины и апсидальной плоскостью скважины (апсидальный угол). Этот угол определяется по формуле $\Delta\alpha = \alpha_p - \alpha - 90^\circ$. Максимальное значение апсидального угла составляет 90° и соответствует случаю образования трещины, попе-

речной оси скважины. Из таблицы 2 видно, что при малых отклонениях азимута оси скважины от нуля апсидальный угол растет гораздо быстрее, чем изменяется сам азимут оси скважины. Это приводит к тому, что трещина достаточно быстро устремляется к плоскости действия минимального горизонтального напряжения. Так, уже при азимуте оси скважины, равном 45° отклонение плоскости трещины от плоскости действия минимального горизонтального напряжения становится достаточно малым (около 14°).

Отдельно обратим внимание, что в данном примере при значениях азимута оси скважины больших 45° давление разрыва становится меньше давления смятия. Это приводит к тому, что при повышении давления в скважине во время гидроразрыва сначала образуются трещины на стенке скважины, так называемая техногенная трещиноватость [1, 12].

Таблица 2. Результаты решения задач о направлении трещины из неперфорированного ствола скважины

Table 2. Results of solving the problems on the direction of the fracture from the non-perforated wellbore

№	Азимут оси скважины, α	Азимут разрыва, α_p	Апсидальный угол, $\Delta\alpha$	Давление разрыва, p_p , МПа	Давление смятия, $p_{см}$, МПа
1	0°	90°	0°	44,5	40
2	15°	124°	19°	42,6	38,4
3	30°	150°	30°	38,3	36,3
4	45°	166°	31°	34,0	35,3
5	60°	176°	26°	31,1	35,1
6	75°	180°	15°	29,8	35,0
7	90°	180°	0°	29,5	35,0

При дальнейшем повышении давления в стволе скважины образованная трещина начинает постепенно раскрываться под его действием. При наличии в среде естественной трещиноватости этот процесс теоретически может привести к более раннему раскрытию той системы трещиноватости, направление которой лежит ближе к направлению минимального горизонтального напряжения, поскольку давления смыкания в этом направлении ниже. По всей видимости этот процесс будет тем более ярко выражен, чем больше разница величин главных горизонтальных напряжений, однако данный вопрос требует более детального исследования.

Обобщая примеры, можно сказать, что в случае, когда направление оси скважины совпадает с одной из осей главных нормальных напряжений, плоскость разрыва коллинеарна оси скважины и совпадает с ее апсидальной плоскостью. В противном случае взаимное расположение оси скважины и нормали к плоскости разрыва может варьироваться в широких пределах, и, следовательно, требует расчета.

Зависимость направления трещины от коэффициента Пуассона

Из предыдущего примера ясно, что ориентация трещины в открытом стволе варьируется в силу того, что тензор напряжения на стенке скважины в скважинной системе координат не является диагональным в точке раз-

рыва. Из решения (3) видно, что ориентация площадки главных напряжений локально определяется взаимной величиной трех компонент: $\sigma_{\varphi\varphi}^{(w)}$, $\sigma_{\varphi z}^{(w)}$ и $\sigma_{zz}^{(w)}$. При этом величина $\sigma_{zz}^{(w)}$ является функцией коэффициента Пуассона. Диапазон изменения этого свойства для многих пород достаточно широк, следовательно чувствительность решения задачи по отношению к нему должна быть изучена.

Для того, чтобы оценить влияние коэффициента Пуассона на направление трещины рассмотрим его вариацию в пределах $0.1 < \nu < 0.4$. Этот диапазон охватывает наиболее часто встречающиеся породы коллекторов, такие как песчаники, известняки и различные глины. Для примера также выберем горизонтальную неперфорированную скважину, ось которой имеет азимут 45° (вариант 4, таблица 2). В таблице 3 и на рисунке 5 приведены результаты расчета азимута разрыва в зависимости от коэффициента Пуассона.

Видно, что азимут плоскости разрыва в целом сильно варьируется в зависимости от величины коэффициента Пуассона. При этом наиболее сильное изменение направления разрыва происходит в диапазоне $0.25 < \nu < 0.4$. Здесь направление плоскости трещины изменяется почти на 30° , а при значении $\nu \approx 0.35$ происходит переход через плоскость действия минимального горизонтального напряжения. В диапазоне же $0.1 < \nu < 0.25$ изменение направления плоскости трещины составляет порядка 10° .

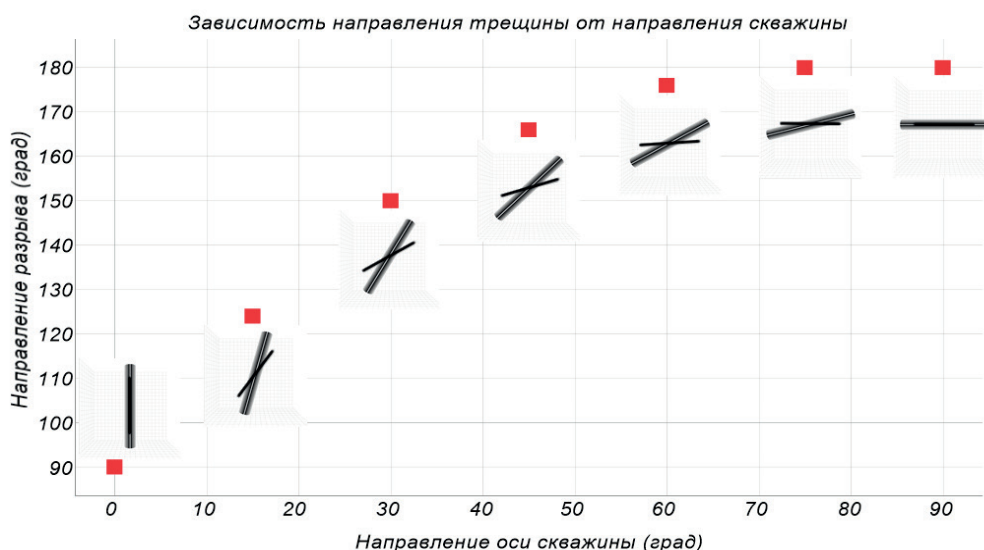


Рисунок 4. Влияние направления открытого ствола скважины на направление трещины для горизонтального ствола

Figure 4. Effect of open hole direction on fracture direction for horizontal hole

Таблица 3. Результаты решения задач о направлении трещины из неперфорированного ствола скважины в зависимости от коэффициента Пуассона

Table 3. Results of solving the problems on the direction of the fracture from the non-perforated wellbore depending on the Poisson ratio

№	Коэффициент Пуассона,	Азимут разрыва,	Апсидальный угол,
1	0,10	155°	20°
2	0,15	158°	23°
3	0,20	162°	27°
4	0,25	166°	31°
5	0,30	173°	43°
6	0,35	181,5°	46.5°
7	0,40	194°	59°

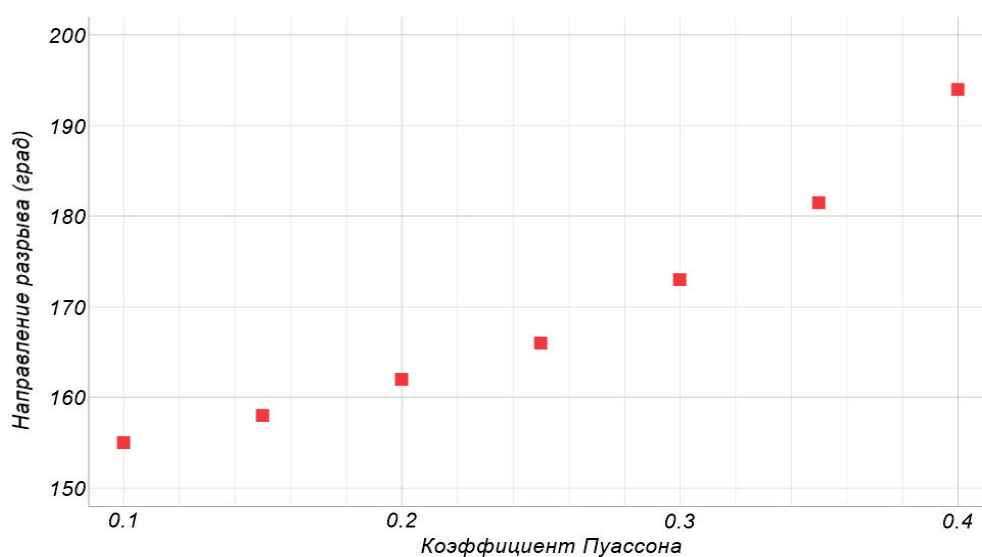


Рисунок 5. Зависимость направления трещины от коэффициента Пуассона

Figure 5. Dependence of crack direction on Poisson ratio

В целом необходимо отметить, что коэффициент Пуассона может оказывать решающее значение на ориентацию трещины в пространстве. Если в целом говорить о приведенных выше двух примерах (рисунки 4, 5), то все выводы по этим примерам также будут касаться и горизонтальных перфорационных каналов для вертикальной скважины при условии, что инициация трещины происходит из них.

Направление трещины перфорированного вертикального ствола скважины

Далее рассмотрим случай перфорированной вертикальной скважины. Пусть перфорация на скважине выполнена перфоратором с фазировкой 90° и состоит из четырех перфорационных отверстий, расположенных пер-

пендикулярно друг к другу (рисунок 6). Рассмотрим влияние направления условного первого канала перфорации на направление трещины разрыва. На рисунке 6 приведены зависимости давлений разрыва и смыкания, а также наклона и азимута разрывов. Видно, что при совпадении направления перфорации с направлением максимального напряжения образуются две трещины из противоположно расположенных перфорационных каналов. По мере поворота системы перфораций происходит постепенное отклонение плоскости образования разрыва. Вместе с тем повышается давление разрыва и давление смыкания. В то время как давление смыкания меняется в пределах 0,3 МПа, давление разрыва системы изменяется уже в пределах от 29,6 до 34 МПа. В предельном случае, когда положение первой перфорации, алгоритм предсказывает появле-

ние четырех симметрично расположенных разрывов, исходящих из всех перфораций. Данный случай малореализуем на практике, поскольку небольшое отклонение направления от 45° приведет к образованию только двух симметричных разрывов. Вместе с тем

он интересен тем, что дает оценку максимального отклонения плоскости разрыва от плоскости действия минимального горизонтального напряжения. В данном случае эта величина составляет около 14° .

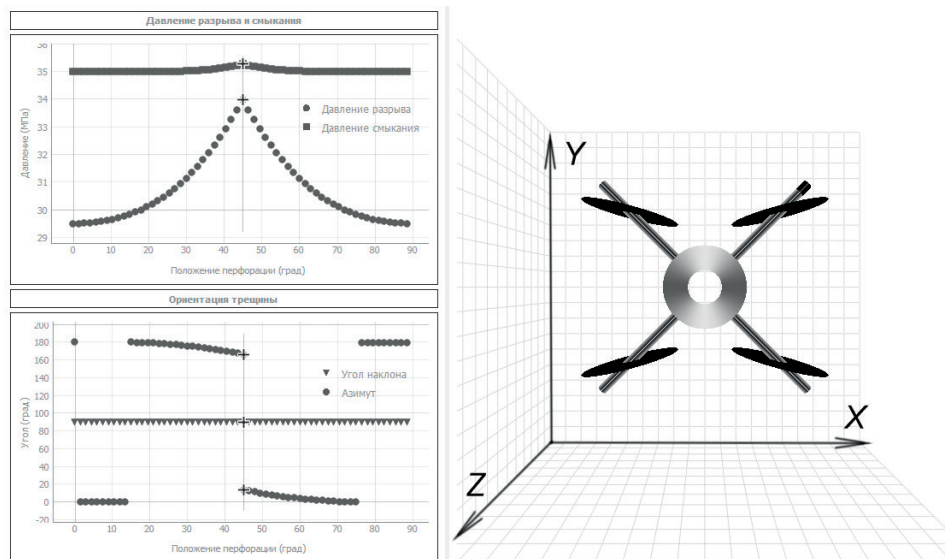


Рисунок 6. Зависимость давления разрыва, смыкания и направления трещин от направления перфорации на вертикальной скважине (слева). Справа — предельный случай образования четырех трещин (вид сверху). Случай сильного контраста горизонтальных напряжений

Figure 6. Fracture pressure, closure, and fracture direction vs vertical hole perforation direction (left). On the right is the maximum case of four cracks (top view). Case of strong contrast of horizontal stresses

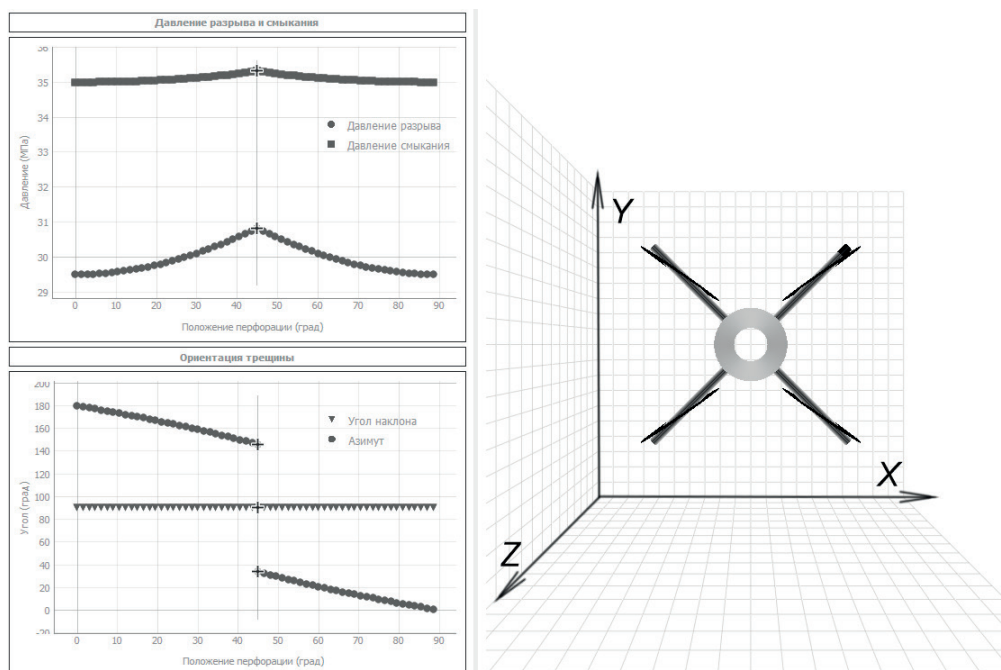


Рисунок 7. Зависимость давления разрыва, смыкания и направления трещин от направления перфорации на вертикальной скважине (слева). Справа — предельный случай образования четырех трещин (вид сверху). Случай слабого контраста горизонтальных напряжений

Figure 7. Fracture pressure, closure, and fracture direction vs vertical hole perforation direction (left). On the right is the maximum case of four cracks (top view). Case of weak contrast of horizontal stresses

В случае слабого контраста горизонтальных напряжений (рисунок 7) наблюдается схожая картина за исключением того, что плоскости разрывов лежат ближе к апсидальной плоскости соответствующих перфораций. В этом примере максимальное горизонтальное напряжение уменьшено до величины 36 МПа. В данном случае изменение давления смыкания остается несущественным уже в силу малого контраста. Давление разрыва изменяется в более широком диапазоне: от 29,6 до 30,8 МПа. Видно, что в данном случае разница в давлении разрыва не так существенна, как в случае высокого контраста напряжений.

В целом, можно сделать вывод о том, что фактическое расположение первой перфорации может существенно изменять давление разрыва, особенно в случае высокого контраста горизонтальных напряжений. Для возможности контролировать направление перфораций можно использовать ориентированный перфоратор, однако часто с целью снижения рисков используется несколько проходок перфоратора по интервалу. Таким образом, увеличивается плотность перфорации, в том числе и по направлению.

Увеличение угловой плотности перфораций

Рассмотрим процесс образования трещины при увеличении количества перфорационных отверстий на примере горизонтальной сква-

жины, ось которой направлена вдоль оси минимального горизонтального напряжения. Рассмотрим два различных варианта: первый вариант — перфорация с фазировкой 60° , второй вариант — фазировка 30° . Для увеличения количества перфорации в два раза необходимо произвести повторный прострел. В данном случае будем считать, что повторный прострел совершён ориентированным перфоратором, чтобы направления перфораций между первичным и вторичным прострелом различались на 30° градусов относительно друг друга (рисунок 7).

Из графиков видно, что в случае однократного прострела возможно два варианта:

— разрыв ствола скважины с образованием трещины вдоль оси скважины при $26^\circ < \varphi_0 < 34^\circ$;

— разрыв перфорации с образованием трещины поперек оси скважины в диапазонах $0^\circ < \varphi_0 < 26^\circ$ и $34^\circ < \varphi_0 < 60^\circ$.

В данном случае при отсутствии контроля за направлением перфорации можно считать, что первый вариант реализуется с вероятностью порядка 15 %, а второй — с вероятностью 85 %. При увеличении количества прострелов до двух реализуется только вариант с разрывом перфорации. Таким образом, увеличение числа перфорационных отверстий снижает вероятность образования трещины вдоль ствола скважины в данном примере.

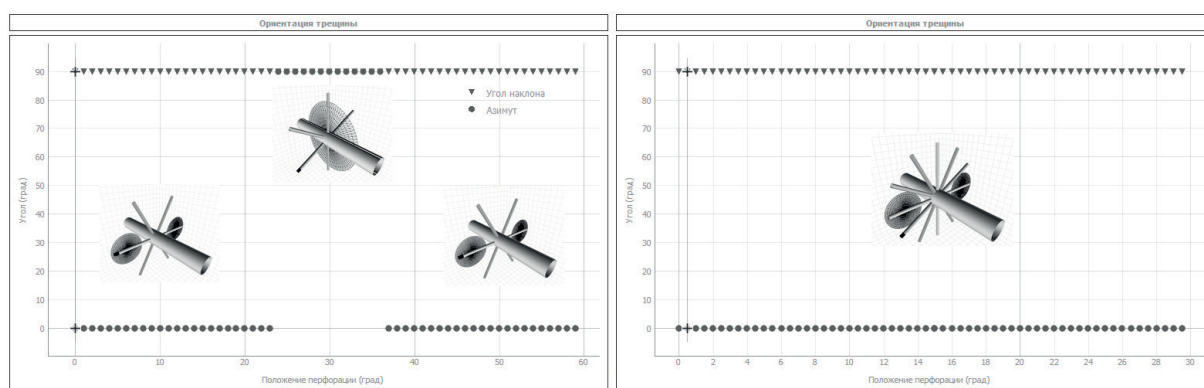


Рисунок 8. Два варианта перфорации ствола скважины. Слева — вариант с однократным прострелом, справа — вариант с двойным прострелом

Figure 8. Two hole perforations. Left - single shot option, right - double shot option

Выводы

Предложенный алгоритм расчета позволяет определить значения давления разрыва и давления смыкания, а также способ и направление инициации трещин в произвольно ори-

ентированных скважинах с перфорацией. На приведенных в работе примерах показано, что направление трещины зависит от совокупности данных о направлении ствола скважины, направления и плотности перфораций, а также

от коэффициента Пуассона горной породы. Это приводит к необходимости более тщательного построения и калибровки геомеханических моделей, предназначенных для целей построения дизайнов гидроразрыва пласта.

На основании полученных значений давления разрыва и смыкания можно также определить, будет ли образование трещины мгновенным или будет происходить постепенное развитие трещины одновременно с увеличением давления в скважине. Последний вариант реализуется в случае, когда давление разрыва меньше давления смыкания трещины.

В ряде случаев возникает и иной механизм управления направлением трещин гидроразрыва пласта — перфорация с контролируемым направлением. В тоже время использование перфорации ствола скважины с высокой плотностью или критной проходкой может

способствовать снижению рисков образования трещин в нежелательном направлении.

Ясно, что развитие трещины в пластах с высоким контрастом горизонтальных напряжений приведет к образованию трещины, параллельной плоскости действия минимального горизонтального напряжения. Однако образование разрыва с направлением существенно отличным от направления действия минимального напряжения может привести к образованию так называемой зоны «извилистости» вокруг скважины, в которой траектория может существенно отклоняться от плоскости. Данная информация может служить основанием для корректировки подходов к интерпретации данных, полученных в процессе подготовки или проведения операции гидроразрыва пласта.

СПИСОК ИСПОЛЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Зобак М.Д. Геомеханика нефтяных залежей. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. 479 с.

2. Roostaei M., Sharbatian A., Fattahpour V., Mahmoudi M., Velayati A., Ghalambor A., Nouri A. An Analytical Model for Hydraulic Fracture Initiation in Deviated Wellbores // *Materials of 53rd U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. New York, USA. 2019.

3. Michael A. Orientation of Hydraulic Fracture Initiation from Perforated Horizontal Wellbores // *Materials of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Calgary, Alberta, Canada, 2019. Paper No. SPE-199766-STU. DOI: 10.2118/199766-STU.

4. Michael A., Ipsita G. A Semi-Analytical Modeling Approach for Hydraulic Fracture Initiation and Orientation in Shale Reservoirs // *Materials of SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*. Virtual. 2020. DOI: 10.15530/urtec-2020-3137.

5. Hossain M.M. Hydraulic Fracture Initiation and Propagation: Roles of Wellbore Trajectory, Perforation and Stress Regimes // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2000. Vol. 27, Issue 3-4. P. 129-149. DOI: 10.1016/S0920-4105(00)00056-5.

6. Alekseenko O., Potapenko D., Cherny S., Esipov D., Kuranakov D., Lapin V. 3D Modeling of Fracture Initiation from Perforated Noncemented Wellbore // *SPE Journal*. 2012. Vol. 18, Issue 3. P. 589-600. DOI: 10.2118/151585-MS.

7. Kirsch G. Die Theorie der Elastizität und die Bedürfnisse der Festigkeitslehre // *Zeitschrift des Vereines Deutscher Ingenieure*. 1898. Vol. 42. P. 797-807.

8. Behrmann L.A., Elbel J.L. Effect of Perforations on Fracture Initiation // *Journal of Petroleum Technology*. 1991. Vol. 43, Issue 5. P. 608-615. DOI: 10.2118/20661-PA.

9. Jaeger J., Cook N.G., Zimmerman R. *Fundamentals of Rock Mechanics*. Hoboken: Blackwell, 2007. 488 p.

10. Peng T., Yan J., Ke H., Bing H., Mian C., Xiaofeng G., Jie G. Analysis of Hydraulic Fracture Initiation and

Vertical Propagation Behavior in Laminated Shale Formation // *Fuel*. 2017. Vol. 206. P. 482-493. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.05.033.

11. Vako P., Economides M.J. *Hydraulic Fracture Mechanics*. Chichester: Wiley, 1995. 298 p.

12. Fjar E., Holt R.M., Raaen A.M., Risnes R., Horsrud P. *Petroleum Related Rock Mechanics*. Amsterdam: Elsevier, 2008. 514 p.

REFERENCES

1. Zobak M.D. *Geomechanika neftyanykh zalezhey* [Geomechanics of Oil Deposits]. Moscow-Izhevsk, Institut komp'yuternykh issledovaniy Publ., 2018. 479 p. [in Russian].

2. Roostaei M., Sharbatian A., Fattahpour V., Mahmoudi M., Velayati A., Ghalambor A., Nouri A. An Analytical Model for Hydraulic Fracture Initiation in Deviated Wellbores. *Materials of 53rd U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. New York, USA, 2019.

3. Michael A. Orientation of Hydraulic Fracture Initiation from Perforated Horizontal Wellbores. *Materials of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Calgary, Alberta, Canada, 2019. Paper No. SPE-199766-STU. DOI: 10.2118/199766-STU.

4. Michael A., Ipsita G. A Semi-Analytical Modeling Approach for Hydraulic Fracture Initiation and Orientation in Shale Reservoirs. *Materials of SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*. Virtual, 2020. DOI: 10.15530/urtec-2020-3137.

5. Hossain M.M. Hydraulic Fracture Initiation and Propagation: Roles of Wellbore Trajectory, Perforation and Stress Regimes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2000, Vol. 27, Issue 3-4, pp. 129-149. DOI: 10.1016/S0920-4105(00)00056-5.

6. Alekseenko O., Potapenko D., Cherny S., Esipov D., Kuranakov D., Lapin V. 3D Modeling of Fracture Initiation from Perforated Noncemented Wellbore. *SPE Journal*, 2012, Vol. 18, Issue 3, pp. 589-600. DOI: 10.2118/151585-MS.

7. Kirsch G. Die Theorie der Elastizität und die Bedürfnisse der Festigkeitslehre. *Zeitschrift des Vereines Deutscher Ingenieure*, 1898, Vol. 42, pp. 797-807.

8. Behrmann L.A., Elbel J.L. Effect of Perforations on Fracture Initiation. *Journal of Petroleum Technology*, 1991, Vol. 43, Issue 5, pp. 608-615. DOI:10.2118/20661-PA.

9. Jaeger J., Cook N.G., Zimmerman R. *Fundamentals of Rock Mechanics*. Hoboken, Blackwell, 2007. 488 p.

10. Peng T., Yan J., Ke H., Bing H., Mian C., Xiaofeng G., Jie G. Analysis of Hydraulic Fracture Initiation and

Vertical Propagation Behavior in Laminated Shale Formation. *Fuel*, 2017, Vol. 206, pp. 482-493. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.05.033.

11. Vako P., Economides M.J. *Hydraulic Fracture Mechanics*. Chichester, Wiley, 1995. 298 p.

12. Fjar E., Holt R.M., Raaen A.M., Risnes R., Horsrud P. *Petroleum Related Rock Mechanics*. Amsterdam, Elsevier, 2008. 514 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Федоров Александр Игоревич, кандидат физико-минералогических наук, эксперт аналитического отдела, ООО «РН-БашНИПИНефть» (ОГ ПАО НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Alexander I. Fedorov, candidate of physical and mineralogical sciences, expert, Analytical department, RN-BashNIPIneft LLC (Rosneft PJSC Group Company), Ufa, Russia

Мулюков Дамир Раилевич, главный специалист аналитического отдела, ООО «РН-БашНИПИНефть» (ОГ ПАО НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Damir R. Mulyukov, chief specialist, Analytical department, RN-BashNIPIneft LLC (Rosneft PJSC Group Company), Ufa, Russia

Статья поступила в редакцию 25.12.2022; одобрена после рецензирования 20.01.2023; принята к публикации 30.03.2023.

The article was submitted 25.12.2022; approved after reviewing 20.01.2023; accepted for publication 30.03.2023.