

МЕХАНИКА

MECHANICS

Научная статья

УДК 532.5-1/-9

doi: 10.17223/19988621/84/4

**Анализ возможности блокирования трещин автоГРП
суспензионной системой****Денис Алексеевич Анурьев¹, Константин Михайлович Фёдоров²,
Александр Янович Гильманов³, Александр Павлович Шевелёв⁴,
Никита Александрович Морозовский⁵,
Константин Витальевич Торопов⁶**¹ ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия^{2, 3, 4} Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия^{5, 6} ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия¹ daanuriev@tmc.rosneft.ru² k.m.fedorov@utmn.ru³ a.y.gilmanov@utmn.ru⁴ a.p.shevelev@utmn.ru⁵ N_morozovski@rosneft.ru⁶ K_toropov@rosneft.ru

Аннотация. Оценивается коагулирующее действие полимер-дисперсных составов с использованием математической модели закачки и транспорта суспензии по трещине. Предполагается, что частицы суспензии больше размеров поровых каналов и не проникают в пласт. Определено, что в момент подхода разрыва на фронте оторочки суспензии к концу трещины формируется разрыв объемной доли частиц, который движется как отраженная волна навстречу потоку и характеризует блокирование трещины. С использованием разработанной модели рассчитан закоагулированный размер трещины.

Ключевые слова: трещина автоГРП, суспензия, объемное содержание частиц, закон сохранения массы, закон Пуазейля, контактный разрыв, отраженная волна

Для цитирования: Анурьев Д.А., Фёдоров 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. doi: 10.17223/19988621/84/4

Original article

Analysis of the possibility of technogenic fracture blocking using a suspension system

Denis A. Anur'ev¹, Konstantin M. Fedorov², Aleksandr Ya. Gil'manov³, Aleksandr P. Shevelev⁴, Nikita A. Morozovskiy⁵, Konstantin V. Toropov⁶

¹ Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russian Federation

^{2, 3, 4} University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

^{5, 6} Rosneft Oil Company, Moscow, Russian Federation

¹ daanuriev@mnc.rosneft.ru

² k.m.fedorov@utmn.ru

³ a.y.gilmanov@utmn.ru

⁴ a.p.shevelev@utmn.ru

⁵ N_morozovskiy@rosneft.ru

⁶ K_toropov@rosneft.ru

Abstract. The problem of technogenic fracture blocking by a suspension mixture is relevant for preventing the producing wells from additional water inflow. The aim of this work is to evaluate the effect of fracture colmatation with polymer-dispersed compositions using a mathematical model of suspension transporting through a fracture. The suspension particles are assumed to be larger than the pore channels and do not penetrate into the reservoir. The problem is solved using a system of equations of continuum mechanics. The leading edge of the suspension slug represents contact discontinuity. It is determined that when the discontinuity approaches the end of the fracture, a reflected wave of the volume fraction of particles is formed, which moves toward the flow and blocks the fracture. At the same time, due to the need to maintain the same flow rate and fracture size reduction, there is a sharp increase in the downhole pressure preventing the fracture from complete blockage. Thus, the maximum blocked fracture size is determined. The obtained results are compared with field data.

Keywords: technogenic fracture, suspension, volume content of particles, law of conservation of mass, Poiseuille law, contact discontinuity, reflected wave

For citation: Anur'ev, D.A., Fedorov, K.M., Gil'manov, A.Ya., Shevelev, A.P., Morozovskiy, N.A., Toropov, K.V. (2023) Analysis of the possibility of technogenic fracture blocking using a suspension system. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta. Matematika i mekhanika – Tomsk State University Journal of Mathematics and Mechanics*. 84. pp. 36–51. doi: 10.17223/19988621/84/4

Введение

Заводнение (процесс закачки воды в пласт для вытеснения нефти) плотных низкопроницаемых коллекторов (пористых горных пород, способных пропускать через себя жидкости) с высоким пластовым давлением часто сопровождается формированием техногенных трещин, или трещин автогидроразрыва пласта (автоГРП) [1, 2], что может приводить к раннему обводнению (повышению доли воды) продукции [3]. Так как этот процесс неконтролируемый, обычно проводятся специальные исследования по определению давления или градиента давления, при котором проис-

ходит раскрытие трещин [4, 5]. Такие исследования позволяют ограничить давление закачки и не допустить формирования трещин автоГРП. Полный анализ указанных процессов сопровождается геомеханическим исследованием [6, 7]. Такой подход позволяет детально моделировать образование и развитие трещин автоГРП.

Однако в ряде случаев образование трещин автоГРП все же происходит. Примером может служить месторождение Daqing, на котором в 12% нагнетательных скважин при эксплуатации происходит существенное падение приемистости (расхода закачиваемой воды) [8]; для компенсации этого падения приходится поднимать в нагнетательных скважинах забойное давление. При давлениях закачки, отличающихся от давления гидроразрыва пласта на 1–2 МПа, начинается массовое формирование трещин автоГРП.

Другим примером формирования значительного количества трещин автоГРП является Приобское месторождение. Высокие пластовые давления и низкая приемистость воды за счет малого значения относительной фазовой проницаемости воды при остаточной нефтенасыщенности $k(S_{or})$ (способность воды течь в пласте в присутствии других фаз при таком отношении объема нефти к объему пор, при котором нефть не течет) вынуждают для компенсации отбора продукции закачкой воды держать забойное давление выше давления раскрытия трещин [9]. Диагностика приемистости нагнетательных скважин показывает наличие излома на индикаторной диаграмме [10]; гидропрослушивание скважин и специальные индикаторные исследования указывают на рост трещин [11–13]. Часто размеры этих трещин достигают километровой длины. Пример моделирования развития таких трещин описан в работе [13].

Существует подход к моделированию процессов в техногенной трещине, в котором в случае нестационарного притока распределение давления в окружающем пласте и в трещине находят с помощью уравнения пьезопроводности [14].

Гидродинамические расчеты процесса заводнения позволили выделить зоны аномально высокого пластового давления и ввести ограничения по приемистости нагнетательных скважин для предотвращения образования трещин автоГРП [15]. Однако в этом случае ограничение приемистости скважин приводит к существенному ограничению закачки воды и снижению компенсации отбора продукции закачкой воды.

Разбуривание скважин в областях аномально высокого давления также сопровождается образованием техногенных трещин и аварийными ситуациями [16].

Если размеры трещин автоГРП в нагнетательных скважинах невелики, то происходит просто увеличение приемистости скважин, но сближение этих трещин с добывающими скважинами приводит к раннему прорыву воды в них [17, 18] и образованию высокопроницаемых каналов связи между нагнетательными и добывающими скважинами. Ограничение расхода воды в нагнетательной скважине может приводить к частичному или полному закрытию трещин, но не дает уверенности в снижении проводимости созданных трещин [19].

С другой стороны, для ограничения притока воды по высокопроницаемому каналу проводят закачку в трещину автоГРП гелеобразующих или полимердисперсных составов [20]. Распространенным полимером для этого является гидролизированный полиакриламид. Экспериментальные исследования на керновом материале показывают, что в результате закачки гелеобразующих составов происходит ограничение эффективных размеров трещины автоГРП вследствие оседа-

ния частиц геля вплоть до полного блокирования трещины [20], причем в случае наличия нескольких трещин в пласте реагент преимущественно будет заходить в более высокопроницаемую трещину, оставляя менее проницаемые трещины практически не заблокированными. Применение гидродинамических моделей для прогнозирования этих процессов невозможно за счет существенно разных масштабов процессов в трещине, около нее и в области межскважинного пространства.

Цель работы – оценка кольматирующего действия полимер-дисперсных составов с использованием математической модели закачки и транспорта суспензии по трещине. В статье впервые разработана математическая модель закачки и транспорта суспензии по трещине и оценивается кольматирующее действие полимер-дисперсных составов, когда размеры частиц больше размеров поровых каналов и не проникают в пласт. Проводится сравнение полученных оценок с промысловыми данными для понимания механизма воздействия суспензионного состава. Сопоставление показывает, что часто такие обработки нагнетательных скважин приводят к частичной кольматации трещин и ограничению их длины.

Оценка и анализ параметров трещин автоГРП

Для оценки процессов формирования трещин автоГРП были рассмотрены промысловые данные по закачке воды в вертикальные и наклонные скважины Усть-Тегусского месторождения. По данным анализа приемистости скважин, динамики забойного давления и графика Холла [21] было установлено наличие трещин автоГРП на определенном количестве нагнетательных скважин.

Для дальнейшего анализа рассматривались только скважины, на которых проводилась обработка скважин полимер-дисперсным составом (ПДС) [22]. Таких скважин оказалось три, данные по ним приведены в табл. 1, где введены обозначения: k_{av} – средняя проницаемость по продуктивному интервалу, μ_w – вязкость закачиваемой воды в пластовых условиях, h – мощность продуктивного интервала (толщина пласта), h_e – эффективная мощность пласта (за вычетом глинистых пропластков), W – коэффициент приемистости (отношение расхода воды в нагнетательной скважине к перепаду давления), $k_r(S_{or})$ – относительная фазовая проницаемость воды при остаточной нефтенасыщенности, Δp – депрессия на пласт (перепад давления в пласте), p_w – забойное давление.

Таблица 1

Данные по отобранным нагнетательным скважинам Усть-Тегусского месторождения

№	$W, \text{ м}^3/(\text{сут.}\cdot\text{атм})$	$\Delta p, \text{ атм}$	$p_w, \text{ атм}$	$k_{av}, \text{ мД}$	$\mu_w, \text{ сП}$	$h_e, \text{ м}$	$h, \text{ м}$	$k_r(S_{or})$
2164	1.9	44	313	315	0.34	11.1	26.4	0.1
2731	2.2	82	331	298	0.34	15.1	26.1	0.1
2305	2.4	108	429	75	0.34	16.8	17.1	0.1

Суспензия бентонитовой глины с объемной долей частиц 0.03 была стабилизирована водным раствором полимера (полиакриламид (ПАА)) с массовой концентрацией 0.02, вязкостью 8 сП [23]. Результаты обработки ПДС выбранных скважин приведены в табл. 2; Q_d – дополнительная добыча нефти из окружающих добывающих скважин.

Результаты обработки нагнетательных скважин полимер-дисперсными составами

№	Объем закачки суспензии, м ³	Относительное падение приемистости, %	Q_d , тыс. м ³	Оценка длины трещины, м	
				до обработки	после обработки
2164	800	23.6	8.54	436	153
2731	1600	24.3	0.39	529	201
2305	500	22.8	0.1	418	168

Предварительную оценку длины трещин можно сделать по формуле Пратса [24], которая связывает скин-фактор, обусловленный наличием трещины, с искомой длиной:

$$Q = \frac{2\pi k_{av} h_e k_r (S_{or})}{\mu_w} \frac{\Delta p}{\ln \frac{r_c}{r_w} + S} = \frac{2\pi k_{av} h_e k_r (S_{or})}{\mu_w} \frac{\Delta p}{\ln \frac{2r_c}{l}}, \quad (1)$$

где Q – расход воды в нагнетательной скважине, r_w , r_c – радиусы скважины и контура питания (расстояние, где устанавливаются параметры невозмущенного пласта), S – скин-фактор (характеризует увеличение притока из-за наличия трещин), l – полудлина трещины. По формуле (1) можно рассчитать длину трещины через скин-фактор, и наоборот. Скин-фактор выражается из формулы (1) с учетом значения коэффициента приемистости $W = Q/\Delta p$, значения необходимых параметров для вычисления приведены в табл. 1, радиус контура питания равнялся 250 м. Результаты таких расчетов при радиусе скважины 0.1 м также приведены в табл. 2.

Математическое описание процесса кольтации трещин суспензией

Рассматривается задача о линейном одномерном потоке суспензии по трещине зафиксированной прямоугольной формы с полудлиной l , шириной w и высотой h . Вдоль боковых поверхностей трещины происходит отток несущей жидкости q , частицы суспензии не проникают в пласт. Суспензия с объемным содержанием частиц α закачивается при постоянном расходе на забое скважины Q и движется по трещине с соответствующей скоростью v ($Q = 2h w v$). Вводится декартова прямоугольная система координат, где ось x направлена вдоль трещины, а ось y перпендикулярна ей.

Основу суспензии составляют частицы глины, которые считаются недеформируемыми. Сопоставление скоростей движения суспензии по трещине и осаждения частиц показывает, что гравитационные силы играют в процессе незначительную роль (скорость сегрегации на два порядка меньше) с учетом стабилизации суспензии раствором полимера или слабым полимерным гелем [25]. Механизмами прилипания частиц на стенках трещины также пренебрегается. Скорости движения частиц и несущей фазы считаются равными. С учетом этих допущений уравнения сохранения массы частиц и несущей жидкости имеют вид:

$$\frac{\partial(h w \alpha)}{\partial t} + \frac{\partial(h w \alpha v)}{\partial x} = 0,$$

$$\frac{\partial(hw(1-\alpha))}{\partial t} + \frac{\partial(hw(1-\alpha)v)}{\partial x} = -q,$$

где t – время. Данная система часто применяется для анализа процесса транспорта пропанта в трещине гидроразрыва пласта [19, 26, 27].

Движение суспензии по трещине описывается законом Пуазейля для прямоугольного канала, а отток несущей жидкости через боковые поверхности трещины определяется законом Дарси:

$$v = -\frac{w^2}{12\mu} \frac{\partial p}{\partial x}, \quad q = \frac{k_{av}k_r(S_{or})h_e}{\mu L} (p - p_r),$$

где μ – вязкость несущей фазы, p – давление в трещине, L – расстояние до контура питания, p_r – пластовое давление в невозмущенной зоне.

Поставленная задача разбивается на два этапа: на первом решается задача о транспорте закачиваемой оторочки суспензии в трещину, на втором формируется обратная волна кольтматации трещины, которая распространяется от конца трещины к скважине. На первом этапе распределение давления в трещине имеет стационарный вид и определяется уравнением

$$\frac{d^2 p}{dx^2} = \frac{12k_{av}k_r(S_{or})h_e}{w^3 Lh} (p - p_r). \quad (2)$$

Для решения уравнения (2) необходимо задать два крайних условия. Первое определяется закачиваемым расходом Q_0 на входе в трещину, второе является балансом закачиваемой жидкости и жидкости, утекающей в пласт по всей длине трещины. Это условие определяется интегро-дифференциальным уравнением

$$Q_0 = -\frac{hw^3}{12\mu} \left. \frac{\partial p}{\partial x} \right|_{x=0}, \quad -\left. \frac{\partial p}{\partial x} \right|_{x=0} = \frac{24k_{av}k_r(S_{or})h_e}{(1-\alpha_0)w^3 Lh} \int_0^l (p - p_r) dx, \quad (3)$$

где α_0 – объемная доля дисперсных частиц в закачиваемой суспензии.

Решение для фиксированного забойного давления в скважине рассмотрено авторами в [28]. Решение уравнения (2) для заданных крайних условий (3) имеет вид:

$$p = \frac{p_f - p_r}{\operatorname{ch} A} \operatorname{ch}\left(\frac{Ax}{l}\right) + \frac{Q_0 \mu}{\operatorname{ch} A} \sqrt{\frac{12L}{w^3 k_{av} h h_e k_r(S_{or})}} \operatorname{sh}\left(A\left(1 - \frac{x}{l}\right)\right) + p_r,$$

$$p_f = p_r(1 + D),$$

$$D = \frac{Q_0(1-\alpha_0)\mu L A \operatorname{ch} A}{2k_{av}k_r(S_{or})h_e p_r l \operatorname{sh} A} + \frac{Q_0 \mu}{p_r} \sqrt{\frac{12L}{w^3 k_{av} h h_e k_r(S_{or})}} \frac{1 - \operatorname{ch} A}{\operatorname{sh} A},$$

где введены обозначения: p_f – давление на конце трещины, D – безразмерный комплекс подобия, A – безразмерный параметр, характеризующий соотношение оттока жидкости в пласт и потока в трещине:

$$A = l \sqrt{\frac{12k_{av}h_e k_r(S_{or})}{w^3 Lh}}.$$

Задача движения оторочки суспензии по трещине определяется уравнением переноса частиц, которое можно представить в характеристическом виде:

$$\frac{dx}{dt} = v: \quad \frac{d\alpha}{dt} = -\alpha \frac{dv}{dx}, \quad (4)$$

$$v = \frac{1}{\mu \operatorname{ch} A} B \left(J \operatorname{ch} \left(A \left(1 - \frac{x}{l} \right) \right) - (p_f - p_r) \operatorname{sh} \left(\frac{Ax}{l} \right) \right),$$

где введены обозначения:

$$B = \sqrt{\frac{wk_{av}h_e k_r(S_{or})}{12Lh}}, \quad J = Q_0 \mu \sqrt{\frac{12L}{w^3 k_{av} h_e k_r(S_{or})}}.$$

Начальные и граничные условия для задачи о транспорте оторочки суспензии имеют вид:

$$\begin{aligned} x > 0, \quad t = 0: \quad \alpha &= 0; \\ x = 0, \quad 0 < t < t_o: \quad \alpha &= \alpha_0; \\ x = l, \quad t > t_f: \quad \alpha &= 1, \end{aligned}$$

где t_o – время закачки оторочки суспензии (объемом $V = Q_0 t_o$), t_f – время начала кольматации конца трещины.

Передний фронт оторочки суспензии представляет собой контактный разрыв, движущийся с переменной скоростью, траектория которого определяется формулой

$$t = \frac{l\mu \operatorname{ch} A}{AB\sqrt{\gamma\beta}} \left(\ln \left| \frac{\sqrt{\frac{\gamma}{\beta}} + e^{-\frac{Ax}{l}}}{\sqrt{\frac{\gamma}{\beta}} - e^{-\frac{Ax}{l}}} \right| - \ln \left| \frac{\sqrt{\frac{\gamma}{\beta}} + 1}{\sqrt{\frac{\gamma}{\beta}} - 1} \right| \right),$$

где введены обозначения:

$$\beta = p_r - p_f + Je^A, \quad \gamma = p_r - p_f - Je^A.$$

Из условия $x = l$ определяется время начала кольматации трещины t_f .

При движении оторочки по трещине объемное содержание частиц возрастает за счет оттока несущей жидкости в пласт. Решение для эволюции объемной доли частиц на фронте имеет вид:

$$\alpha = \alpha_0 \exp \left(\frac{At}{l\mu \operatorname{ch} A} B \left(J \operatorname{sh} \left(A \left(1 - \frac{x}{l} \right) \right) + (p_f - p_r) \operatorname{ch} \left(\frac{Ax}{l} \right) \right) \right).$$

В момент подхода контактного разрыва $t = t_f$ к концу трещины $x = l$ формируется разрыв объемной доли частиц, в котором перед фронтом разрыва $\alpha = \alpha^-$, а за разрывом $\alpha = 1$. Значение α^- определяется решением характеристической системы (4). Сформировавшийся разрыв движется как отраженная волна навстречу потоку, условия на разрыве имеют вид:

$$(1 - \alpha^-) \frac{dx_c}{dt} + v^- \alpha^- = 0,$$

где v^- – значение скорости перед разрывом, x_c – координата начала закольматированной области трещины. Согласно полученному ранее решению, распределение частиц в трещине перед разрывом α^- является стационарным $\alpha^- = \alpha^-(x)$, но

выражается достаточно громоздкой формулой. Для упрощения решения были получены квадратичные корреляции этой функции

$$\alpha^- = F_1 \frac{x^2}{l^2} + F_2 \frac{x}{l} + \alpha_0,$$

которые зависят от определяющих комплексов α_0 , A , но не зависят от параметра D . Зависимость функции $\alpha^-(x)$ от параметров α_0 , A приведена на рис. 1, а коэффициентов корреляционных формул F_1 и F_2 от этих параметров – в табл. 3. При этих расчетах значение комплекса D принято равным 0.0265, $l = 300$ м.

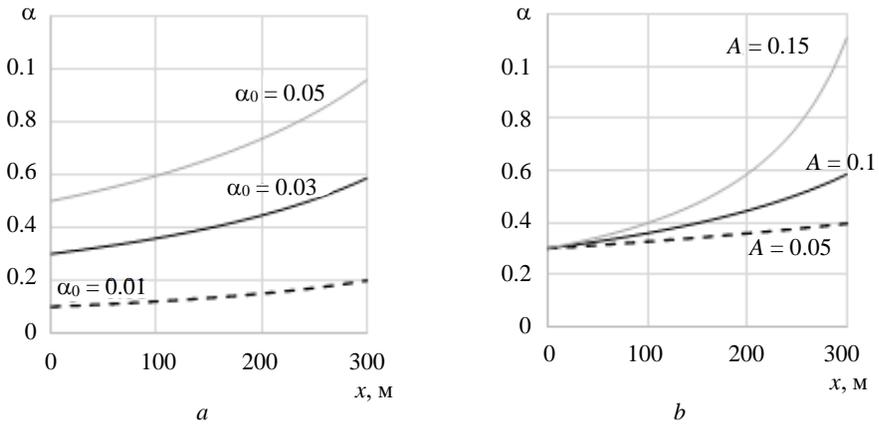


Рис. 1. Зависимость распределения объемного содержания частиц перед фронтом кольтации трещины от определяющих параметров α_0 (a), A (b)
Fig. 1. Distribution of the volume content of particles ahead of the fracture colmatation front versus governing parameters (a) α_0 and (b) A

Таблица 3

Зависимость коэффициентов корреляционных формул от определяющих параметров α_0 , A

Значение параметра A ($\alpha_0 = 0.03$)→				
	0.05	0.1	0.15	0.2
Значение параметра α_0 ($A = 0.1$)↓				
0.01	$F_1 = 0.0009$ $F_2 = 0.0023$	$F_1 = 0.0064$ $F_2 = 0.0031$	$F_1 = 0.0322$ $F_2 = -0.0077$	$F_1 = 0.1528$ $F_2 = -0.0720$
0.02	$F_1 = 0.0018$ $F_2 = 0.0047$	$F_1 = 0.0123$ $F_2 = 0.0062$	$F_1 = 0.0611$ $F_2 = -0.0137$	$F_1 = 0.3542$ $F_2 = -0.1023$
0.03	$F_1 = 0.0026$ $F_2 = 0.0069$	$F_1 = 0.0179$ $F_2 = 0.0094$	$F_1 = 0.0870$ $F_2 = -0.0181$	$F_1 = 0.5446$ $F_2 = -0.2973$
0.04	$F_1 = 0.0033$ $F_2 = 0.0091$	$F_1 = 0.0231$ $F_2 = 0.0127$	$F_1 = 0.1102$ $F_2 = -0.0211$	$F_1 = 0.7452$ $F_2 = -0.4203$
0.05	$F_1 = 0.0041$ $F_2 = 0.0113$	$F_1 = 0.0279$ $F_2 = 0.0160$	$F_1 = 0.1309$ $F_2 = -0.0228$	$F_1 = 0.9179$ $F_2 = -0.5250$

Результаты расчетов

Рассматривается модельный случай, в котором параметры пласта, трещины и суспензии имеют значения: $k = 70$ мД, $k_r(S_{or}) = 0.8$, $\alpha_0 = 0.03$, $w = 2$ мм, $l = 300$ м, $L = 500$ м, $\mu = 1$ сПз, $Q_0 = 0.001$ м³/с, $p_r = 27$ МПа, $h = 30$ м, $h_e = 20$ м. Траектории контактного разрыва при движении суспензии к концу трещины и обратного кольматационного разрыва для модельного случая приведены на рис. 2.

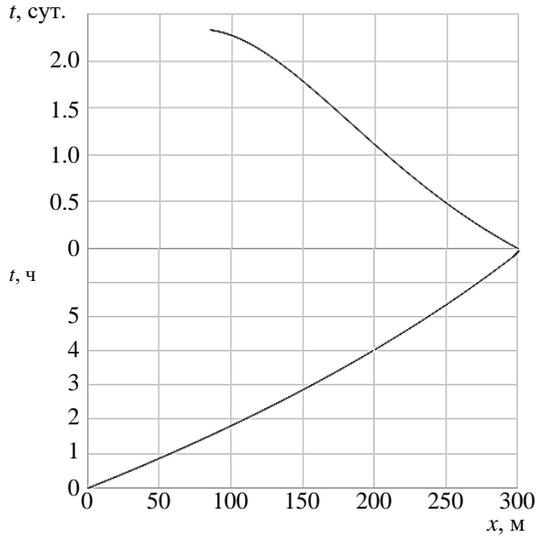


Рис. 2. Траектория движения контактного разрыва, соответствующего переднему фронту оторочки (нижняя кривая), и разрыва, определяющего закольматированную зону трещины (верхняя кривая)

Fig. 2. Trajectories of the contact discontinuity corresponding to a leading edge of the slug (lower curve) and the discontinuity determining the fracture colmatation zone (upper curve)

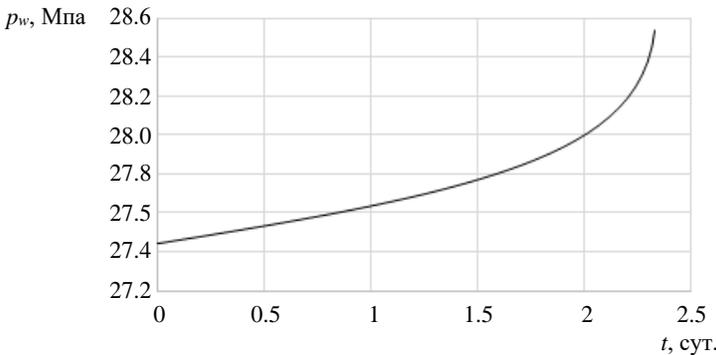


Рис. 3. Рост забойного давления в скважине в процессе кольматации трещины (начальный момент соответствует началу кольматации)

Fig. 3. The downhole pressure rise in a well during fracture colmatation (the initial moment corresponds to the onset of colmatation)

Следует отметить, что заполнение трещины суспензией происходит на порядок быстрее, чем кольматационный процесс. Кольматационный процесс сопровождается резким возрастанием забойного давления, эта зависимость приведена на рис. 3. Рост давления определяется сокращением размеров незакольматированной трещины и несогласованием подаваемого расхода и приемистости скважины. Таким образом, кольматация всей длины трещины невозможна из-за резкого роста забойного давления. Для рассмотренного случая максимальный кольматируемый размер составляет 440 м, при этом коэффициент приемистости скважины (отношение расхода суспензии к перепаду давления) падает на 52%. Следует отметить, что ограничение притока, например штуцерованием скважины, может привести к частичному схлопыванию трещины и в идеале тем же результатам, что и кольматация трещины. Однако этот процесс менее контролируемый и неопределенный по результатам, так как зависит от геомеханической обстановки в пласте и полноты схлопывания трещины до исходного состояния.

Верификация полученного решения на промысловых данных

Для верификации предложенной модели кольматации трещин автоГРП и подтверждения вывода об ограничении длины трещин в результате закачки ПДС были смоделированы результаты обработки выбранных нагнетательных скважин с наличием трещин автоГРП и сопоставлены с результатами, полученными на практике. По промысловым данным можно оценить приемистость скважины до и после воздействия. По значению приемистости скважины можно по формуле Дюпюи (1) определить скин-фактор скважины до и после воздействия. По формуле Пратса скин-фактор пересчитывается в размер трещины до и после воздействия. Такая обработка данных позволяет дать оценку изменения длины трещины в результате обработки ПДС.

С другой стороны, полученные в работе решения позволяют рассчитать для параметров трещины до воздействия (толщина трещины считалась постоянной (2 мм), а высота трещины совпадает с мощностью продуктивного интервала) изменение длины трещины при сформулированных ранее допущениях. Результаты расчетов сведены в табл. 4; N – количество реагирующих скважин.

Таблица 4

Промысловые данные по обработке нагнетательных скважин полимер-дисперсными составами

№	Длина трещины автоГРП до обработки, м	Оценка длины трещины после воздействия по реальным данным, м	Оценка длины трещины после воздействия из расчетов по модели, м	Точность согласования данных, %	N
2164	436.364	153	144	1	3
2731	529.801	201	185	3	1
2305	418.994	168	159	4	1

Результаты сопоставления показывают удовлетворительное согласование. Следует отметить, что все операции планировались для выравнивания профиля приемистости. Среднее количество реагирующих добывающих скважин для всех

выполненных операций составляло 7, т.е. для площадной системы расположения скважин дополнительная добыча наблюдалась в большинстве окружающих скважин, что согласуется с механизмом, положенным в основу выравнивания профиля приемистости. По выбранным скважинам с автоГРП количество реагирующих скважин меньше; это говорит о том, что ограничение длины скважины блокирует высокопроницаемый канал связи трещина–добывающая скважина.

Таким образом, проведенные расчеты показывают, что предложенный в работе механизм блокирования трещин автоГРП и порожденных ими высокопроницаемых каналов связи косвенно подтверждается.

Заключение

Предлагается гипотеза, что при больших длинах трещины автоГРП может образовываться высокопроницаемый канал между нагнетательной и окружающими добывающими скважинами.

Предложена упрощенная модель кольматации трещины автоГРП ПДС с частицами заведомо большего размера, чем поровые каналы. Эта модель не учитывает кольматацию призабойной зоны пласта, кроме кольматации трещины автоГРП, поскольку предполагается наличие утечек в пласт только несущей жидкости (воды). Разработанная модель необходима для оценки возможности кольматации трещины автоГРП, чтобы предотвратить прорыв воды по этой трещине от нагнетательной скважины в зону дренирования добывающей скважины. При дальнейшем совершенствовании модели предполагается возможность учета кольматации призабойной зоны нагнетательной скважины.

Полученное аналитическое решение показывает, что в этом случае возможна кольматация лишь части трещины, при сокращении размеров трещины величина расхода не согласована с приемистостью кольматированной трещины, что приводит к резкому росту забойного давления в нагнетательной скважине на определенном этапе обработки.

Решение позволяет рассчитать закольматированный размер трещины и оценить необходимый объем суспензии и падение коэффициента приемистости скважины после обработки.

Анализ промысловых данных по обработке скважин с автоГРП ПДС показывает, что в большинстве случаев снижение обводненности окружающих скважин происходит именно за счет кольматации трещины и ликвидации высокопроницаемого канала связи.

Список источников

1. Мальцев В.В., Асмандияров Р.Н., Байков В.А., Усманов Т.С., Давлетбаев А.Я. Исследование развития трещин автоГРП на опытном участке Приобского месторождения с линейной системой разработки // Нефтяное хозяйство. 2012. № 5. С. 70–73.
2. Gitaov A.A., Bazyrov I.S. The development method of low-permeability and ultra-low-permeability reservoirs by waterflooding // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 12–15 October 2021. 2021. Paper SPE-206416-MS. doi: 10.2118/206416-MS
3. Изотов А.А., Афонин Д.Г. О взаимосвязи факторов, влияющих на эффективность разработки низкопроницаемых коллекторов с применением заводнения // Нефтяное хозяйство. 2020. № 12. С. 106–109. doi: 10.24887/0028-2448-2020-12-106-109

4. Cheng C., Milsch H. Hydromechanical investigations on the self-propping potential of fractures in tight sandstones // *Rock Mech. Rock Eng.* 2021. V. 54 (6). P. 5407–5432. doi: 10.1007/s00603-021-02500-4
5. Singh P., Agarwal R.G. Two-step rate test: new procedure for determining formation parting pressure // *J. Pet. Technol.* 1990. V. 42 (1). P. 84–90. doi: 10.2118/18141-PA
6. Ридель А.А., Маргарит А.С., Гарифуллина Р.А., Мажар В.А., Альмухаметов М.А., Петров И.А. Повышение эффективности разработки нефтегазовых месторождений посредством оптимизации эксплуатации скважин нагнетательного фонда // Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче, Москва, Россия, 16–18 октября 2012. 2012. Paper SPE-162057-RU. С. 1–7. doi: /10.2118/162057-RU
7. Балин Д.В., Алехин И.Г., Бровко В.И., Наймушин А.Г. Использование 3D геомеханического моделирования для повышения достоверности ГДМ в терригенном коллекторе, осложненном большим количеством тектонических нарушений // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, Москва, Россия, 26–29 октября 2020. 2020. Paper SPE-201977-RU. С. 1–20. doi: 10.2118/201977-RU
8. Yan W., Demin W., Zhi S., Changlan S., Gang W., Desheng L. Hydraulic fracturing of polymer injection wells // *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, 18–20 October 2004.* 2004. Paper SPE 88592. P. 1–4. doi: 10.2118/88592-MS
9. Байков В.А., Бураков И.М., Латышов И.Д., Яковлев А.А., Асмандияров Р.Н. Контроль развития техногенных трещин автоГРП при поддержании пластового давления на месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» // *Нефтяное хозяйство.* 2012. № 11. С. 30–33.
10. Holzhausen G.R., Egan H.N. Detection and control of hydraulic fractures in water injection wells // *SPE California Regional Meeting, Ventura, California, USA, 8–10 April 1987.* 1987. Paper SPE 16362. P. 1–8. doi: 10.2118/16362-MS
11. Байков В.А., Давлетбаев А.Я., Усманов Т.С., Степанова З.Ю., Асмандияров Р.Н. Специальные гидродинамические исследования для мониторинга за развитием трещин ГРП в нагнетательных скважинах // *Нефтегазовое дело.* 2011. № 1. С. 65–77.
12. Давлетбаев А.Я., Байков В.А., Бикбулатова Г.Р., Асмандияров Р.Н., Назаргалин Э.Р., Слабецкий А.А., Сергеевичев А.В., Нуриев Р.И. Промысловые исследования по изучению самопроизвольного развития техногенных трещин в нагнетательных скважинах // Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче, Москва, Россия, 14–16 октября 2014. 2014. Paper SPE-171232-RU. С. 1–9. doi: 10.2118/171232-RU
13. Давлетова А.Р., Бикбулатова Г.Р., Федоров А.И., Давлетбаев А.Я. Геомеханическое моделирование направления и траектории развития трещин гидроразрыва пласта при разработке низкопроницаемых коллекторов // *Научно-технический вестник НК «Роснефть».* 2014. № 1 (34). С. 40–43.
14. Хабибуллин 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. doi: 10.17223/19988621/77/12
15. Петухов Н.Ю., Кулушев М.М., Емельянов А.Г., Мироненко А.А. Опыт реализации программы ограничения закачки рабочего агента на Приобском месторождении // *Нефтяное хозяйство.* 2020. № 10. С. 54–58. doi: 10.24887/0028-2448-2020-10-54-58
16. Исламов А.И., Фасхутдинов Р.Р., Колупаев Д.Ю., Верецагин С.А. О механизмах возникновения зон с аномально высоким пластовым давлением и методах их прогнозирования в неразрабатываемых пластах на примере Приобского месторождения // *Нефтяное хозяйство.* 2018. № 10. С. 54–59. doi: 10.24887/0028-2448-2018-10-54-59
17. Feng N., Chang Y., Wang Z., Liang T., Guo X., Zhu Y., Hu L., Wan Y. Comprehensive evaluation of waterflooding performance with induced fractures in tight reservoir: a field case // *Geofluids.* 2021. V. 2021. P. 1–11. doi: 10.1155/2021/6617211
18. Давлетова А.Р., Федоров А.И., Щутский Г.А. Анализ риска самопроизвольного роста трещины гидроразрыва пласта в вертикальном направлении // *Нефтяное хозяйство.* 2019. № 6. С. 50–53. doi: 10.24887/0028-2448-2019-6-50-53

19. Шель Е.В., Кабанова П.К., Ткаченко Д.Р., Базыров И.Ш., Логвинюк А.В. Моделирование инициации и распространения трещины гидроразрыва пласта на нагнетательной скважине для нетрещиноватых терригенных пород на примере Приобского месторождения // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2020. № 2 (16). С. 36–42. doi: 10.7868/S2587739920020056
20. Seright R.S. Use of preformed gels for conformance control in fractured systems // SPE Prod. Fac. 1997. V. 12 (1). P. 59–65. doi: 10.2118/35351-PA
21. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. Методы проектирования, осуществления и мониторинга, позволяющие оптимизировать темпы добычи и освоения запасов. М. : ЮКОС, 2001. 144 с.
22. Газизов А.Ш., Низамов Р.Х. Оценка эффективности технологии применения полимер-дисперсной системы по результатам промысловых исследований // Нефтяное хозяйство. 1990. № 7. С. 49–52.
23. Фёдоров К.М., Шевелёв А.П., Кобяшев А.В., Захаренко В.А., Кочетов А.В., Неклеса Р.С., Усольцев А.В. Определение фильтрационных параметров суспензии по экспериментальным данным // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, Москва, Россия, 26–29 октября 2020. 2020. Paper SPE-202018-RU. С. 1–16. doi: 10.2118/202018-RU
24. Экономидес М. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. М. : ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед, 2004. 316 с.
25. Dontsov E.V., Peirce A.P. Slurry flow, gravitational settling and a proppant transport model for hydraulic fractures // J. Fluid Mech. 2014. V. 760. P. 567–590. doi: 10.1017/jfm.2014.606
26. Татосов А.В., Шлякин А.С. Движение проппанта в раскрывающейся трещине гидроразрыва пласта // Известия Саратовского университета. Новая серия. Сер. Математика. Механика. Информатика. 2018. Т. 18, № 2. С. 217–226. doi: 10.18500/1816-9791-2018-18-2-217-226
27. Шлякин А.С., Татосов А.В. О решении задачи гидроразрыва пласта в одномерной математической постановке // Нефтяное хозяйство. 2020. № 12. С. 118–121. doi: 10.24887/0028-2448-2020-12-118-121
28. Гильманов А.Я., Фёдоров К.М., Шевелёв А.П. Задача о блокировании техногенной трещины в пласте суспензионной смесью // Известия РАН. Механика жидкости и газа. 2022. № 6. С. 27–35. doi: 10.31857/S0568528122600230

References

1. Mal'tsev V.V., Asmandiyarov R.N., Baykov V.A., Usmanov T.S., Davletbaev A.Ya. (2012) Issledovanie razvitiya treshchin avtoGRP na opytном uchastke Priobskogo mestorozhdeniya s lineynoy sistemoy razrabotki [Testing of auto hydraulic-fracturing growth of the linear oilfield development system of Priobskoye oil field]. *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 5. pp. 70–73.
2. Gimazov A.A., Bazyrov I.S. (2021) The development method of low-permeability and ultra-low-permeability reservoirs by waterflooding. *SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 12–15, 2021*. Article SPE-206416-MS. doi: 10.2118/206416-MS
3. Izotov A.A., Afonin D.G. (2020) O vzaimosvyazi faktorov, vliyayushchikh na effektivnost' razrabotki nizkoprofitsaemykh kollektorov s primeneniem zavodneniya [The collection of factors affecting the efficiency of low-permeable reservoirs development using flooding]. *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 12. pp. 106–109. doi: 10.24887/0028-2448-2020-12-106-109
4. Cheng C., Milsch H. (2021) Hydromechanical investigations on the self-propping potential of fractures in tight sandstones. *Rock Mechanics and Rock Engineering*. 54(6). pp. 5407–5432. doi: 10.1007/s00603-021-02500-4
5. Singh P., Agarwal R.G. (1990) Two-step rate test: new procedure for determining formation parting pressure. *Journal of Petroleum Technology*. 42(1). pp. 84–90. doi: 10.2118/18141-PA
6. Ridel A.A., Margarit A.S., Garifoullina R.A., Mazhar V.A., Almukhametov M.A., Petrov I.A. (2012) Improving the efficiency of oil and gas field development by optimizing the operation of injection wells. *SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical Conference*

- and Exhibition, Moscow, Russia, October 16–18, 2012. Article SPE-162057-MS. pp. 1–7. doi: 10.2118/162057-MS
7. Balin D.V., Alekhin I.G., Brovko V.I., Naimyshin A.G. (2020) Application of 3D geomechanics modeling to enhance reservoir simulation model forecast in terrigenous fractured reservoir. *SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 26–29, 2020*. Article SPE-201977-MS. pp. 1–16. doi: 10.2118/201977-MS
 8. Yan W., Demin W., Zhi S., Changlan S., Gang W., Desheng L. (2004) Hydraulic fracturing of polymer injection wells. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, October 18–20, 2004*. Article SPE 88592. pp. 1–4. doi: 10.2118/88592-MS
 9. Baykov V.A., Burakov I.M., Latypov I.D., Yakovlev A.A., Asmandiyarov R.N. (2012) Kontrol' razvitiya tekhnogennykh treshchin avtoGRP pri podderzhanii plastovogo davleniya na mestorozhdeniyakh OOO "RN-Yuganskneftegaz" [The control of self-induced hydraulic fracturing process on RN-Yuganskneftegaz LLC oilfields]. *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 11. pp. 30–33.
 10. Holzhausen G.R., Egan H.N. (1987) Detection and control of hydraulic fractures in water injection wells. *SPE California Regional Meeting, Ventura, California, USA, April 8–10, 1987*. Article № SPE 16362. pp. 1–8. doi: 10.2118/16362-MS
 11. Baykov V.A., Davletbaev A.Ya., Usmanov T.S., Stepanova Z.Yu., Asmandiyarov R.N. (2011) Spetsial'nye gidrodinamicheskie issledovaniya dlya monitoringa za razvitiem treshchin GRP v nagnetatel'nykh skvazhinakh [Special hydrodynamic studies to monitor the development of fractures in injection wells]. *Neftgazovoe delo*. 1. pp. 65–77.
 12. Davletbaev A., Baikov V., Bikbulatova G., Asmandiyarov R., Nazargalin E., Slabetskiy A., Sergeychev A., Nuriev R. (2014) Field studies of spontaneous growth of induced fractures in injection wells. *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 14–16, 2014*. Article SPE-171232-MS. pp. 1–10. doi: 10.2118/171232-MS
 13. Davletova A.R., Baykov V.A., Fedorov A.I., Davletbaev A.Ya. (2014) Geomekhanicheskoe modelirovanie napravleniya i traektorii razvitiya treshchin gidrorazryva plasta pri razrabotke nizkopronitsaemykh kollektorov [Geomechanical modeling of the direction and trajectory of hydraulic fractures in the development of low-permeability reservoirs]. *Nauchno-tekhnicheskij vestnik "NK "Rosneft"*. 1(34). pp. 40–43.
 14. Khabibullin I.L., Khisamov A.A. (2022) Modelirovanie nestatsionarnoy fil'tratsii v sisteme plast-treshchina gidrorazryva [Modeling of unsteady filtration in a formation-hydraulic fracture system]. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta. Matematika i mekhanika – Tomsk State University Journal of Mathematics and Mechanics*. 77. pp. 158–168. doi: 10.17223/19988621/77/12
 15. Petukhov N.Yu., Kulushev M.M., Emel'yanov A.G., Mironenko A.A. (2020) Opyt realizatsii programmy ogranicheniya zakachki rabocheho agenta na Priobskom mestorozhdenii [Experience in implementation a program for limiting the injection of a working agent at the Priobskoye field]. *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 10. pp. 54–58. doi: 10.24887/0028-2448-2020-10-54-58
 16. Islamov A.I., Faskhutdinov R.R., Kolupaev D.Yu., Vereshchagin S.A. (2018) O mekhaniz-makh vozniknoveniya zon s anomal'no vysokim plastovym davleniem i metodakh ikh prognozirovaniya v nerazrabatyvaemykh plastakh na primere Priobskogo mestorozhdeniya [On the mechanisms of the formation of zones with abnormally high rock pressure and methods for predicting them in undeveloped rock systems, Priobskoye field case study]. *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 10. pp. 54–59. doi: 10.24887/0028-2448-2018-10-54-59
 17. Feng N., Chang Y., Wang Z., Liang T., Guo X., Zhu Y., Hu L., Wan Y. (2021) Comprehensive evaluation of waterflooding performance with induced fractures in tight reservoir: a field case. *Geofluids*. 2021. pp. 1–11. doi: 10.1155/2021/6617211
 18. Davletova A.R., Fedorov A.I., Shchutskiy G.A. (2019) Analiz riska samoproizvol'nogo rosta treshchiny gidrorazryva plasta v vertikal'nom napravlenii [Risk analysis of self-induced

- hydraulic fracture growth in vertical plane]. *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 6. pp. 50–53. doi: 10.24887/0028-2448-2019-6-50-53
19. Shel' E.V., Kabanova P.K., Tkachenko D.R., Bazyrov I.Sh., Logvinyuk A.V. (2020) Modelirovanie initsiatsii i rasprostraneniya treshchiny gidrorazryva plasta na nagnetatel'noy skvazhine dlya netreshchinovytykh terrigennykh porod na primere Priobskogo mestorozhdeniya [Modeling of a hydraulic fracture initiation and propagation on an injection well for non-fractured terrigenous rocks on the Priobskoye field]. *PRONEFT'. Professional'no o nefti. PRONEft. Professionally about Oil*. 2(16). pp. 36–42. doi: 10.7868/S2587739920020056
 20. Seright R.S. (1997) Use of preformed gels for conformance control in fractured systems. *SPE Production & Facilities*. 12(1). pp. 59–65. doi: 10.2118/35351-PA
 21. Wolcott D. (2009) *Applied Waterflood Field Development*. Houston: Energy Tribune Publishing.
 22. Gazizov A.Sh., Nizamov R.Kh. (1990) Otsenka effektivnosti tekhnologii primeneniya polimer-dispersnoy sistemy po rezul'tatam promyslovykh issledovaniy [Evaluation of the effectiveness of the suspension system application technology based on the results of field studies]. *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 7. pp. 49–52.
 23. Fedorov K.M., Shevelev A.P., Kobyashev A.V., Zakharenko V.A., Kochetov A.V., Neklesa R.S., Usoltsev A.V. (2020) Determination of suspension filtration parameters from experimental data. *SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 26–29, 2020*. Article SPE-202018-MS. pp. 1–15. doi: 10.2118/202018-MS
 24. Economides M. (2001) *Unified Fracture Design*. Alvin: Orsa Press.
 24. Dontsov E.V., Peirce A.P. (2014) Slurry flow, gravitational settling and a proppant transport model for hydraulic fractures. *Journal of Fluid Mechanics*. 760. pp. 567–590. doi: 10.1017/jfm.2014.606
 26. Tatosov A.V., Shlyapkin A.S. (2018) Dvizhenie proppanta v raskryvayushcheysya treshchine gidrorazryva plasta [The motion of propping agent in an opening crack in hydraulic fracturing plast]. *Izvestiya Saratovskogo universiteta. Novaya seriya. Seriya Matematika. Mekhanika. Informatika – Izvestiya of Saratov University (New Series). Series Mathematics. Mechanics. Informatics*. 18(2). pp. 217–226. doi: 10.18500/1816-9791-2018-18-2-217-226
 27. Shlyapkin A.S., Tatosov A.V. (2020) O reshenii zadachi gidrorazryva plasta v odnomernoy matematicheskoy postanovke [On solving the fracturing problem in a hybrid PKN-KGD formulation]. *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 12. pp. 118–121. doi: 10.24887/0028-2448-2020-12-118-121
 28. Gilmanov A.Y., Fedorov K.M., Shevelev A.P. (2022) Problem of blocking a technogenic fracture in the reservoir using a suspension mixture. *Fluid Dynamics*. 57. pp. 720–728. doi: 10.1134/S0015462822600936

Сведения об авторах:

Анурьев Денис Алексеевич – кандидат технических наук, начальник экспертно-аналитического управления ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия. E-mail: daanuriev@tnnc.rosneft.ru

Фёдоров Константин Михайлович – доктор физико-математических наук, профессор, научный руководитель Физико-технического института Тюменского государственного университета, Тюмень, Россия. E-mail: k.m.fedorov@utmn.ru

Гильманов Александр Янович – кандидат физико-математических наук, старший преподаватель кафедры моделирования физических процессов и систем кафедры моделирования физических процессов и систем Физико-технического института Тюменского государственного университета, Тюмень, Россия. E-mail: a.y.gilmanov@utmn.ru

Шевелёв Александр Павлович – кандидат физико-математических наук, доцент, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем Физико-технического института Тюменского государственного университета, Тюмень, Россия. E-mail: a.p.shevelev@utmn.ru

Морозовский Никита Александрович – кандидат технических наук, главный специалист ПАО «НК «Роснефть»», Москва, Россия. E-mail: N_morozovskiy@rosneft.ru

Торопов Константин Витальевич – главный специалист ПАО «НК «Роснефть»», Москва, Россия. E-mail: K_toropov@rosneft.ru

Information about the authors:

Anur'ev Denis A. (Candidate of Technical Sciences, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russian Federation). E-mail: daanuriev@tnc.rosneft.ru

Fedorov Konstantin M. (Doctor of Physics and Mathematics, University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation). E-mail: k.m.fedorov@utmn.ru

Gil'manov Aleksandr Ya. (Candidate of Physics and Mathematics, University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation). E-mail: a.y.gilmanov@utmn.ru

Shevelev Aleksandr P. (Candidate of Physics and Mathematics, University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation). E-mail: a.p.shevelev@utmn.ru

Morozovskiy Nikita A. (Candidate of Technical Sciences, Rosneft Oil Company, Moscow, Russian Federation). E-mail: N_morozovskiy@rosneft.ru

Toropov Konstantin V. (Rosneft Oil Company, Moscow, Russian Federation). E-mail: K_toropov@rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 16.08.2022; принята к публикации 10.07.2023

The article was submitted 16.08.2022; accepted for publication 10.07.2023