

## Кольматация трещин автогидроразрыва пласта для увеличения его охвата заводнением

К.М. Федоров<sup>1</sup>, И.В. Выдыш<sup>1\*</sup>, А.В. Кобяшев<sup>2</sup>, Н.В. Михайлов<sup>2</sup>, А.С. Гаврись<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

<sup>2</sup>Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия

Заводнение низкопроницаемых коллекторов с высоким пластовым давлением часто сопровождается формированием техногенных трещин или трещин автогидроразрыва пласта. Положительной стороной этого процесса является увеличение приемистости нагнетательных скважин. Однако при сближении этих трещин с добывающими скважинами происходит ранний прорыв воды и образуется канал низкого фильтрационного сопротивления между нагнетательными и добывающими скважинами. Для снижения обводненности добываемой продукции за счет этой причины применяются технологии кольматации трещин автогидроразрыва пласта.

Рассматривается процесс кольматации трещин автогидроразрыва пласта, например, при помощи закачки полимерно-дисперсных составов в нагнетательную скважину. Для проверки этой точки зрения моделируется и численно исследуется задача о влиянии сокращения размеров трещины на охват пласта заводнением. На примере обратной пятиточечной схемы разработки участка пласта сопоставляются базовый расчет – без воздействия на трещину и вариант процесса заводнения с учетом уменьшения длины трещины.

Результаты расчетов показали, что процесс заводнения после воздействия на трещину можно разделить на следующие этапы. На первом этапе, следующем непосредственно после кольматации трещины, происходит снижение обводненности и повышается дебит добываемой нефти. На втором этапе снижается дебит нефти, в конце этого этапа он становится ниже базового варианта. На третьем этапе наблюдается невысокое, но длительное увеличение дебитов нефти за счет повышения охвата пласта заводнением. Установлено, что мониторинг развития техногенных трещин является актуальным, так как своевременная кольматация трещин позволяет не только увеличить добычу нефти после проведения мероприятия, но и повысить коэффициент нефтеотдачи за счет увеличения охвата пласта заводнением.

**Ключевые слова:** заводнение, автогидроразрыв пласта, трещина, кольматация, интеграция, секторная гидродинамическая модель заводнения, дополнительная добыча нефти

**Для цитирования:** Федоров К.М., Выдыш И.В., Кобяшев А.В., Михайлов Н.В., Гаврись А.С. (2023). Кольматация трещин автогидроразрыва пласта для увеличения его охвата заводнением. *Георесурсы*, 25(3), с. 146–150. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.18>

### Введение

Заводнение нефтяных пластов является широко распространенной технологией разработки традиционных запасов углеводородов (Willhite, 1986). В последнее время в разработку активно вводятся пласты с низкой и сверхнизкой проницаемостями. Для увеличения притока нефти в добывающие скважины применяются технологии интенсификации добычи с помощью создания трещин гидроразрыва пласта (ГРП), бурения горизонтальных скважин без и с многостадийным ГРП (Уразов и др. 2020; Аржиловский и др. 2021). Увеличение приемистости нагнетательных скважин достигается проведением на них ГРП или форсированием закачки при условии забойного давления ниже давления образования ГРП (Мосунов и др., 2004; Шель и др., 2020).

В то же время засорение призабойной зоны нагнетательных скважин при закачке подтоварной воды или водой с относительно высоким содержанием различных

механических примесей при сохранении расхода с кустовых нагнетательных скважин может приводить к росту забойного давления и образованию техногенных трещин или трещин автогидроразрыва (автоГРП). При формировании трещин их направление зависит от регионального напряжения в горных породах, в рамках конкретного месторождения тензор такого напряжения практически не меняется, поэтому трещины ГРП и автоГРП, как правило, имеют преимущественно одно направление (Ridel et al., 2012; Давлетова и др., 2014; Balin et al., 2020). При аномальном росте трещин автоГРП могут образовываться каналы низкого фильтрационного сопротивления, связывающие нагнетательную и добывающие скважины. Это приводит к раннему прорыву воды, снижению охвата пласта заводнением и, как результат, к безвозмездным потерям добычи нефти (Изотов, Афонин, 2020; Feng et al., 2021).

В работе (Гильманов и др., 2022) предлагается технология ограничения размеров трещины автоГРП путем закачки полимерно-дисперсной системы (ПДС). Авторы разработали математическую модель процесса, согласно которой суспензионные частицы ПДС движутся по трещине, но не проникают в пласт. Доходя до кончика, они начинают кольматировать трещину. Со снижением размеров

\* Ответственный автор: Иван Владимирович Выдыш  
e-mail: [vydysh3d@gmail.com](mailto:vydysh3d@gmail.com)

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

незакольматированной трещины происходит рост давления в трещине и на забое. Возможности этой технологии кольматации ограничены, так как при давлении в трещине выше, чем давление гидроразрыва, начинается новый рост трещины. Результаты расчетов по предложенной модели прошли валидацию путем сопоставления длины трещины до и после кольматации скважин ПДС Усть-Тегусского месторождения (Гильманов и др., 2022). Оценка длины трещины производилась с применением формулы Пратса (Economides et al., 2002) для параметров приемистости скважин до и после применения технологии.

Целью настоящей работы являлась интеграция результатов моделирования технологии кольматации трещин автоГРП в геологические модели пластов и гидродинамические модели (ГДМ) процессов заводнения. Исследован также механизм повышения охвата пласта заводнением и получения дополнительной добычи нефти в результате применения технологии ограничения размеров трещин автоГРП.

### Интеграция результатов технологии кольматации трещины автоГРП в ГДМ

Моделируемый сектор представлял собой обратную пятиточечную схему разработки участка залежи размером  $500 \times 500 \times 40$  м. Рассмотрен однородный изотропный пласт (анизотропия проницаемости равна 1) с пористостью 0.2 и проницаемостью 90 мД. По углам сектора размещены добывающие скважины. В центре локализована нагнетательная скважина с трещиной автоГРП длиной 450 м, высотой 40 м и раскрытием (шириной) 2 мм. Направление трещины показано на рис. 1. Трещина автоГРП считалась идеальной, не выходящей за кровлю и подошву пласта.

В модели использовались характеристики флюидов и скелета пласта, приведенные в табл. 1.

Относительные фазовые проницаемости по воде  $k_{wr}$  и нефти  $k_{or}$  вычислялись по формулам Кори (Corey, 1954):

$$k_{wr} = \begin{cases} \left( \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \right)^3, & S_w \geq S_{wr}, \\ 0, & S_w < S_{wr}, \end{cases}$$

$$k_{or} = \begin{cases} \left( \frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wr} - S_{or}} \right)^2, & S_{wr} \leq S_w \leq 1 - S_{or}, \\ 0, & S_w > 1 - S_{or}, \\ 1, & S_w < S_{wr}, \end{cases} \quad (1)$$

$$S_{wr} = S_{or} = 0,2$$

где  $S_{wr}$  и  $S_{or}$  – остаточные водо- и нефтенасыщенности,  $S_w$  – текущая водонасыщенность.

Расчеты проводились с использованием гидродинамического симулятора tNavigator на равномерной сетке

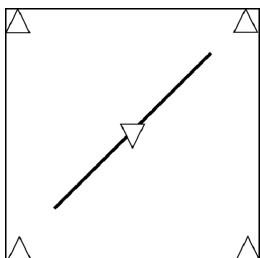


Рис. 1. Обратная пятиточечная схема разработки нагнетательной скважины с трещиной автоГРП

Флюид	Плотность $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Вязкость $\mu$ , сП	Сжимаемость $c \times 10^{-10}$ , Па <sup>-1</sup>
Нефть	840	5	6,9
Вода	1000	1	4,9
Порода	2500	–	6,3

Табл. 1. Физические свойства пластовых флюидов и скелета пласта

с ячейками размером  $25 \times 25 \times 40$  м. Фактически рассматривалась двумерная задача заводнения участка. Были взяты следующие начальные и граничные условия: в начальный момент времени пласт насыщен нефтью при остаточной водонасыщенности; границы рассматриваемой области считаются непроницаемыми; расход воды в нагнетательную скважину принимается постоянным и равным 200 м<sup>3</sup>/сут; дебит жидкости в добывающих скважинах также устанавливается постоянным и равным 50 м<sup>3</sup>/сут. Начальное забойное давление на нагнетательной скважине равно 250 атм. Давление автоГРП считалось равным 400 атм. В ходе закачки жидкости до и после кольматации забойное давление не превышало давления автоГРП. В базовом варианте трещина автоГРП предполагалась постоянной длины в ходе закачки ввиду того, что при компенсации отборов закачкой возможно её стационарное состояние.

### Анализ заводнения на анализируемом участке

Распределение водонасыщенности в модели после прокачки воды в размере 0,4 поровых объемов (ПО) участка представлено на рис. 2, а. Несмотря на однородность по проницаемости участка, заводнение имеет выраженную неоднородность, указывающую на преимущественные потоки воды вдоль диагонали по направлению трещины автоГРП. Прорыв воды уже произошел в добывающие скважины вблизи концов трещины, в то время как две другие скважины добывают нефть в безводном режиме.

Динамика суммарного дебита добывающих скважин для базового варианта представлена на рис. 3 (черная кривая). В начальный период безводной добычи дебит нефти несколько ниже расхода закачиваемой воды, что связано со сжатием пластовых флюидов вблизи нагнетательной

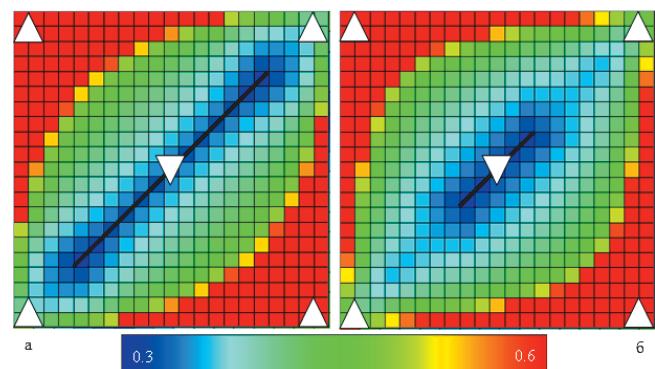


Рис. 2. Распределение нефтенасыщенности в секторной модели: а) после прокачки 0,4 поровых объемов воды при фиксированной длине трещины в нагнетательной скважине, равной 450 м; б) после закачки 0,2 поровых объемов исходная трещина кольматировалась до длины 150 м

скважины и, наоборот, с расширением вблизи добывающих. После прорыва воды в добывающие скважины, ближайшие к концам трещины, происходит резкое снижение дебитов нефти и рост обводненности продукции. Далее дебит нефти выполаживается до момента прорыва воды в оставшиеся добывающие скважины (около 0,58 ПО). С этого момента динамика дебита опять повторяется – после резкого снижения кривая динамики дебита вновь выполаживается. После прокачки 1 ПО воды дебит нефти всех добывающих скважин падает ниже рентабельной величины.

Вариант с кольматацией трещины автоГРП отличается тем, что после прокачки 0,2 ПО воды производится закачка ПДС для кольматации трещины. Расчет кольматации по модели, представленной в работе (Гильманов и др., 2022), показывает, что данное геолого-техническое мероприятие позволяет закольматировать две трети трещины или снизить ее линейный размер до 150 м. В расчетах после прокачки 0,2 ПО воды мгновенно сокращается размер трещины, закачка продолжается в том же режиме.

Распределение нефтенасыщенности для описанного варианта после прокачки 0,4 ПО воды представлено на рис. 2, б. Расширение области заводнения указывает на перераспределение потоков воды на участке и повышение охвата пласта заводнением. Суммарная динамика дебита всех добывающих скважин показана на рис. 3 (синяя кривая).

Прирост дебита нефти в обводненных скважинах наблюдается с небольшой задержкой, но является достаточно длительным, около 0,2 ПО. Именно в этот период на практике происходит подсчет дополнительно добытой нефти на одну скважино-обработку. Далее наступает второй этап процесса, который заключается в снижении дебита нефти по отношению к базовому варианту. Это происходит по следующей причине: ввиду отсутствия механизма доотмыва нефть на первом этапе добывается более интенсивно, соответственно, ее меньше добывается на более поздних стадиях. Самым интересным является третий этап процесса. Так как коэффициент нефтеотдачи зависит не только от коэффициента вытеснения, но и от коэффициента охвата пласта заводнением, именно на поздних режимах начинает влиять на добычу повышение охвата пласта вытеснением. Несмотря на менее заметный прирост дебита нефти, время этого периода

весьма значительное и именно в этот период происходит повышение коэффициента извлечения нефти.

Настоящие исследования показали, что чем раньше проведена кольматация трещины, тем больше прирост дополнительной добычи. Для данной модели были рассчитаны варианты кольматации трещины после прокачки 0,2, 0,4, 0,6 и 0,8 ПО воды. Для примера на рис. 3 приведены базовый вариант и варианты кольматации трещины после прокачки 0,2 и 0,4 ПО воды. Расчеты показали дополнительную добычу за первый период реакции добывающих скважин в объеме 1001, 34, 0,2 и 0,005 т соответственно указанным моментам кольматации трещины. Коэффициент извлечения нефти по сравнению с базовым увеличился соответственно на 0,07%, 0,04%, 0,02% и 0,01%. При обводненностях свыше 0,9 эффект от кольматации трещины в виде повышения коэффициента извлечения нефти практически не проявляется. Установленный факт говорит о важности диагностики развития трещин автоГРП и своевременного принятия мер по их кольматации.

## Заключение

Разработан алгоритм интеграции математической модели кольматации трещин автоГРП в гидродинамическую секторную модель заводнения для прогноза влияния результатов операции на динамику добычи нефти.

Подтверждено повышение охвата участка пласта заводнением после кольматации трещины. Эффект от кольматации можно разбить на три этапа: кратковременный эффект от геолого-технического мероприятия; снижение дебита нефти ниже базового варианта на более длительных интервалах и увеличение коэффициента нефтеотдачи за счет повышения охвата пласта заводнением на заключительных этапах разработки.

Установлено, что мониторинг развития трещин автоГРП является актуальным, так как своевременная кольматация трещин позволяет не только увеличить добычу нефти после проведения мероприятия, но и повысить коэффициент нефтеотдачи за счет увеличения охвата пласта заводнением.

## Благодарности

Авторы выражают большую благодарность анонимным рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

## Литература

- Аржиловский А.В., Грищенко А.С., Смирнов Д.С., Корниенко С.А., Баисов Р.Р., Овчаров В.В., Зияев Р.Р. (2021). Опыт применения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта в условиях низкопроницаемых отложений. *Нефтяное хозяйство*, (2), с. 74–76. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-2-74-76>
- Гильманов А.Я., Федоров К.М., Шевелев А.П. (2022). Задача о блокировании техногенной трещины в пласте суспензионной смесью. *Известия РАН. Механика жидкости и газа*, (6), с. 26–33.
- Давлетова А.Р., Бикбулатова Г.Р., Федоров А.И., Давлетбаев А.Я. (2014). Геомеханическое моделирование направления и траектории развития трещин гидроразрыва пласта при разработке низкопроницаемых коллекторов. *Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть»*, (1), с. 40–43.
- Изотов А.А., Афонин Д.Г. (2020). О взаимосвязи факторов, влияющих на эффективность разработки низкопроницаемых коллекторов с применением заводнения. *Нефтяное хозяйство*, (12), с. 106–109. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-12-106-109>

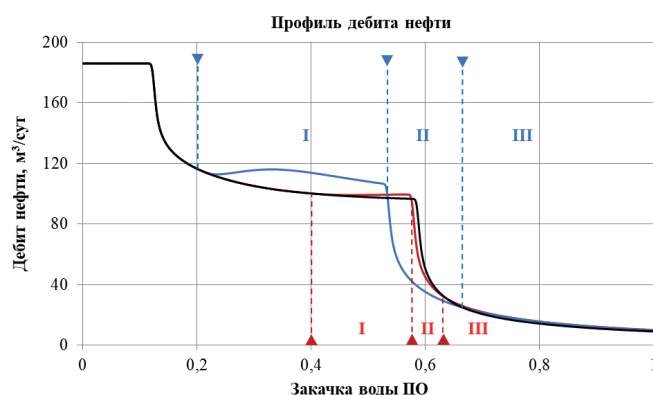


Рис. 3. Динамика добычи нефти с трещиной автоГРП размером 450 м (черная кривая) и после кольматации трещины до размера 150 м при закачке 0,2 поровых объемов (синяя кривая) и 0,4 поровых объемов воды (красная кривая)

Мосунов А.Ю., Сонич В.П., Черемисин Н.А. (2004). Условия успешного применения форсированного отбора жидкости на месторождениях Западной Сибири. *Новые технологии разработки нефтегазовых месторождений: Тр. Междунар. технол. симпозиума*, М.: Ин-т нефтегазового бизнеса, с. 24–48.

Уразов Р.Р., Давлетбаев А.Я., Синицкий А.И., Нуриев А.Х., Торопов К.В., Сергейчев А.В., Филев М.О. (2020). Анализ добычи и давления по горизонтальным скважинам с многостадийным гидроразрывом пласта. *Нефтяное хозяйство*, (10). с. 62–67. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-10-62-67>

Шель Е.В., Кабанова П.К., Ткаченко Д.Р., Базыров И.Ш., Логвинюк А.В. (2020). Моделирование инициации и распространения трещины гидроразрыва пласта на нагнетательной скважине для нетрещиноватых терригенных пород на примере Приобского месторождения. *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*, (2), с. 36–42.

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*, SPE-201977-MS. <https://doi.org/10.2118/201977-MS>

Corey A.T. (1954). The interrelation between gas and oil relative permeabilities. *Producers Monthly*, 19(1), pp. 38–41.

Economides M., Oligney R., Valkó P. (2002). Unified Fracture Design: Bridging the gap between theory and practice. Alvin: Orsa Press, 262 p.

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, 6617211. <https://doi.org/10.1155/2021/6617211>

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 and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition*, SPE-162057-MS. <https://doi.org/10.2118/162057-MS>

Willhite G.P. (1986). Waterflooding. Richardson: Soc. Petr. Eng., 326 p. <https://doi.org/10.2118/9781555630058>

## Сведения об авторах

*Константин Михайлович Федоров* – доктор физ.-мат. наук, профессор, научный руководитель, Физико-технический институт, Тюменский государственный университет

Россия, 625003, Тюмень, ул. Володарского, д. 6

*Иван Владимирович Выдыш* – аспирант кафедры моделирования физических процессов и систем, Физико-технический институт, Тюменский государственный университет

Россия, 625003, Тюмень, ул. Володарского, д. 6

e-mail: vydysh3d@gmail.com

*Александр Вячеславович Кобышев* – кандидат тех. наук, главный менеджер, Тюменский нефтяной научный центр

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1

*Никита Васильевич Михайлов* – специалист, Тюменский нефтяной научный центр

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1

*Александр Сергеевич Гаврись* – кандидат тех. наук, начальник отдела, Тюменский нефтяной научный центр

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1

Статья поступила в редакцию 14.03.2023;

Принята к публикации 13.07.2023; Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## Clogging of induced fracture to increase waterflood sweep efficiency

*K.M. Fedorov<sup>1</sup>, I.V. Vydys<sup>1\*</sup>, A.V. Kobyshev<sup>2</sup>, N.V. Mikhailov<sup>2</sup>, A.S. Gavris<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>Tyumen State University, Tyumen, Russian Federation

<sup>2</sup>Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russian Federation

\*Corresponding author: Ivan V. Vydys, e-mail: vydysh3d@gmail.com

**Abstract.** Waterflooding of low-permeable reservoirs with high pressure is often accompanied by formation of induced fracture. The positive side of this process is an injectivity increase and oil production rise. However, when these fractures approach producing wells, an early water breakthrough occurs, and high productivity channels are formed between the injection and producing wells.

The technology of fracture clogging, for example, by suspension composition injection into an injection well, allows reducing the length of the fracture. The paper considers the problem of the fracture size reducing process on the waterflood sweep efficiency. The example of a reverse five-point waterflood pattern was investigated. In the basic calculation run, fracture length was constant during all process. The run with transformable fracture length is compared with the basic one.

The results of calculations showed that the process of waterflooding after fracture impact could be divided into the following stages. The first one, which follows immediately after the fracture clogging, demonstrates a water cut decrease and an oil production rate increase. The second, in which the oil production declines below the base variant. On the third

stage, there is a low, but long-term increase in oil production due to increased waterflood sweep efficiency. The authors established that monitoring of induced fractures length is relevant, since timely fractures clogging allows to increase oil production after the well treatment and to incline the oil recovery coefficient through increasing waterflood sweep efficiency.

**Keywords:** waterflooding, induced fracturing of formation, fracture, clogging, integration, sector reservoir simulation model of waterflooding, incremental oil production

**Recommended citation:** Fedorov K.M., Vydys I.V., Kobyshev A.V., Mikhailov N.V., Gavris A.S. (2023). Clogging of induced fracture to increase waterflood sweep efficiency. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 146–150. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.18>

### Acknowledgements

The authors express their gratitude to anonymous reviewers for valuable comments and suggestions that contributed to the improvement of the work.

## References

- Arzhilovskiy A.V., Grishchenko A.S., Smirnov D.S., Kornienko S.A., Baisov R.R., Ovcharov V.V., Ziazev R.R. (2021). A case study of drilling horizontal wells with multistage hydraulic fracturing in low-permeable reservoirs of the Tyumen formation at the fields of RN-Uvatneftegas. *Neftyanoye Khozyaystvo = Oil Industry*, (2), pp. 74–76. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-2-74-76>
- 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*, SPE-201977-MS. <https://doi.org/10.2118/201977-MS>
- Corey A.T. (1954). The interrelation between gas and oil relative permeabilities. *Producers Monthly*, 19(1), pp. 38–41.
- Davletova A.R., Baykov V.A., Fedorov A.I., Davletbaev A.Ya. (2014). Geomechanical modeling of the direction and trajectory of hydraulic fractures in the development of low-permeability reservoirs. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik "NK "Rosneft"*, 1(34), pp. 40–43. (In Russ)
- Economides M., Oligney R., Valkó P. (2002). Unified Fracture Design: Bridging the gap between theory and practice. Alvin: Orsa Press, 262 p.
- 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, 6617211. <https://doi.org/10.1155/2021/6617211>
- Gil'manov, A.Y., Fedorov, K.M. & Shevelev, A.P. (2022). Problem of Blocking a Technogenic Fracture in the Reservoir Using a Suspension Mixture. *Fluid Dyn.*, (57), pp. 720–728. <https://doi.org/10.1134/S0015462822600936>
- Izotov A.A., Afonin D.G. (2020). The collection of factors affecting the efficiency of low-permeable reservoirs development using flooding. *Neftyanoye Khozyaystvo = Oil Industry*, (12), pp. 106–109. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-12-106-109>
- Mosunov A.Yu., Sonich V.P., Cheremisin N.A. i dr. (2004). Conditions for the successful application of forced fluid extraction in the fields of Western Siberia. *New technologies for the development of oil and gas fields: Proc. Int. Techn. Symp.*, Moscow, pp. 24–48. (In Russ.)
- 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 and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition*, SPE-162057-MS. <https://doi.org/10.2118/162057-MS>
- Shel' E.V., Kabanova P.K., Tkachenko D.R., Bazyrov I.Sh., Logvinyuk A.V. (2020). Modeling of initiation and propagation of hydraulic fracturing fractures at an injection well for non-fractured terrigenous rocks on the example of the Priobskoye field. *PRONEFT'. Professional'no o nefti*, 2(16), pp. 36–42. (In Russ)
- Urazov R.R., Davletbaev A.Ya., Sinitskiy A.I., Nuriev A.Kh., Toropov K.V., Sergeychev A.V., Filev M.O. (2020). Rate transient analysis of fractured horizontal wells. *Neftyanoye Khozyaystvo = Oil Industry*, (10), pp. 62–67. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-10-62-67>
- Willhite G.P. (1986). *Waterflooding*. Richardson: Soc. Petr. Eng., 326 p. <https://doi.org/10.2118/9781555630058>

## About the Authors

*Konstantin M. Fedorov* – Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Scientific Advisor, Institute of Physics and Technology, Tyumen State University

6 Volodarskogo st., Tyumen, 625003, Russian Federation

*Ivan V. Vydysh* – Postgraduate Student, Department of Modeling of Physical Processes and Systems, Institute of Physics and Technology, Tyumen State University

6 Volodarskogo st., Tyumen, 625003, Russian Federation

e-mail: vydysh3d@gmail.com

*Alexander V. Kobylashev* – Cand. Sci. (Tech.), General manager, Tyumen Petroleum Research Center

79/1 Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation

*Nikita V. Mikhailov* – Specialist, Tyumen Petroleum Research Center

79/1 Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation

*Alexander S. Gavris* – Cand. Sci. (Tech.), Head of department, Tyumen Petroleum Research Center

79/1 Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation

*Manuscript received 14 March 2023;*

*Accepted 13 July 2023; Published 30 September 2023*