



© Коллектив авторов,
2024



КВАЗИСТАЦИОНАРНАЯ МОДЕЛЬ РАЗВИТИЯ ТРЕЩИНЫ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ПРИ ПЕРЕВОДЕ СКВАЖИНЫ ПОСЛЕ ОБРАБОТКИ В НАГНЕТАТЕЛЬНЫЙ ФОНД

К.М. Федоров¹, А.А. Изотов², А.Я. Гильманов^{1,*}, А.П. Шевелёв¹, И.С. Соколов³

¹Тюменский государственный университет, РФ, Тюмень

²ООО «Тюменский нефтяной научный центр», РФ, Тюмень

³Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмень, РФ, Тюмень

Электронный адрес: a.y.gilmanov@utmn.ru

Введение. Промысловый опыт разработки месторождений со скважинами, имеющими трещины гидроразрыва пласта, показывает, что после выработки нефти из прилегающих участков пласта эти скважины нередко переводятся под закачку воды. Повышение забойного давления в процессе нагнетания воды и его превышение над давлением разрыва пласта может приводить к росту трещины и снижению области охвата пласта. В этом случае трещину называют трещиной автогидроразрыва. Классические модели для прогнозирования роста трещины не учитывают различие характерных масштабов процессов.

Целью работы является расчёт динамики развития трещины автогидроразрыва с использованием квазистационарной модели.

Материалы и методы. Предлагается квазистационарная концепция развития трещины автогидроразрыва пласта, когда происходит фильтрация суспензии в пласт, засорение частицами зоны вблизи трещины гидроразрыва пласта и снижение проницаемости этой зоны во временных масштабах (от нескольких месяцев до нескольких лет). На основе этого подхода сформулирована новая модель развития такой трещины, позволяющая прогнозировать ее рост и изменение приемистости скважин в зависимости от объема прокачки воды. Описывается установление давления в трещине на основе модели «глубокого» проникновения суспензии. Поток суспензии по трещине рассчитывается на основе законов сохранения массы и импульса в рамках гомогенного приближения. Превышение расхода поступающей в трещину суспензии над ее оттоком вызывает рост трещины.

Результаты. Рассчитана динамика развития трещин автогидроразрыва пласта и соответствующее относительное увеличение приемистости для двух скважин одного из российских месторождений; определена корреляционная зависимость коэффициента повреждения породы от проницаемости пласта.

Заключение. Расчетные прогнозы по предложенной модели позволяют определить динамику развития трещин автогидроразрыва пласта в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств породы, системы разработки. Эти прогнозы позволяют развить теорию разработки для низкопроницаемых коллекторов с учетом образования трещин автогидроразрыва пласта.

Ключевые слова: трещина автогидроразрыва пласта, квазистационарная модель, длина трещины, модель «глубокого» проникновения суспензии, приёмистость скважины, коэффициент повреждения породы

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Федоров К.М., Изотов А.А., Гильманов А.Я., Шевелёв А.П., Соколов И.С.

Квазистационарная модель развития трещины гидроразрыва пласта при переводе скважины после обработки в нагнетательный фонд. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(2):91–100. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-91-100>

Статья поступила в редакцию 11.03.2024

Принята к публикации 29.04.2024

Опубликована 28.06.2024

QUASI-STATIONARY MODEL OF FRACTURE DEVELOPMENT DURING THE CHANGE THE WELL
MODE TO THE INJECTION AFTER PRODUCTION

**Konstantin M. Fedorov¹, Aleksey A. Izotov², Aleksandr Ya. Gilmanov^{1,*}, Aleksandr P. Shevelev¹,
Ilya S. Sokolov³**

¹University of Tyumen, RF, Tyumen

²Tyumen Petroleum Research Center LLC, RF, Tyumen

³Branch of LUKOIL -Engineering LLC KogalymNIPIneft in Tyumen, RF, Tyumen

E-mail: a.y.gilmanov@utmn.ru

Introduction. Field experience in the field's development with wells with hydraulic fracture shows that after oil production, these wells are often transferred to water injection. The accompanying increase in bottom-hole

pressure can lead to fracture growth, which reduce the sweep efficiency. Classical models for predicting fracture growth do not consider the difference in the characteristic scale of the processes.

The aim of the article is to calculate the dynamics of the fracture growth near injector using a quasi-stationary model.

Materials and methods. A quasi-stationary concept of the fracture near injector growth is proposed. Based on this approach, a new model of such fracture growth has been formulated, which makes it possible to predict the change in the flow rate of wells depending on the volume of water injected. It describes the establishment of pressure in the fracture based on the model of deep-bed suspension migration. The suspension flow through the fracture is calculated based on the laws of conservation of mass and momentum. Exceeding the flow rate of the injected suspension above its outflow causes the fracture growth.

Results. The dynamics of fractures growth and the corresponding relative increase in flow rate for 2 wells of one of the Russian fields are calculated. The correlation dependence of the damage factor on the permeability of the reservoir is determined.

Conclusion. The calculated forecasts based on the proposed model make it possible to determine the dynamics of fractures growth, depending on the filtration and capacitance properties of the rock.

Keywords: hydraulic fracture near injector, quasi-stationary model, fracture length, deep med suspension migration model, flow rate of the injector, damage factor

Conflict of interests: the authors declare that there is no conflict of interest.

For citation: Fedorov K.M., Izotov A.A., Gilmanov A.Ya., Shevelev A.P., Sokolov I.S. Quasi-stationary model of fracture development during the change the well mode to the injection after production. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(2):91–100. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-2-91-100>

Manuscript received 11.03.2024

Accepted 29.04.2024

Published 28.06.2024

ВВЕДЕНИЕ

Для поддержания пластового давления при разработке нефтяного месторождения рационально закачивать в пласт столько воды, сколько извлекается жидкости в пластовых условиях, если приток воды из водоносного пласта (аквифера) незначителен. При проектировании, особенно в низкопроницаемых коллекторах, это означает, что в большинстве случаев на одну добывающую скважину должна приходиться одна нагнетательная скважина с тем же типом заканчивания [1], но на практике чаще выбирается более экономичный метод — повышение давления нагнетания [2]. Причиной такого подхода является необходимость обеспечения высоких темпов добычи нефти, а фактические результаты исследований показывают, что при повышении давления происходит увеличение коэффициента работающих толщин (вовлечение в работу низкопроницаемых пропластков) и, соответственно, рост охвата вытеснением по разрезу [3]. Повышение депрессий для интенсификации закачки воды стимулировало применение гидроразрыва пласта (ГРП) и горизонтальных скважин не только для добычи, но и для закачки. В результате сложилась практика перевода скважин с ГРП после отработки в нагнетательный фонд. В результате анализа данных исследования нагнетательных скважин было обнаружено новое явление роста коэффициента приемистости скважин с ростом забойного

давления, которое связали с формированием трещин в призабойной зоне. В последующем явлению было дано название автогидроразрыв пласта (автоГРП), которое устойчиво вошло в публикации по данной тематике. Закачка минерализованной воды сеноманских и других отложений показала меньшую, по сравнению с пресной, фазовую проницаемость и, соответственно, приемистость скважин, что связано с большей степенью взаимодействия пресной воды с матрицей коллекторов [4]. На этапе падающей добычи или массового прорыва нагнетаемой воды более экономически целесообразно применять для закачки подтоварную воду, нередко имеющую повышенное содержание механических примесей и остаточные концентрации углеводородов. Если в высокопроницаемых пластах эти примеси относительно свободно проникают в пласт, то в низкопроницаемых коллекторах происходит интенсивное загрязнение призабойной и притрещинной зоны со значительным снижением ее проницаемости [5]. Сохранение темпов закачки приводит к повышению забойных давлений и образованию трещин автоГРП. Применение классических подходов к описанию формирования техногенных трещин показывает, например, что образование трещин происходит за единицы-десятки минут [6]. Однако проведение гидродинамических исследований в нагнетательных скважинах свидетельствует, что трещины автоГРП формируются и развиваются от нескольких месяцев до нескольких лет. Если бы изменение

длины трещины происходило в масштабах минут, то приемистость скважин также варьировалась бы в это время в широких пределах, но этого не наблюдается. Значит, в пласте происходят процессы, временной масштаб которых значительно больше, чем при образовании трещин ГРП и автоГРП. Таким процессом может быть фильтрация закачиваемой воды в виде малоконцентрированной суспензии, включающей некоторое количество механических примесей и вкраплений углеводородной фазы, и отложение этих частиц в породе коллектора.

В статье рассматривается процесс закачки воды в скважину со сформированной трещиной ГРП после ее отработки на добычу. Предлагается концепция квазистационарного развития трещин автоГРП, когда происходит фильтрация суспензии в пласт, засорение частицами зоны вблизи трещины ГРП и снижение проницаемости этой зоны. При закачке суспензии расход предполагается постоянным, за счет этого снижение проницаемости притрещинной зоны приводит к росту давления в трещине. При превышении критического давления происходит рост трещины уже автоГРП, который считается мгновенным на масштабе инициирующего процесса — засорения пласта частицами суспензии. Целью работы является расчёт динамики развития трещины автоГРП с использованием квазистационарной модели. Сформулирована новая модель развития трещины автоГРП, которая позволяет прогнозировать рост таких трещин и изменение приемистости скважин в зависимости от объема прокачки воды. Этот прогноз позволит проектировать и строить систему разработки месторождения с учетом развития трещин автоГРП. Представлены результаты валидации модели путем сопоставления прогнозов с промысловыми данными по ГДИС с трещинами автоГРП.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

ИНИЦИАЦИЯ ТРЕЩИН АВТОГРП

Следует рассмотреть процессы, происходящие после перевода скважины с трещиной ГРП из добывающего в нагнетательный фонд. Пусть нефтяной пласт с продуктивной толщиной h и эффективной мощностью h_e имеет проницаемость k . В вертикальной скважине создана трещина ГРП с полудлиной l_0 (допущение о симметрии трещины), закрепленная проппантом с проницаемостью k_p , поддерживающим её в открытом состоянии. Трещина имеет эллиптическое сечение, перпендикулярное потоку, с площадью $S_{wo} \approx \pi w h / 4$,

где w — максимальное раскрытие трещины, и прямоугольное боковое сечение с эффективной площадью, через которую

происходит отток, $S_b \approx \frac{\pi h_e}{\sqrt{2}} l_0$. В некоторый

момент времени в скважину начинается закачка суспензии или воды с концентрацией нерастворимых частиц c_0 . Размеры частиц r меньше характерного размера пор $r < 1/3\sqrt{8k/\phi}$, где ϕ — пористость пласта. В этом случае частицы могут проникать и мигрировать в пористой среде [7].

ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГДИС В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ТРЕЩИНЫ АВТОГРП ФОРМИРУЮТСЯ И РАЗВИВАЮТСЯ ДО НЕСКОЛЬКИХ ЛЕТ, ПРИ ЭТОМ СО ВРЕМЕНЕМ РОСТ ТРЕЩИН ЗАМЕДЛЯЕТСЯ.

Миграция частиц малоконцентрированных суспензий в пористой среде обычно описывается в рамках модели «глубокого» проникновения суспензии (deep bed suspension migration) [8, 9]. Транспорт воды и частиц рассматривается в рамках гомогенного приближения, в котором скорость несущей фазы и частиц считается одинаковой [10]. Удержание частиц в пористой среде происходит за счет различных механизмов [4], но суммарный захват описывается единым линейным кинетическим законом. Удержанные в пористой среде частицы увеличивают гидродинамическое сопротивление потоку. Уравнения описанной модели имеют вид:

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\phi c (1 - S_{or}))}{\partial t} + \frac{\partial(c v)}{\partial y} &= -q_r, \quad \frac{\partial \sigma}{\partial t} = q_r = \lambda v c, \\ \frac{\partial(\phi(1 - c)(1 - S_{or}))}{\partial t} + \frac{\partial((1 - c)v)}{\partial y} &= 0, \quad (1) \\ v &= - \frac{k k_{rw}}{\mu (1 + \beta \sigma)} \frac{\partial p}{\partial y}, \end{aligned}$$

где σ — объемное содержание удержанных частиц; β — коэффициент повреждения породы; λ — коэффициент фильтрации; q_r — скорость оседания частиц в пористой среде; v — скорость фильтрации; c — концентрация частиц в потоке; S_{or} и k_{rw} — остаточная (неподвижная) нефтенасыщенность и фазовая проницаемость водной фазы при этом значении водонасыщенности; μ — вязкость суспензии; p — давление; y — ось координат, перпендикулярная направлению распространения трещины; t — время.

В связи с тем что давление в трещине по длине меняется незначительно [11], то задачу (1) можно рассмотреть при одинаковом удельном расходе через боковые поверхности трещины:

$$\begin{aligned} t = 0, y > 0: c(y) = 0, \forall t, y = 0: c = c_o, \\ v = \frac{Q_o}{4S_b}, y = L: p = p_b, \end{aligned} \quad (2)$$

где Q_o — постоянный расход закачиваемой воды с частицами в трещину; L и p_b — расстояние от трещины до контура питания и давление на нем, соответственно. Решение этой задачи строится в линейном приближении (при пренебрежении членами второго порядка малости) аналогично приведенному в работе [12] и имеет вид:

$$\begin{aligned} \sigma(t) &= \frac{\sqrt{2}Q_o t \lambda c_o}{4 \pi h_e l_0} e^{-\lambda y}, \quad v = \frac{k k_{rw}}{\mu g_o(t)} \frac{p_f(t) - p_b}{L}, \\ g_o(t) &= \frac{1}{L} \int_0^L (1 + \beta \sigma) dy = 1 + \frac{\sqrt{2} \beta c_o Q_o t}{4 \pi L h_e l_0} (1 - e^{-\lambda L}), \quad (3) \\ p_f(t) &= p_b + \frac{\sqrt{2} Q_o \mu L \left(1 + \frac{\sqrt{2} \beta c_o Q_o t}{4 \pi L h_e l_0} (1 - e^{-\lambda L}) \right)}{4 k k_{rw} \pi h_e l}. \end{aligned}$$

где $g_o(t)$ — удельное (на единицу площади) дополнительное гидродинамическое сопротивление за счет отложения частиц суспензии в пористой среде; p_f — давление в трещине.

При превышении давления в трещине ГРП критического p_c начинается развитие уже трещины автоГРП от ее конца.

КОНЦЕПЦИЯ КВАЗИСТАЦИОНАРНОГО РАЗВИТИЯ ТРЕЩИНЫ АВТОГРП

Распределение давления в растущей трещине при закачке жидкости с учетом ее оттока в пласт определяется в рамках одномерных моделей трещины KGD (Khristianovich-Geerstma-De Klerk), PKN (Perkins-Kern-Nordgren) [13–16]. Для этого исходная задача разделяется на две одномерные задачи: распределение давления в трещине и в окружающем трещину пласте. В качестве граничных условий используется давление на забое скважины или на входе в трещину и на бесконечности. Таким образом принимается, что пласт и трещина имеют бесконечные размеры, давление в трещине на бесконечности равно критическому p_c , а в пласте p_b . За эффективную или реальную длину трещины принимается длина от входа до координаты трещины с безразмерным раскрытием, равным некоторой малой величине, которая соответствует заданной относительной погрешности вычислений. В этих моделях рост трещин происходит за секунды и минуты. Этот подход имеет два существенных недостатка. Во-первых, решение не выходит на стационар, то есть трещина растет бесконечно, во-вторых, давление на кончике трещины не равно критическому.

В работе приводится попытка избавиться от этих недостатков. Предполагается, что, во-первых, пласт ограничен размером L в поперечном трещине направлении и отток жидкости из трещины, соответственно, ограничен перепадом давления в трещине p_f и пластовым p_b . Это допущение позволяет получить стационарное решение. Во-вторых, допущение о безграничной трещине и условии для давления на бесконечности заменяется интегральным условием равенства закачиваемого в трещину потока и полного оттока жидкости через боковые границы трещины. Такая постановка позволяет определить конечный размер трещины при давлении на кончике, равном критическому.

Можно выделить две зоны: первая, или исходная, трещина ГРП имеет фиксированный размер или полудлину l_0 , вторая зона инициируется после достижения в трещине критического давления p_c и относится к формируемой трещине автоГРП, ее размер или полудлина меняется со временем от $x = l_0$ до текущего значения l . В первой зоне оседание частиц начинается сразу после начала закачки воды и не зависит от x . Во второй зоне отток частиц начинается после достижения трещиной автоГРП координаты x и, следовательно, зависит от этой координаты. Время подхода кончика трещины автоГРП к промежуточной координате x обозначается за t_x . Тогда объемный баланс закачиваемого потока и суммарного оттока водной фазы из обеих зон трещины будет иметь вид:

$$\begin{aligned} Q_o &= - \int_0^{l_0} \frac{dq_1}{dx} dx - \int_0^l \frac{dq_2}{dx} dx = \\ &= \frac{\pi h_e k k_{rw} (p_c - p_b)}{\sqrt{2} \mu L} \left(\frac{l_0}{g(t)} + \int_{l_0}^l \frac{dx}{g(t - t_x)} \right), \end{aligned} \quad (4)$$

где q_i — отток суспензии из выделенных зон трещины; $i = 1, 2$ — номер зоны; $g(t)$ — дополнительное гидравлическое сопротивление около трещины автоГРП.

Дополнительное гидравлическое сопротивление находится из решения задачи (1) при задании на границах постоянных значений давления:

$$\forall t, y = 0: p = p_c, y = L: p = p_b. \quad (5)$$

При сформулированных граничных условиях решение (1) для дополнительного гидравлического сопротивления около трещины автоГРП имеет вид:

$$g(t) = \sqrt{1 + \frac{2 \beta c_o k k_{rw} (1 - e^{-\lambda L}) (p_c - p_b) t}{\mu L^2}}. \quad (6)$$

Дифференцирование выражения (4) по верхнему пределу интегрирования l с учётом обратной функции $t_x(l) = t$ приводит к уравнению для расчёта динамики развития трещины:

$$1 - \frac{l_0}{g^2(t)} \frac{dg(t)}{dt} \frac{dt}{dl} = 0. \quad (7)$$

Начальное условие для уравнения (7) соответствует инициации трещины автоГРП:

$$t = 0: l = l_0. \quad (8)$$

Решение уравнения (7) с учётом (6) и (8) получено в аналитическом виде и задаёт динамику развития трещины автоГРП:

$$l(t) = l_0 \left(2 - \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{2\beta_{c0} k k_{rw} (1 - e^{-\lambda l}) (p_c - p_b) t}{\mu L^2}}} \right). \quad (9)$$

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Для расчётов динамики развития техногенной трещины были выбраны 3 скважины одного из месторождений Западной Сибири, необходимые для расчетов параметры по которым приведены в **табл. 1**. По всем трем скважинам проводились последовательные гидродинамические исследования скважин (ГДИС) со снятием кривых падения давления (КПД) непосредственно после перевода

скважин под нагнетание и через некоторое время (от года до трех лет).

Коэффициент фильтрации принят равным $\lambda = 10 \text{ м}^{-1}$, что соответствует результатам исследований, приведенным в работе [8]. Поскольку эмпирический коэффициент повреждения породы β был неизвестен, то с его помощью проводилась «настройка» динамики развития техногенной трещины на результаты ГДИС, чтобы расчётная полудлина трещины спустя известный промежуток времени соответствовала промысловым данным с точностью не менее 97 %. Промысловое значение длины трещины определялось по данным интерпретации КПД. В качестве примера кривые КПД для скважины 3 приведены на **рис. 1**, результаты их интерпретации сведены в **табл. 2**. В **табл. 2** приведены также расчетные значения коэффициентов повреждения породы.

Следует отметить, что предыдущие исследования показали, что коэффициент повреждения породы зависит от проницаемости пласта [4, 17]. В данной работе сравниваются линейные корреляции для таких зависимостей с фиксированным средним значением коэффициента повреждения породы, а именно:

$$\beta = \alpha k + \beta_0, \text{ и } \beta = \beta_{av}, \quad (10)$$

где α и β_0 — постоянные коэффициенты; β_{av} — среднее значение коэффициента повреждения.

Таблица 1. Промысловые данные по скважинам одного из месторождений Западной Сибири
Table 1. Field data for wells of the one of Western Siberia fields

Параметр	Значение по скважине 1	Значение по скважине 2	Значение по скважине 3
c_0 , %	0,0148	0,0147	0,0129
L , м	250	250	225
k , мД	7,90	2,20	22,00
k_p , мД	228	322	345
μ , сП	0,51	0,51	0,58
l_0 , м	60	70	50
p_b , МПа	27,6	27,6	26,5
p_w , МПа	33,2	42,3	33,0
p_c , МПа	41,7	42,3	35,8
k_{rw}	0,39	0,32	0,25
w , мм	2,09	3,80	1,88
h , м	17,1	2,9	7,4
h_e , м	17,1	2,9	7,4
Q_0 , м ³ /сут.	107,1	54,7	111,7

* p_w — первоначальное забойное давление скважины.

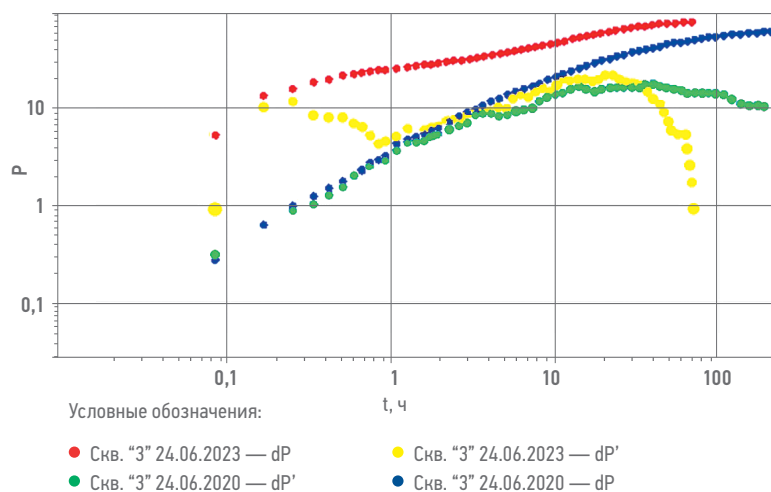


Рис. 1. Кривые падения давления при исследовании скважины 3. Обозначения: dP — изменение безразмерного забойного давления; dP' — производная по времени от dP ; P — безразмерное давление. Составлено авторами
Fig. 1. Pressure drop curves during well 3 test. Nomenclature: dP — change in dimensionless bottomhole pressure; dP' — the time derivative of dP ; P — dimensionless pressure. Prepared by the authors

Скважина 2 не соответствует ни одному из двух трендов. Пласт вблизи этой скважины имеет аномально низкий коэффициент повреждения породы, что, возможно, связано с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками пласта и образованием корки на стенках трещины [4]. В дальнейшем эта скважина не участвовала в расчетах. Линейный тренд для двух первых скважин характеризуется следующими значениями эмпирических коэффициентов $a = -3,83 \cdot 10^{17} \text{ м}^{-2}$, $\beta_0 = 8,33 \cdot 10^5$, а среднее значение равно $\beta_{av} = 827700$. Следует отметить, что исследования параметров фильтрации суспензий по другому месторождению также указывают на линейный тренд зависимости коэффициента повреждения

от проницаемости пород [18], эти данные представлены в **табл. 3**. Валидация разработанной модели проводилась путем сопоставления промысловых данных по замеру относительного прироста приёмистости скважин вследствие увеличения длины трещины на момент проведения ГДИС с расчетными значениями этого технологического параметра, вычисленными с использованием расчета длины трещины на момент второго ГДИС и формулы Пратса [19, 20]:

$$\frac{Q_1}{Q_0} = \frac{\ln \frac{2L}{l_0}}{\ln \frac{2L}{l}}, \quad (11)$$

где Q_0 — приёмистость после перевода скважины; Q_1 — приёмистость после увеличения длины трещины; l — полудлина трещины на момент проведения второго ГДИС с учетом исходной длины трещины ГРП. Замер дебитов проводился в процессе проведения ГДИС, так что интервал времени между последовательными замерами КПД также является валидационным параметром. Сопоставление указанных данных приведено в **табл. 4**, в расчетах использовался как линейный тренд зависимости коэффициента повреждения от проницаемости, так и его среднее значение. Для скважины 1 лучшее соответствие между расчётными и промысловыми данными показывает значение β из корреляции (10), для скважины 3 — значение β_{av} . Это связано с тем, что с ростом значения β скорость роста трещины увеличивается, что, в соответствии с (11), увеличивает приёмистость скважины. Для скважины 1 среднее значение β_{av} меньше, чем значение β , полученное из корреляции (10), поэтому увеличение приёмистости при расчётах

Таблица 2. Результаты интерпретации КПД для выбранных скважин одного из месторождений Западной Сибири
Table 2. The results of the pressure drop curves interpretation for the selected wells of one of Western Siberia fields

Параметр	№ скважины		
	1	2	3
Интервал времени между замерами КПД, лет	1,09	1,14	3
Полудлина трещины по данным ГДИС, м	90	84	90
Расчётная полудлина трещины, м	92	84	90
β	830400	170000	825000

Таблица 3. Данные по определению зависимости коэффициента повреждения породы от проницаемости пласта при фильтрации суспензий [18]

Table 3. The data of the research on determining the dependence of the damage factor on permeability of reservoir during filtration of suspensions [18]

k , мД	52,3	63	166,5
β	600000	550000	520000

Таблица 4. Сопоставление расчетных и промысловых данных по изменению приемистости скважин через определенный промежуток времени за счет развития трещин автоГРП

Table 4. Validation of calculated and field data on changes in well injection flow rate after a certain period of time due to the growth of hydraulic fractures

№ скважины	Интервал времени между замерами КВД, лет	Расчётное увеличение приёмистости при значении β из табл. 3	Расчётное увеличение приёмистости при значении β_{av}	Увеличение приёмистости по промысловым данным
1	1,09	25,2 %	25,0 %	23,6 %
3	3	36,5 %	36,6 %	36,5 %

с использованием среднего значения β оказывается ниже. Для скважины 3 среднее значение β_{av} больше, чем значение β , полученное из корреляции (10), что обуславливает более высокие значения приёмистости после увеличения длины трещины при использовании в расчётах значения β_{av} .

Расчетная динамика развития техногенных трещин в скважинах 1 и 3 при среднем значении β_{av} приведена на **рис. 2**, моменты замеров КВД указаны красными точками. Графики иллюстрируют, что развитие трещин автоГРП длится нескольких лет, при этом со временем рост трещин замедляется. Размеры трещин автоГРП сопоставимы с исходными трещинами ГРП, из которых и начинается их рост. Анализ динамики развития трещины автоГРП для скважины 1 показывает наличие длительного временного промежутка (около 260 суток), в течение которого трещина не растет, что связано с установлением давления в трещине до величины, превышающей критическое давление. Длительность промежутка обусловлена существенно меньшим первоначальным значением забойного давления скважины, чем критическое давление, что видно из **табл. 1**. Давление в трещине, образовавшейся от скважины 3, в течение суток достигает критического, поскольку первоначальное забойное давление незначительно ниже критического давления, после чего начинается рост трещины автоГРП.

ВЫВОДЫ

Представлена новая квазистационарная модель развития трещин автоГРП, в основу которой заложены данные по промысловым оценкам времени роста таких трещин. Показано, что основным механизмом формирования и снижения скорости роста трещин автоГРП является миграция частиц из воды, закачиваемой в пласт.

Загрязнение зоны вокруг скважин и трещин ГРП является основной причиной роста давления и формирования трещин автоГРП. Прогноз развития таких трещин является

важным элементом проектирования разработки в первую очередь низкопроницаемых коллекторов, которые составляют большую долю трудноизвлекаемых запасов. Показано, что в основе такого прогноза лежит определение новых параметров коллекторов: фильтрационного коэффициента и коэффициента повреждения породы при фильтрации эмульсии, содержащей взвешенные частицы и остаточные капли углеводородов в подтоварной воде.

Установлено, что значения коэффициента повреждения породы по участкам пласта вблизи различных скважин линейно зависят от проницаемости пласта, причём с ростом проницаемости значение этого коэффициента снижается, поскольку частицы отфильтровываются в пласт лучше. Однако изменение коэффициента повреждения породы незначительно, что позволяет использовать его среднее значение по пласту с различными скважинами и спрогнозировать прирост её приёмистости вследствие увеличения длины трещины с погрешностью не более 2 %.

Расчетные прогнозы по предложенной модели позволяют определить динамику развития трещин автоГРП в зависимости

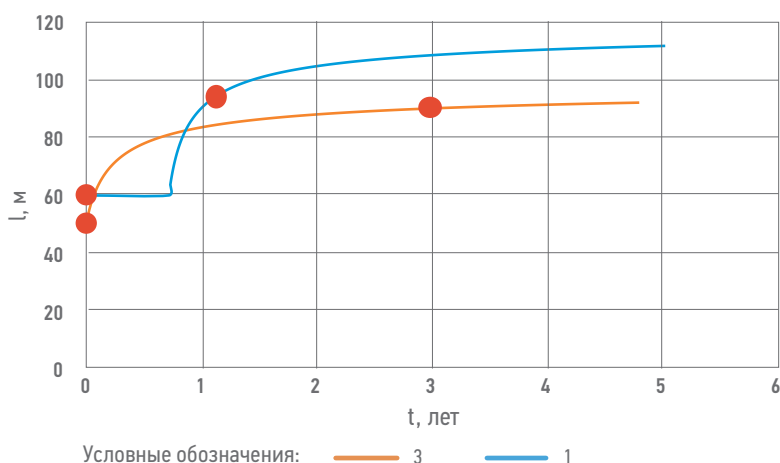


Рис. 2. Динамика развития техногенных трещин в скважинах 1 и 3. Обозначения: l — полуудлинение трещины; t — время. Составлено авторами

Fig. 2. Dynamics of the technogenic fractures growth in wells 1 and 3. Nomenclature: l — half of the fracture length, t — time. Prepared by authors

от фильтрационно-емкостных свойств породы, системы разработки (расположение скважин), физических свойств указанных малононцентрированных эмульсий

на основе воды. Эти прогнозы позволят развить теорию разработки для низкопроницаемых коллекторов с учетом образования трещин автоГРП.

Список литературы

1. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С., Баганова М.Н., Спиридонов А.В. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2004. — 520 с.
2. Янин А.Н., Янин К.Е., Биккулов М.М. Анализ истории развития системы ГПД с целью выбора устьевого давления закачки воды на нефтяных объектах Западной Сибири // Науки о Земле. — 2023. — №12. — С. 28–41.
3. Афанасьева А.В., Горбунов А.Т., Шустеф И.Н. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания. М., «Недра», 1975. — 215 с.
4. Bedrikovetsky P., Zeinijahromi A., Siqueira F.D., Furtado C.A., de Souza A.L.S. Particle detachment under velocity alternation during suspension transport in porous media // *Transport in Porous Media*. — 2012. — Vol. 91. — P. 173–197. <https://doi.org/10.1007/s11242-011-9839-1>
5. Narr W., Schechter D.W., Thompson L.B. Naturally fractured reservoir characterization. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2006. — 112 p.
6. Nordgren R.P. Propagation of a vertical hydraulic fracture // *SPE Journal*. — 1972. — Vol. 12. — № 4. — P. 306–314. <https://doi.org/10.2118/3009-PA>
7. Rodriguez E., Bryant S.L. Straining of fine particles in gaps in porous media // Society of Petroleum Engineers Conference Paper SPE-110425-MS presented and the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, USA, 11–14 November 2007. — 2007. — P. 1–16. <https://doi.org/10.2523/110425-ms>
8. Vaz A., Bedrikovetsky P., Fernandes P.D., Badalyan A., Carageorgos T. Determining model parameters for non-linear deep-bed filtration using laboratory pressure measurements // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. — 2017. — Vol. 151. — P. 421–433. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.01.001>
9. Herzig J.P., Leclerc D.M., Goff P.L. Flow of suspensions through porous media — application to deep filtration // *Industrial and Engineering Chemistry*. — 1970. — Vol. 62. — P. 8–35.
10. Нигматуллин Р.И. Динамика многофазных сред. Ч. 1. М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1987. — 464 с.
11. Анурьев Д.А., Федоров К.М., Гильманов А.Я., Шевелёв А.П., Морозовский Н.А., Торопов К.В. Анализ возможности блокирования трещин автоГРП суспензионной системой // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. — 2023. — № 84. — С. 36–51. <https://doi.org/10.17223/19988621/84/4>
12. Fedorov K.M., Gilmanov A.Ya., Shevelev A.P., Kobayashv A.V., Anuriev D.A. A theoretical analysis of profile conformance improvement due to suspension injection // *Mathematics*. — 2021. — Vol. 9. — No. 15. — P. 1727–1741. <https://doi.org/10.3390/math9151727>
13. Черный С.Г., Лапин В.Н., Есипов Д.В., Нуранов Д.С. Методы моделирования зарождения и распространения трещин. Новосибирск: Издательство СО РАН, 2016. — 312 с.
14. Хобибуллин И.Л., Хисамов А.А. Моделирование нестационарной фильтрации в системе пласт-трещина гидроразрыва // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. — 2022. — № 77. — С. 158–168. <https://doi.org/10.17223/19988621/77/12>
15. Geertsma J., de Klerk F. A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures // *Journal of Petroleum Technology*. — 1969. — № 12. — P. 1571–1581.
16. Zhang Z., Clarkson C., Williams-Kovacs J.D., Yuan B., Ghanizadeh A. Rigorous estimation of the initial conditions of flowback using a coupled hydraulic-fracture/dynamic-drainage-area leakoff model constrained by laboratory geomechanical data // *SPE Journal*. — 2020. — Vol. 25. — № 6. — P. 3051–3078. <https://doi.org/10.2118/201095-PA>
17. Wang W., Yuan B., Su Y., Wang K., Jiang M., Moghanloo R.G., Rui Z. Nanoparticles adsorption, straining and detachment behavior and its effects on permeability of Berea Cores: analytical model and lab experiments // Society of Petroleum Engineers Conference Paper SPE-181285-MS presented and the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAE, 26–28 September 2016. — 2016. — P. 1–18. <https://doi.org/10.2118/181285-MS>
18. Фёдоров К.М., Шевелёв А.П., Кобышев А.В., Захаренко В.А., Ночетов А.В., Неклеса Р.С., Усольцев А.В. Определение фильтрационных параметров суспензии по экспериментальным данным // Society of Petroleum Engineers, Статья с конференции SPE-202018-RU, представленная на Российской нефтегазовой технической конференции SPE в Москве, Россия, 26–29 октября 2020. — 2020. — С. 1–16. <https://doi.org/10.2118/202018-RU>
19. Экономидис М., Олайни Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта М.: ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед, 2004. — 316 с.
20. Mahadev K.A., Haldipur P., Tinker S.J., Stewart C., Roy A.M. The importance of clean off-plane perforations in all phases of a deepwater well and its productivity impact // *SPE Drilling and Completion*. — 2019. — Vol. 34. — № 4. — P. 372–381. <https://doi.org/10.2118/191456-PA>

References

1. Zakirov S.N., Zakirov E.S., Zakirov I.S., Baganova M.N., Spiridonov A.V. [New principles and technologies for the development of oil and gas fields] *Novye principy i tekhnologii razrabotki mestorozhdenij nefi i gaza*. Moscow: Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, 2004, 520 p. (In Russ.).
2. Yanin A.N., Yanin K.E., Bikkulov M.M. [Analysis of the history of the development of the maintaining reservoir pressure system to select the wellhead pressure of water injection at Western Siberia oil fields] *Analiz istorii razvitiya sistemy PPD s cel'yu vybora ust'evogo davleniya zakachki vody na neftyanykh ob'ektah Zapadnoj Sibiri*. *Nauki o Zemle*, 2023, no. 12, pp. 28–41. (In Russ.).
3. Afanas'eva A.V., Gorbunov A.T., Shustef I.N. [Flooding of oil fields at high injection pressures] *Zavodnenie neftyanykh mestorozhdenij pri vysokih davleniyah nagnetaniya*. Moscow: Nedra, 1975, 215 p. (In Russ.).
4. Bedrikovetsky P., Zeinijahromi A., Siqueira F.D., Furtado C.A., de Souza A.L.S. Particle detachment under velocity alternation during suspension transport in porous media. *Transport in Porous Media*, 2012, vol. 91, pp. 173–197. <https://doi.org/10.1007/s11242-011-9839-1>
5. Narr W., Schechter D.W., Thompson L.B. *Naturally fractured reservoir characterization*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2006, 112 p.
6. Nordgren R.P. Propagation of a vertical hydraulic fracture. *SPE Journal*, 1972, vol. 12, no. 4, pp. 306–314. <https://doi.org/10.2118/3009-PA>

7. Rodriguez E., Bryant S.L. Straining of fine particles in gaps in porous media. *Society of Petroleum Engineers Conference Paper SPE-110425-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, USA, 11–14 November 2007*, 2007, pp. 1–16. <https://doi.org/10.2523/110425-ms>
8. Vaz A., Bedrikovetsky P., Fernandes P.D., Badalyan A., Carageorgos T. Determining model parameters for non-linear deep-bed filtration using laboratory pressure measurements. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 151, pp. 421–433. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.01.001>
9. Herzig J.P., Leclerc D.M., Goff P.L. Flow of suspensions through porous media — application to deep filtration. *Industrial and Engineering Chemistry*, 1970, vol. 62, pp. 8–35.
10. Nigmatulin R.I. [Dynamics of multiphase media. Part 1.] *Dinamika mnogofaznyh sred. Chast 1*. Moscow: Nauka. Glavnaya redakciya fiziko-matematicheskoy literatury, 1987, 464 p. (In Russ.).
11. Anur'ev D.A., Fedorov K.M., Gil'manov A.Ya., Shevelev A.P., Morozovskiy N.A., Toropov K.V. [Analysis of the possibility of technogenic fracture blocking using a suspension system] Analiz vozmozhnosti blokirovaniya treshchin avtoGRP suspenzionnoy sistemoy. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta. Matematika i mekhanika=Tomsk State University Journal of Mathematics and Mechanics*, 2023, no. 84, pp. 36–51. <https://doi.org/10.17223/19988621/84/4> (In Russ.).
12. Fedorov K.M., Gilmanov A.Ya., Shevelev A.P., Kobayashv A.V., Anuriev D.A. A theoretical analysis of profile conformance improvement due to suspension injection. *Mathematics*, 2021, vol. 9, no. 15, pp. 1727–1741. <https://doi.org/10.3390/math9151727>
13. Chernyj S.G., Lapin V.N., Esipov D.V., Kuranakov D.S. [Methods for modeling the origin and propagation of fractures] *Metody modelirovaniya zarozhdeniya i rasprostraneniya treshchin*. Novosibirsk: Publishing House of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 2016, 312 p. (In Russ.).
14. Khabibullin I.L., Khisamov A.A. [Modeling of unsteady filtration in a formation — hydraulic fracture system] Modelirovanie nestacionarnoy fil'tracii v sisteme plast-treshchina gidrorazryva. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta. Matematika i mekhanika=Tomsk State University Journal of Mathematics and Mechanics*, 2022, no. 77, pp. 158–168. <https://doi.org/10.17223/19988621/77/12> (In Russ.).
15. Geertsma J., de Klerk F. A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures. *Journal of Petroleum Technology*, 1969, no. 12, pp. 1571–1581.
16. Zhang Z., Clarkon C., Williams-Kovacs J.D., Yuan B., Ghanizadeh A. Rigorous estimation of the initial conditions of flow-back using a coupled hydraulic-fracture/dynamic-drainage-area leakoff model constrained by laboratory geomechanical data. *SPE Journal*, 2020, vol. 25, no. 6, pp. 3051–3078. <https://doi.org/10.2118/201095-PA>
17. Wang W., Yuan B., Su Y., Wang K., Jiang M., Moghanloo R.G., Rui Z. Nanoparticles adsorption, straining and detachment behavior and its effects on permeability of Berea Cores: analytical model and lab experiments. *Society of Petroleum Engineers Conference Paper SPE-181285-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAE, 26–28 September 2016*, 2016, pp. 1–18. <https://doi.org/10.2118/181285-MS>
18. Fedorov K.M., Shevelev A.P., Kobayashv A.V., Zakharenko V.A., Koshetov A.V., Neklesa R.S., Usoltsev A.V. Determination of suspension filtration parameters from experimental data. *Society of Petroleum Engineers, Conference Paper SPE-202018-MS presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 26–29 October 2020*, 2020, pp. 1–15. <https://doi.org/10.2118/202018-MS>
19. Economides M., Oligney R., Valko P. *Unified fracture design*. Alvin: Orsa Press, 2001, 141 p.
20. Mahadev K.A., Haldipur P., Tinker S.J., Stewart C., Roy A.M. The importance of clean off-plane perforations in all phases of a deepwater well and its productivity impact. *SPE Drilling and Completion*, 2019, vol. 34, no. 4, pp. 372–381. <https://doi.org/10.2118/191456-PA>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

К.М. Федоров — разработал концепцию квазистационарного развития трещины.

А.А. Изотов — выполнил постановку проблемы, подготовил раздел «Введение».

А.Я. Гильманов — разработал математическую модель, подготовил текст статьи.

А.П. Шевелёв — выполнил проведение расчётов.

И.С. Соколов — выполнил проведение валидации математической модели с использованием промысловых данных.

Konstantin M. Fedorov — development of the concept of quasi-stationary fracture development.

Aleksey A. Izotov — problem statement, writing the "Introduction" section.

Aleksandr Ya. Gilmanov — development of the mathematical model, writing the text of the article.

Aleksandr P. Shevelev — making calculations.

Ilya S. Sokolov — validation of a mathematical model using field data.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Константин Михайлович Федоров — доктор физико-математических наук, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем, Тюменский государственный университет
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0347-3930>
Scopus ID: 7006284104

Konstantin M. Fedorov — Dr. Sci. (Phys. and Math.), Professor, Professor of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems, University of Tyumen,
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0347-3930>
Scopus ID: 7006284104

Алексей Александрович Изотов — директор по науке и инновациям, ООО «ТННЦ», ПАО «НК «Роснефть»
ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-8492-9865>

Александр Янович Гильманов* — кандидат физико-математических наук, старший преподаватель кафедры моделирования физических процессов и систем, Тюменский государственный университет
625003, Россия, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 6.
e-mail: a.y.gilmanov@utmn.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7115-1629>
Scopus ID: 57205429154

Александр Павлович Шевелёв — кандидат физико-математических наук, доцент, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем, Тюменский государственный университет
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0017-4871>
Scopus ID: 37013734300

Илья Сергеевич Соколов — заместитель директора по научной работе в области разработки месторождений, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмень.

Aleksey A. Izotov — Director for Science and Innovations, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Rosneft Oil Company PJSC
ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-8492-9865>

Aleksandr Y. Gilmanov* — Cand. Sci. (Phys. and Math.), Senior Lecturer of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems, University of Tyumen
6, Volodarskogo str., 625003, Tyumen, Russia.
e-mail: a.y.gilmanov@utmn.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7115-1629>
Scopus ID: 57205429154

Aleksandr P. Shevelev — Cand. Sci. (Phys. and Math.), Associate Professor, Professor of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems, University of Tyumen,
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0017-4871>
Scopus ID: 37013734300

Ilya S. Sokolov — Deputy Director for Science in the Field of Reservoir Development, Branch of LUKOIL-Engineering LLC KogalymNIPIneft in Tyumen.

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author