

## Моделирование блокирования трещин автогидроразрыва пласта в гидродинамическом симуляторе

Александр Павлович Шевелёв<sup>✉</sup>, Александр Янович Гильманов,  
Антон Михайлович Касперович

Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия  
Контакт для переписки: [a.p.shevelev@utmn.ru](mailto:a.p.shevelev@utmn.ru)<sup>✉</sup>

**Аннотация.** Месторождения, добыча нефти на которых ведется несколько лет, в большинстве случаев разрабатываются с помощью технологии заводнения. При длительной эксплуатации месторождения для поддержания расхода флюида на прежнем уровне приходится увеличивать забойное давление нагнетательной скважины, что при превышении давления разрыва пласта приводит к образованию трещин автогидроразрыва пласта (автоГРП). Неконтролируемый рост трещины автоГРП может привести к прорыву воды по ней в зону дренирования добывающей скважины и обводнению продукции. Такое явление наблюдалось на нескольких месторождениях, поэтому задача блокирования трещин автоГРП является актуальной. Существующие математические модели блокирования трещин автоГРП не позволяют определить объем утечек из трещины, чтобы точно рассчитать объем закачиваемого реагента. В статье описано построение физико-математической модели нагнетания раствора полимера в воде в трещину автоГРП, при этом впервые учитывался объем утечек реагента за пределы трещины. Целью работы является установление зависимостей критического времени заполнения трещины и объема утечек полимера от расхода закачиваемого реагента. Разработанная в статье математическая модель основана на законах сохранения массы, импульса и энергии для нефти, воды и полимера. Построена гидродинамическая модель, описывающая процесс коагуляции трещины автоГРП. Получено распределение концентрации осевшего полимера как в трещине, так и за ее пределами, определено критическое время заполнения трещины при заданных свойствах породы и технологических параметрах работы скважины. Обнаружено, что объем утечек полимера становится больше вследствие увеличения расхода закачиваемого раствора полимера.

**Ключевые слова:** гидродинамическое моделирование, автогидроразрыв пласта, кольтматация, поддержание пластового давления, концентрация полимера, объем утечек полимера, свойства пласта

**Цитирование:** Шевелёв А. П., Гильманов А. Я., Касперович А. М. 2023. Моделирование блокирования трещин автогидроразрыва пласта в гидродинамическом симуляторе // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 9. № 1 (33). С. 78–91. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-1-78-91>

Поступила 14.02.2023; одобрена 12.03.2023; принята 31.03.2023

## Simulation of blocking of hydraulic fracture near injector in a reservoir simulator

Alexander P. Shevelev<sup>✉</sup>, Alexander Ya. Gilmanov, Anton M. Kasperovich

University of Tyumen, Tyumen, Russia

Corresponding author: [a.p.shevelev@utmn.ru](mailto:a.p.shevelev@utmn.ru)<sup>✉</sup>

**Abstract.** Mature fields, as a rule, are developed using flooding technology. During long-term operation of field, in order to maintain the fluid flow rate at the same level, it is necessary to increase the bottom-hole pressure of the injector, which, when the pressure of the fracturing is exceeded, leads to the formation of fractures near the injectors. Uncontrolled growth of these fractures can lead to a breakthrough of water through it into the drainage zone of the producer and increase in the water cut of the production. This phenomenon has been observed in several fields, so the task of blocking of hydraulic fractures near injector is relevant. The existing mathematical models of blocking of hydraulic fractures near the injectors do not allow to determine the volume of leaks from the fracture in order to accurately calculate the volume of the injected reagent. The article describes the creation of a physical and mathematical model of injection of a polymer solution in water in the fracture. The aim of the work is to establish the dependencies of the critical fracture filling time and the volume of polymer leaks on the flow rate of the injected reagent. The mathematical model developed in the article is based on the laws of conservation of mass, momentum and energy for the oil, water and polymer. A reservoir simulator model describing the process of colmatation of hydraulic fracture near injector is created. The distribution of the concentration of the retained polymer was obtained both in the fracture and outside it. The critical time of filling the fracture was determined for the specified rock properties and technological parameters of the well operation. It is determined

that the volume of polymer leaks becomes larger due to an increase in the flow rate of the injected displacement agent.

**Keywords:** reservoir simulation, hydraulic fracture near the injector, colmatation, flooding technology, polymer concentration, polymer leakage volume, reservoir properties

**Citation:** Shevelev, A. P., Gilmanov, A. Ya., & Kasperovich, A. M. (2023). Simulation of blocking of hydraulic fracture near injector in a reservoir simulator. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 9(1), 78–91. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-1-78-91>

Received February 14, 2023; Reviewed March 12, 2023; Accepted March 31, 2023

## Введение

С целью увеличения коэффициента извлечения нефти в продуктивных пластах применяют системы поддержания пластового давления (ППД). В этом случае возможно как естественное (за счет свойств породы и упругого водонапорного режима разработки залежи), так и искусственное сохранение пластового давления (за счет закачки агентов ППД, также служащих агентами вытеснения для добываемого флюида). Закачка вытесняющего агента в пласт происходит через нагнетательные скважины с установленным значением давления на ее забое [Байков и др., 2012; Галимов, 2017; Тома и др., 2017]. В случае если забойное давление будет выше давления разрыва пласта, произойдет образование трещины автогидроразрыва пласта (автоГРП) [Гимазов, Базыров, 2020; Ручкин, Ягафаров, 2005; Черный и др., 2016]. Наличие трещин автоГРП в нефтенасыщенной области пласта приводит к быстрому прорыву воды в добывающие скважины и увеличению обводненности продукции, уменьшению коэффициента охвата пласта заводнением. Данное явление наблюдалось, в частности, на Приобском месторождении [Байков и др., 2012; Мальцев и др., 2012; Шель и др., 2020] и месторождении Daqing (Китай) [Yan et al., 2004]. Приобское месторождение характеризуется наличием высоких пластовых давлений и низкой приемистостью воды за счет малого значения относительной фазовой проницаемости воды при остаточной нефтенасыщенности. Это вынуждает держать забойное давление выше давления гидроразрыва. С помощью гидропрослушивания скважин и специальных гидродинамических исследований можно обнаружить трещины автоГРП, длина которых достигает 1 км.

Еще одним подходом к определению размеров трещин автоГРП является использование геомеханических моделей техногенных трещин. Как правило, для таких моделей требуется предварительно определить деформационные свойства породы, что осуществимо в лабораторных экспериментах [Cheng, Milsch, 2021; Rutqvist, 2015], к примеру с помощью бразильского теста [Cheng, Milsch, 2021].

Подробные обзоры существующих аналитических и численных моделей трещин автоГРП, а также численных методов решения задач механики твердого тела [Татосов, Шляпкин, 2018; Dontsov, Peirce, 2014; Seright, 1997] характеризуют современное состо-

яние научных исследований в представленной области. Кроме того, в них предлагаются новые критерии для описания распространения трещины.

Небольшие размеры трещины автоГРП в нагнетательных скважинах обычно способствуют увеличению приемистости скважины. Частичное или полное закрытие трещины автоГРП в таком случае достигается благодаря ограничению расхода воды [Байков и др., 2011; Davletbaev et al., 2014]. Если длина трещины автоГРП составляет несколько десятков и сотен метров, ограничивать расход воды без существенного снижения пластового давления становится затруднительно. Поэтому необходимо рассмотреть способы блокирования трещины автоГРП.

В работе [Гильманов и др., 2022] анализируется вероятность блокирования трещин автоГРП полимер-дисперсной системой [Seright, 2015]. Оценивается коагулирующее действие полимер-дисперсных составов с применением математической модели, описывающей поток суспензии по трещине. Определяется, что в момент подхода фронта оторочки суспензии к концу трещины формируется разрыв объемной доли частиц, который движется навстречу потоку. Описанная модель позволяет проводить экспресс-оценки эффективной длины трещины автоГРП после частичного блокирования, тем не менее для точных расчетов необходимо создание гидродинамической модели, например, с помощью симуляторов Schlumberger Eclipse, tNavigator, CMG STARS.

Изучаются особенности геолого-гидродинамического моделирования полимерного заводнения [Черемсин и др., 2012; Mobbs, Hammond, 2001]. Отличие полимерного заводнения от блокирования трещины автоГРП полимер-дисперсной смесью или раствором полимера заключается в закачке больших объемов реагента и отсутствии трещины в первом случае. Помимо этого, авторами [Черемсин и др., 2012; Mobbs, Hammond, 2001] проведено решение тестовых задач, сформулированы основные принципы создания гидродинамических моделей полимерного заводнения.

Вместо закачки суспензии в пласт современные гидродинамические симуляторы позволяют воспроизвести только закачку полимера. Адсорбируясь на поверхности породы [Cheng, Milsch, 2021; Sorbie, 1991], молекулы полимера оседают в трещине автоГРП и тем самым блокируют ее. Выделяют два механизма удержания молекул полимера в пористых средах:

- механический, когда более крупные молекулы полимера застревают в узких каналах пористой среды;
- гидродинамический, при котором некоторые молекулы полимера временно удерживаются за счет гидродинамического напора, формируя своеобразные «мостики».

Принципиальная схема оседания молекул полимера показана на рис. 1.

Анализ вышеприведенных публикаций показывает, что, несмотря на интерес исследователей к вопросу, на данный момент не представлена модель, описывающая блокирование трещины автоГРП с помощью закачки полимера. Уже разработанные модели, использующие подходы механики многофазных систем, не учитывают объем утечек закачанного реагента. Целью работы является установление зависимостей критического времени заполнения трещины и объема утечек реагента от технологических параметров работы скважины.

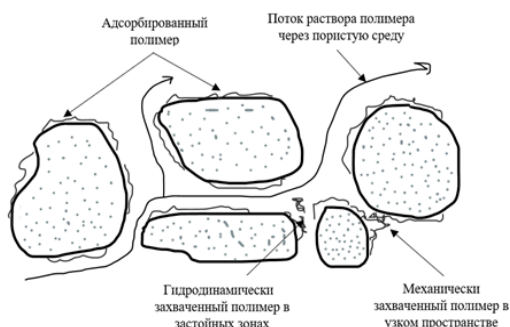


Рис. 1. Принципиальная схема механизмов удержания полимера в пористой среде

Fig. 1. Schematic diagram of polymer retention mechanisms in porous media

## Математическая модель

Решение обозначенной проблемы осуществляется с помощью физико-математической модели закачки полимера в трещину автоГРП с учетом объема утечек реагента за пределы трещины. Стоит отметить, что в качестве реагента для блокирования трещины автоГРП могут быть рассмотрены активные трассеры, однако полимер для этой цели имеет бóльшую актуальность и все чаще применяется на практике реальных месторождений. Результаты расчетов получены с помощью коммерческого гидродинамического симулятора tNavigator, в котором используется стандартная трехфазная трехкомпонентная изотермическая модель (black oil). Предложенная авторами математическая модель основана на законах механики многофазных систем. Уравнения фильтрации нефти, воды и полимера, полученные при подстановке закона Дарси в закон сохранения массы, имеют вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial}{\partial t}(\varphi N_o) = \operatorname{div} \left( x_{c,o} \varepsilon_o \left( k \frac{k_{ro}}{\mu_o} (\nabla P_o - \gamma_o \nabla D) \right) + q_c \right), \\ \frac{\partial}{\partial t}(\varphi N_w) = \operatorname{div} \left( x_{c,w} \varepsilon_w \left( k \frac{k_{rw}}{\mu_w} (\nabla P_w - \gamma_w \nabla D) \right) + q_c \right), \\ \frac{\partial}{\partial t}(\varphi N_{poly}) = \operatorname{div} \left( x_{c,poly} \varepsilon_{poly} \left( k \frac{k_{rpoly}}{\mu_{poly}} (\nabla P_{poly} - \gamma_{poly} \nabla D) \right) + q_c \right). \end{array} \right. \quad (1)$$

Здесь  $o$  — нефтяная фаза;  $w$  — фаза воды;  $poly$  — фаза полимера;  $N_{o,w,poly} = N_{o,w,poly}(t, x, y, z)$  — молярная плотность компонента;  $\varphi = \varphi(P_{o,w,poly}, x, y, z)$  — пористость;  $P_w$  — давление водной фазы;  $P_o$  — давление нефтяной фазы;  $P_{poly}$  — давление фазы полимера;  $x_{c,o}$  — молярная доля компонента  $c$  в нефтяной фазе;  $x_{c,w}$  — молярная доля компонента  $c$  в водной фазе;  $x_{c,poly}$  — молярная доля компонента  $c$  в фазе полимера;  $\rho_o$  — массовая плотность нефти;  $\rho_w$  — массовая плотность воды;  $\rho_{poly}$  — массовая плотность полимера;  $k = k(P_{o,w,poly}, x, y, z)$  — абсолютная проницаемость;  $k_{ro} = k_{ro}(S_w)$  — относительная фазовая проницаемость нефти;  $k_{rw} = k_{rw}(S_w)$  — относительная фазовая проницаемость

воды;  $k_{r\text{poly}} = k_{r\text{poly}}(S_w)$  — относительная фазовая проницаемость полимера;  $\mu_o$  — вязкость нефти;  $\mu_w$  — вязкость воды;  $\mu_{\text{poly}}$  — вязкость полимера;  $\gamma_{o,w,\text{poly}}$  — удельный вес нефти, воды, полимера;  $S_{o,w,\text{poly}}$  — насыщенность пористой среды нефтью, водой, полимером;  $D = D(x, y, z)$  — глубина;  $q_c$  — источник компонента  $c$  (скважина);  $t$  — время.

Молярная плотность компонентов представляется в виде:

$$N_w = \rho_{w0} \frac{S_w}{B_w}, \quad N_o = \rho_{o0} \frac{S_o}{B_o}, \quad N_{\text{poly}} = \rho_{\text{poly}0} \frac{S_{\text{poly}}}{B_{\text{poly}}}. \quad (2)$$

Здесь  $B_w$  — объемный коэффициент воды (отношение объема воды в поверхностных условиях к объему воды в пластовых условиях);  $B_o$  — объемный коэффициент нефти;  $B_{\text{poly}}$  — объемный коэффициент полимера;  $\rho_{o0}$  — массовая плотность нефти при стандартных условиях;  $\rho_{w0}$  — массовая плотность воды при стандартных условиях;  $\rho_{\text{poly}0}$  — массовая плотность полимера при стандартных условиях.

Закон сохранения массы полимера описывается следующей системой замкнутых уравнений:

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial t} (M_{\text{poly}} + M_{\text{ads}}) + \nabla (u_{\text{poly}} C_{\text{poly}}) - Q_{\text{poly}} = 0, \\ M_{\text{ads}} = C_{\text{ads}} \rho_{\text{rock}} V_{\text{rock}}, \\ V_{\text{rock}} = V_{\text{full}} - V_{\text{pore}}, \\ V_{\text{poly}} = V_{\text{pore}} (1 - \phi_{d\text{pv}}). \end{cases} \quad (3)$$

Здесь  $M_{\text{poly}}$  — масса полимера;  $M_{\text{ads}}$  — масса адсорбата;  $u_{\text{poly}}$  — скорость фильтрации полимера;  $C_{\text{poly}}$  — концентрация полимера в растворе;  $Q_{\text{poly}}$  — масса полимера, поступающая из источников/стоков;  $V_{\text{pore}}$  — поровый объем;  $V_{\text{poly}}$  — поровый объем, доступный для заполнения полимером;  $\phi_{d\text{pv}}$  — доля объема пористой среды не подверженного адсорбции полимера;  $C_{\text{ads}} = C_{\text{ads}}(C_{\text{poly}})$  — массовая доля адсорбированного полимера;  $\rho_{\text{rock}}$  — плотность породы;  $V_{\text{rock}}$  — объем породы;  $V_{\text{full}}$  — объем всей пористой среды.

Неизвестными функциями в системе уравнений (1)–(3) являются  $N_{o,w,\text{poly}}$ ,  $P_w$ ,  $P_o$ ,  $P_{\text{poly}}$ ,  $S_{o,w,\text{poly}}$ ,  $M_{\text{poly}}$ ,  $M_{\text{ads}}$ ,  $V_{\text{poly}}$ ,  $V_{\text{full}}$ .

Для решения данной задачи при помощи гидродинамического симулятора tNavigator необходимо задать начальное распределение капиллярных давлений на границе раздела фаз и начальное распределение насыщенностей. Распределение насыщенностей фаз задается с учетом водонефтяного контакта. Начальные условия для давления подбираются по следующей зависимости:

$$P_o(x, y, z, 0) - P_w(x, y, z, 0) = P_{\text{сов}}, \quad (4)$$

где  $P_{\text{сов}}$  — капиллярное давление в системе «нефть — вода».

В качестве замыкающего соотношения с целью определения насыщенностей фаз используется уравнение:

$$S_o + S_w + S_{\text{poly}} = 1. \quad (5)$$

Граничным условием для задачи является постановка нулевого градиента давления на внешней границе пласта:

$$\frac{\partial p_f}{\partial N} = \left( k \frac{k_{rf}}{B\mu_f} (\nabla P_f - \gamma_f \nabla D), n \right) = 0, \quad (6)$$

где  $f$  — индекс фазы.

Определение критического времени  $t_{кр}$  кольтматации трещины автоГРП полимером осуществляется путем анализа зависимости объема закачанного реагента от времени. Объем трещины автоГРП принимается постоянным, тогда критическое время заполнения трещины определяется как время, при котором достигается равенство объема трещины автоГРП и объема закачанного в трещину полимера.

Объем утечек реагента  $V_y$  за пределы трещины автоГРП вычисляется как разница объема закачанного реагента и объема трещины автоГРП при заданных фильтрационно-емкостных свойствах породы и технологических параметрах работы нагнетательной скважины.

Для моделирования блокирования трещины при закачке раствора полимера в воде были заданы следующие параметры: коэффициент уменьшения проницаемости породы для водной фазы при адсорбции полимера — 1,3; массовая плотность породы в пластовых условиях — 2 115 кг/м<sup>3</sup>; доля объема пористой среды не подверженного адсорбции полимера — 0. Адсорбция полимера принята необратимой.

На основе уравнений (1)–(6) была построена трехфазная трехкомпонентная гидродинамическая модель в симуляторе tNavigator, геолого-физические характеристики которой указаны в таблице 1. Параметры подобраны таким образом, чтобы провести верификацию между результатами расчетов по упрощенной [Гильманов и др., 2022] и численной гидродинамической модели. В качестве корреляций относительных фазовых проницаемостей приняты корреляции Кори со значениями остаточной нефтенасыщенности 0,3 и связанной водонасыщенности 0,2.

Геометрия расчетной сетки является блочно-центрированной. Выбор данного типа сетки обусловлен отсутствием нерегулярных и наклонных структур, разломов. Длины ячеек подобраны так, чтобы гарантировать сходимость результатов с полуаналитической моделью и уменьшить время расчета модели. Остальные геолого-физические характеристики модели были приняты такими же, как в работе [Гильманов и др., 2022].

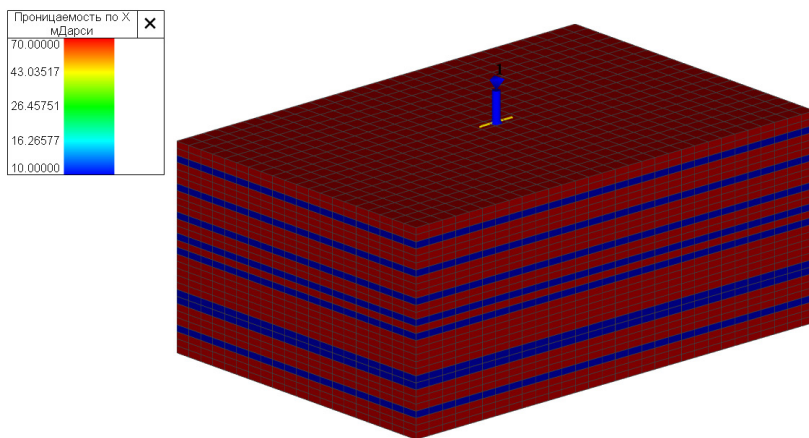
Значения проницаемости по направлению оси  $x$  с учетом эффективной мощности пласта (равняющейся разности общей толщины пласта и толщины непроницаемых пропластков) представлены на рис. 2. В центре указана нагнетательная скважина с выбранным технологическим режимом работы, желтым цветом указана трещина автоГРП. Ячейки, окрашенные красным цветом, имеют значение проницаемости 70 мД, синим цветом — 0 мД. Следовательно, проводимость данных ячеек равняется нулю, что обеспечивает заданное значение эффективной мощности пласта.



**Таблица 1.** Исходные данные для создания модели

**Table 1.** Initial data for model calculations

Параметр	Значение
Количество активных ячеек	18 000
Длина ячейки по оси x, м	50
Длина ячейки по оси y, м	50
Длина ячейки по оси z, м	1
Эффективная толщина, м	20
Пористость, д. ед	0,15
Абсолютная проницаемость по оси x, мД	70
Абсолютная проницаемость по оси y, мД	70
Абсолютная проницаемость по оси z, мД	7
ОФП воды при остаточной водонасыщенности, д. ед	0,8
Объемный коэффициент воды, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	1
Вязкость воды, сП	1
Плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup>	1 012
Сжимаемость воды, 1/атм	4 · 10 <sup>-5</sup>
Плотность полимера, кг/м <sup>3</sup>	2 115



**Рис. 2.** Значения проницаемости по направлению оси x

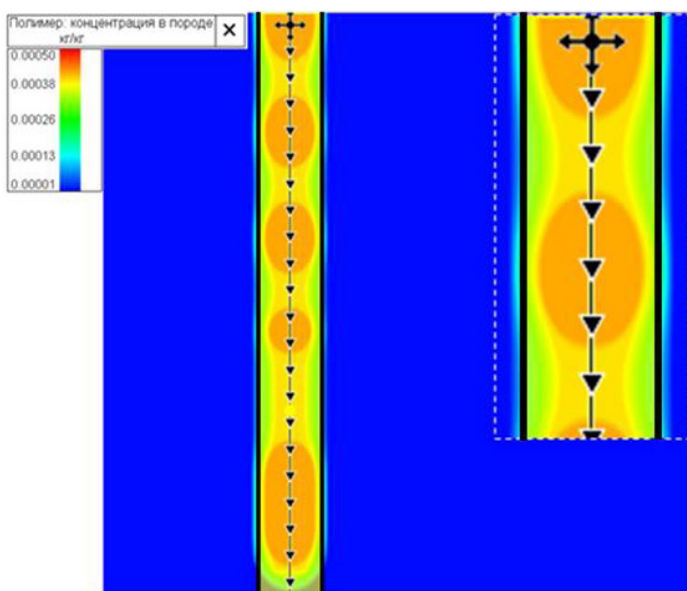
**Fig. 2.** The values of permeability along the x-axis

Технологические параметры трещины автоГРП и параметры работы нагнетательной скважины: ширина трещины автоГРП  $w = 2$  мм; полуудлина трещины автоГРП  $l = 300$  м; высота трещины автоГРП  $h = 30$  м; расход нагнетаемой в пласт воды  $Q_w = 0,001$  м<sup>3</sup>/с; начальное забойное давление  $P_w = 27$  МПа; концентрация полимера в закачиваемой воде 0,3; объем трещины автоГРП  $V_f = 36$  м<sup>3</sup>.



## Результаты и обсуждение

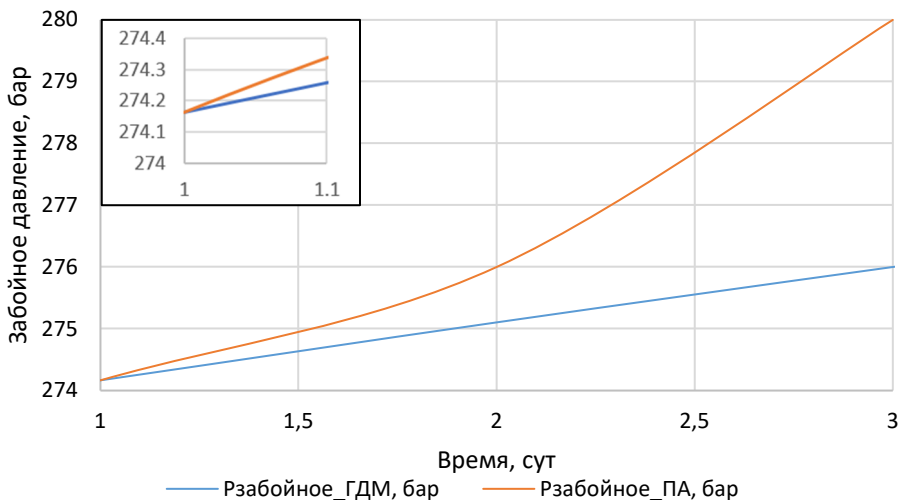
В результате гидродинамического моделирования блокирования трещины автоГРП с применением системы уравнений (1)–(6) и параметров, указанных в таблице 1, были определены значения времени полного блокирования трещины, оценен объем утечек реагента за пределы трещины, зафиксирован рост забойного давления в нагнетательной скважине в процессе блокирования. Время полного блокирования трещины составило 13 суток, объем утечек реагента за пределы трещины —  $3 \text{ м}^3$  при установленном объеме закачки реагента  $36 \text{ м}^3$ . Таким образом, 8,3% закачанного объема реагента убывает за пределы трещины, тем самым уменьшая эффективность процесса коьматации трещины автоГРП. Пока вся трещина автоГРП не заблокирована в результате адсорбции полимера, через ее границы происходит фильтрация реагента в пористую среду из-за наличия перепада давления. Предотвратить эти утечки не представляется возможным, поэтому их необходимо учитывать в расчетах. Распределение расчетной концентрации полимера в трещине автоГРП в вертикальном сечении вблизи скважины представлено на рис. 3.



**Рис. 3.** Распределение расчетной концентрации полимера в трещине автоГРП: черные вертикальные линии — трещина автоГРП, треугольники — перфорации, через которые осуществляется закачка раствора полимера в пласт. Выноска в увеличенном масштабе демонстрирует объем утечек за пределы трещины автоГРП по значениям концентрации полимера, отличным от нуля, вне трещины

**Fig. 3.** The distribution of calculated polymer concentration in the hydraulic fracture near the injection well: black vertical lines — hydraulic fracture near the injector, triangles — perforations through which the polymer solution is injected into the formation. A zoomed-in callout shows the volume of leaks outside the hydraulic fracture near the injector for non-zero polymer concentrations outside the fracture

Сопоставление результатов расчета динамики забойного давления на полуаналитической модели (Рзабойное\_ПА) блокирования трещины автоГРП и расчета на численной гидродинамической модели (Рзабойное\_ГДМ) рассматривается на рис. 4, показывающем рост забойного давления в скважине в процессе блокирования трещины автоГРП.



**Рис. 4.** Рост забойного давления в скважине в процессе блокирования трещины автоГРП

**Fig. 4.** The increase of the well bottom pressure in colmatation process of the hydraulic fracture near the injector

Согласно результатам полуаналитического моделирования [Гильманов и др., 2022], рост забойного давления в скважине в процессе блокирования трещины автоГРП будет иметь нелинейный вид, т. к. рост давления определяется сокращением размеров незакольматированной трещины и несогласованием подаваемого расхода и приемистости скважины. Начальное значение забойного давления, обнаруженное в рамках гидродинамического моделирования, совпадает со значением забойного давления в рамках упрощенной модели. Вместе с тем дальнейший рост забойного давления, полученный с использованием гидродинамической модели, происходит медленнее и имеет линейный вид, поскольку полуаналитическая модель не учитывает утечек реагента за границы трещины автоГРП.

Необходимо заметить, что критическое время заполнения трещины и объем утечек реагента зависят от расхода закачиваемого раствора. По результатам гидродинамического моделирования критическое время кольтатации трещины составило 8,45 суток при расходе закачиваемого раствора  $0,0015 \text{ м}^3/\text{с}$  и неизменном значении концентрации полимера в закачиваемой воде и параметрах трещины автоГРП. При увеличении приемистости раствора в нагнетательной скважине в 1,5 раза критическое время кольтатации трещины уменьшилось в 1,55 раз.

Для оценки достоверности проведена верификация результатов расчетов забойного давления после блокирования трещины автоГРП с промысловыми данными одной скважины месторождения в Западной Сибири. Промысловые данные соответствуют приведенным модельным, при этом эффективная толщина пласта составляет 11 м, а полудлина трещины автоГРП — 218 м. Забойное давление после блокирования трещины автоГРП составляет по данным гидродинамического моделирования 275 атм, по промысловым данным — 313 атм, что свидетельствует о верификации модели с точностью 12%.

## Заключение

С помощью построенной в работе гидродинамической модели, описывающей процесс коагуляции трещины автоГРП, определен объем утечек реагента из трещины.

Сопоставление расчетов по гидродинамической и упрощенной модели показало, что полученные в обоих случаях начальные значения забойного давления совпадают, однако в дальнейшем из-за наличия утечек реагента забойное давление, рассчитанное по гидродинамической модели, растет медленнее, чем по полуаналитической.

В результате установлено, что критическое время заполнения трещины будет уменьшаться при увеличении расхода закачиваемого раствора и концентрации полимера в закачиваемой воде при постоянных параметрах трещины автоГРП.

Проведена верификация гидродинамической модели с помощью сопоставления расчетных данных забойного давления после блокирования трещины автоГРП с промысловыми данными. Сопоставление результатов свидетельствует о верификации модели с точностью 12%.

## Список литературы

- Байков В. А., Давлетбаев А. Я., Асмандияров Р. Н., Усманов Т. С., Степанова З. Ю. 2011. Специальные гидродинамические исследования для мониторинга за развитием трещин ГРП в нагнетательных скважинах // Нефтегазовое дело. № 1. С. 65–75.
- Байков В. А., Бураков И. М., Латыпов И. Д., Яковлев А. А., Асмандияров Р. Н. 2012. Контроль развития техногенных трещин автоГРП при поддержании пластового давления на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. № 11. С. 30–33.
- Галимов Р. И. 2017. Технология полимерного заводнения на поздней стадии разработки месторождений // Молодой ученый. № 40 (174). С. 4–6.
- Гильманов А. Я., Федоров К. М., Шевелёв А. П. 2022. Задача о блокировании техногенной трещины в пласте суспензионной смесью // Известия РАН. Механика жидкости и газа. № 6. С. 26–33. <https://doi.org/10.31857/S0568528122600230>
- Гимазов А. А., Базыров И. С. 2020. Способ разработки низкопроницаемых и сверхнизкопроницаемых коллекторов путем заводнения: пат. 2740357 РФ / патентообладатель Газпромнефть НТЦ. № 2020114981; заявл. 28.04.2020; опубл. 13.01.2021, Бюл. № 2.
- Мальцев В. В., Асмандияров Р. Н., Байков В. А., Усманов Т. С., Давлетбаев А. Я. 2012. Исследование развития трещин автоГРП на опытном участке Приобского месторождения с линейной системой разработки // Нефтяное хозяйство. № 5. С. 70–73.

- Ручкин А. А., Ягафаров А. К. 2005. Оптимизация применения потокоотклоняющих технологий на Самотлорском месторождении. Тюмень: Вектор Бук. 165 с.
- Татосов А. В., Шляпкин А. С. 2018. Движение проппанта в раскрывающейся трещине гидро-разрыва пласта // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Математика. Механика. Информатика. Том 18. № 2. С. 217–226. <https://doi.org/10.18500/1816-9791-2018-18-2-217-226>
- Тома А., Саюк Б., Абиров Ж., Мазбаев Е. 2017. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти // Территория Нефтегаз. № 7–8. С. 58–68.
- Черемсин А. Н., Тостолыткин Д. В., Орлова Н. С. 2012. Особенности моделирования полимерного заводнения в современных гидродинамических симуляторах // Наука и ТЭК. № 3. С. 39–42.
- Черный С. Г., Лапин В. Н., Есипов Д. В., Куранаков Д. С. 2016. Методы моделирования зарождения и распространения трещин. Новосибирск: Изд-во Сиб. отд. РАН. 312 с.
- Шель Е. В., Кабанова П. К., Ткаченко Д. Р., Базыров И. Ш., Логвинюк А. В. 2020. Моделирование инициации и распространения трещины гидро-разрыва пласта на нагнетательной скважине для нетрещиноватых терригенных пород на примере Приобского месторождения // ПРОнефть. Профессионально о нефти. № 2 (16). С. 36–42. <https://doi.org/10.7868/S2587739920020056>
- Cheng C., Milsch H. 2021. Hydromechanical investigations on the self-propping potential of fractures in tight sandstones // Rock Mechanics and Rock Engineering. Vol. 54. Pp. 5407–5432. <https://doi.org/10.1007/s00603-021-02500-4>
- 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 & Production Technical Conference and Exhibition (14–16 October 2014, Moscow, Russia). Paper SPE-171232-MS. <https://doi.org/10.2118/171232-MS>
- Dontsov E. V., Peirce A. P. 2014. Slurry flow, gravitational settling and a proppant transport model for hydraulic fractures // Journal of Fluid Mechanics. Vol. 760. Pp. 567–590. <https://doi.org/10.1017/jfm.2014.606>
- Mobbs A. T., Hammond P. S. 2001. Computer simulations of proppant transport in a hydraulic fracture // SPE Production & Facilities. Vol. 16. No. 2. Pp. 112–121. <https://doi.org/10.2118/69212-PA>
- Rutqvist J. 2015. Fractured rock stress-permeability relationships from *in situ* data and effects of temperature and chemical-mechanical couplings // Geofluids. Vol. 15. No. 1–2. Pp. 48–66. <https://doi.org/10.1111/gfl.12089>
- Seright R. S. 1997. Use of preformed gels for conformance control in fractured systems // SPE Production & Facilities. Vol. 12. No. 1. Pp. 59–65. Paper SPE-35351-PA. <https://doi.org/10.2118/35351-PA>
- Seright R. S. 2015. Examination of Literature on Colloidal Dispersion Gels for Oil Recovery. 63 p.
- Sorbie K. S. 1991. Polymer-Improved Oil Recovery. Springer Dordrecht. XII, 359 p. <https://doi.org/10.1007/978-94-011-3044-8>
- 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 (18–20 October 2004, Perth, Australia). Paper SPE-88592-MS. <https://doi.org/10.2118/88592-MS>

## References

- Baikov, V. A., Davletbaev, A. Ya., Asmandiyarov, R. N., Usmanov, T. S., & Stepanova, Z. Yu. (2011). Special well tests to fractured water injection wells. *Oil and Gas Business*, (1), 65–75. [In Russian]
- Baykov, V. A., Burakov, I. M., Latypov, I. D., Yakovlev, A. A., & Asmandiyarov, R. N. (2012). Waterflood induced hydraulic fracturing control under reservoir pressure maintenance conditions on RN-Yuganskneftegas oilfields. *Oil Industry*, (11), 30–33. [In Russian]
- Galimov, R. I. (2017). Technology of polymer flooding at the late stage of field development. *Young Scientist*, (40), 4–6. [In Russian]
- Gilmanov, A. Ya., Fedorov, K. M., & Shevelev, A. P. (2022). The problem of blocking a technological frack in a reservoir with a suspension mixture. *Izvestiya RAN. Mekhanika zhidkosti i gaza*, (6), 26–33. <https://doi.org/10.31857/S0568528122600230> [In Russian]
- Gimazov, A. A., & Bazyrov, I. S. (2020). *Method of developing low-permeable and ultra-low-permeable collectors by flooding* (R.F. Patent No. 2740357). Gazpromneft Science and Technology Center. [In Russian]
- Maltsev, V. V., Asmandiyarov, R. N., Baikov, V. A., Usmanov, T. S., & Davletbaev, A. Ya. (2012). Testing of auto hydraulic-fracturing growth of the linear oilfield development system of Priobskoye oil field. *Oil Industry*, (5), 70–73. [In Russian]
- Ruchkin, A. A., & Yagafarov, A. K. (2005). *Optimization of the application of flow-bending technologies at the Samotlorskoye field*. Vector Buk. [In Russian]
- Tatosov, A. V., & Shlyapkin, A. S. (2018). The motion of propping agent in an opening crack in hydraulic fracturing plast. *Izvestiya of Saratov University. New Series. Series: Mathematics. Mechanics. Informatics*, 18(2), 217–226. <https://doi.org/10.18500/1816-9791-2018-18-2-217-226> [In Russian]
- Thomas, A., Sahuc, B., Abirov, Zh., & Mazbayev, Ye. (2017). Polymer flooding to increase oil recovery at light and heavy oil fields. *Oil and Gas Territory*, (7–8), 58–68. [In Russian]
- Cheremsin, A. N., Tostolytkin, D. V., & Orlova, N. S. (2012). Features of modeling polymer flooding in modern reservoir simulators. *Nauka i TEK*, (3), 39–42. [In Russian]
- Cherny, S. G., Lapin, V. N., Esipov, D. V., & Kuranakov, D. S. (2016). *Methods of modeling the origin and propagation of fracks*. Publishing House of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences. [In Russian]
- Shel, E. V., Kabanova, P. K., Tkachenko, D. R., Bazyrov, I. S., & Logvinyuk, A. V. (2020). Modeling of a hydraulic fracture initiation and propagation on an injection well for non-fractured terrigenous rocks on the Priobskoye field. *PROneft. Professionally about Oil*, (2), 36–42. <https://doi.org/10.7868/S2587739920020056> [In Russian]
- Cheng, C., & Milsch, H. (2021). Hydromechanical investigations on the self-propping potential of fractures in tight sandstones. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 54, 5407–5432. <https://doi.org/10.1007/s00603-021-02500-4>
- 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 & Production Technical Conference and Exhibition* (October 14–16, 2014, Moscow, Russia), Paper SPE-171232-MS. <https://doi.org/10.2118/171232-MS>

- Dontsov, E. V., & Peirce, A. P. (2014). Slurry flow, gravitational settling and a proppant transport model for hydraulic fractures. *Journal of Fluid Mechanics*, 760, 567–590. <https://doi.org/10.1017/jfm.2014.606>
- Mobbs, A. T., & Hammond, P. S. (2001). Computer simulations of proppant transport in a hydraulic fracture. *SPE Production & Facilities*, 16(2), 112–121. <https://doi.org/10.2118/69212-PA>
- Rutqvist, J. (2015). Fractured rock stress-permeability relationships from *in situ* data and effects of temperature and chemical-mechanical couplings. *Geofluids*, 15(1–2), 48–66. <https://doi.org/10.1111/gfl.12089>
- Seright, R. S. (1997). Use of preformed gels for conformance control in fractured systems. *SPE Production & Facilities*, 12(1), 59–65, Paper SPE-35351-PA. <https://doi.org/10.2118/35351-PA>
- Seright, R. S. (2015). *Examination of literature on colloidal dispersion gels for oil recovery*.
- Sorbie, K. S. (1991). *Polymer-improved oil recovery*. Springer Dordrecht. <https://doi.org/10.1007/978-94-011-3044-8>
- 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* (October 18–20, 2004, Perth, Australia), Paper SPE-88592-MS. <https://doi.org/10.2118/88592-MS>

## Информация об авторах

*Александр Павлович Шевелёв*, кандидат физико-математических наук, доцент, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем, Физико-технический институт, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия  
[a.p.shevelev@utmn.ru](mailto:a.p.shevelev@utmn.ru), <https://orcid.org/0000-0003-0017-4871>

*Александр Янович Гильманов*, кандидат физико-математических наук, старший преподаватель кафедры моделирования физических процессов и систем, Физико-технический институт, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия  
[a.y.gilmanov@utmn.ru](mailto:a.y.gilmanov@utmn.ru), <https://orcid.org/0000-0002-7115-1629>

*Антон Михайлович Касперович*, магистрант кафедры моделирования физических процессов и систем, Физико-технический институт, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия  
[stud0000122772@study.utmn.ru](mailto:stud0000122772@study.utmn.ru)

## Information about the authors

*Alexander P. Shevelev*, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor, Professor, Department of Modeling of Physical Processes and Systems, Institute of Physics and Technology, University of Tyumen, Tyumen, Russia  
[a.p.shevelev@utmn.ru](mailto:a.p.shevelev@utmn.ru), <https://orcid.org/0000-0003-0017-4871>

*Alexander Ya. Gilmanov*, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Senior Lecturer, Department of Modeling of Physical Processes and Systems, Institute of Physics and Technology, University of Tyumen, Tyumen, Russia  
[a.y.gilmanov@utmn.ru](mailto:a.y.gilmanov@utmn.ru), <https://orcid.org/0000-0002-7115-1629>

*Anton M. Kasperovich*, Master Student, Department of Modeling of Physical Processes and Systems, Institute of Physics and Technology, University of Tyumen, Tyumen, Russia  
[stud0000122772@study.utmn.ru](mailto:stud0000122772@study.utmn.ru)