

Неизотермическая математическая модель блокирования техногенных трещин

Касперович А.М.[✉], Шевелев А.П.[✉], Гильманов А.Я.[✉]

Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Российская Федерация; kasperovich_anton@mail.ru (А.М.); a.p.shevelev@utmn.ru (А.П.); a.y.gilmanov@utmn.ru (А.Я.);

Поступила: 10.08.2024

Рассмотрена: 13.09.2024

Принята: 25.11.2024

Научная статья



Аннотация. В настоящий момент крупные нефтяные месторождения перешли на стадию падающей добычи, для поддержания пластового давления залежи необходимо применять технологии заводнения. С целью сохранения прежних темпов добычи нефти требуется форсировать отборы путем увеличения значения забойного давления на нагнетательном фоне скважин. Однако при этом увеличиваются риски превышения давления разрыва пласта, что способно привести к образованию техногенных трещин автогидроразрыва пласта (автоГРП). Интенсивное увеличение трещины автоГРП вызывает рост рисков преждевременного достижения воды по ней в зону дренирования добывающего фонда скважин, что, в свою очередь, приведет к увеличению значения обводненности добываемой продукции. Проведенный анализ актуальных численных математических моделей кольматирования техногенных трещин показал текущий статус определения объема утечек кольматационного агента за пределы трещины с учетом изменения температурного поля на забое нагнетательной скважины. Указанная проблема является актуальной, поскольку на ряде нефтегазовых месторождений проводились специальные комплексы исследований по определению роста техногенных трещин автоГРП, возникших в результате превышения давления разрыва пласта и попавших в зону дренирования добывающих скважин. Изменение температурного поля пласта позволит напрямую отследить изменения вязкости нагнетаемого кольматирующего агента, а также определить объем утечек агента за пределы трещины автоГРП. В работе описано построение неизотермической физико-математической модели нагнетания суспензионной системы (вода – реагент) в пласт с учетом изменения температурного поля пласта объема утечек реагента за пределы трещины автоГРП, учтенного впервые. Целью работы является установление зависимостей объема утечек кольматирующего агента, критического времени заполнения трещины от изменения температурного поля на забое нагнетательной скважины. Построена неизотермическая гидродинамическая модель, показывающая этапы инициации трещины автоГРП с последующей ее кольматацией. Получено распределение концентрации осевшего реагента как в трещине, так и за ее пределами в зависимости от изменения температурного поля на забое скважины. Определено, что объем утечек реагента уменьшается в случае учета изменения температурного поля на забое нагнетательной скважины при идентичных параметрах работы скважины и геолого-физических характеристиках пласта.

Ключевые слова: неизотермическое гидродинамическое моделирование; автогидроразрыв пласта; поддержание пластового давления; объем утечек реагента; температурное поле.

Введение

В настоящий момент основная добыча нефти происходит на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, в результате чего системы ППД используют уже на начальной стадии разработки месторождения. Подача нагнетательного агента в пласт, как правило, происходит с определенным значением забойного давления в целях предотвращения образования автоматических трещин гидроразрыва пласта (автоГРП) [5]. В случае превышения значения забойного

давления над давлением разрыва пласта существует риск образования трещины автоГРП, которая приводит к образованию зон недреннруемых запасов нефти и преждевременному прорыву нагнетаемой воды к добывающему фонду скважин [3]. С целью снижения рисков дальнейшего прорыва воды к добывающим скважинам проводят специальные исследования, позволяющие определить инициацию и последующий рост трещины автоГРП [10].

Комплекс специальных исследований по фиксации роста трещин автоГРП происходили на Приобском месторождении [6; 7; 13; 14] (РФ) и месторождении Daqing [8] (КНР). Учитывая ухудшенные свойства продуктивного пласта Приобского месторождения, при проектировании разработки данного месторождения принято решение форсированного отбора пластового флюида путем увеличения значений забойного давления на нагнетательном фонде скважин, превышающих значения давления гидроразрыва пласта. В результате проведения комплекса специальных промыслово-геофизических исследований (ПГИ) получен профиль трещины автоГРП, размеры которых способны достигать километровой длины. Одним из возможных решений по частичной ликвидации трещин автоГРП является ее частичная кольматация путем закачки кольматирующих агентов.

В исследовании [1] рассматривается оценка эффективности использования полимер-дисперсных частиц для блокирования трещин в автоГРП. Исследование основывается на математической модели, которая анализирует процесс закачки и транспортировки суспензии по трещине и оценивает действие полимер-дисперсных составов. Важным результатом работы стало выявление того, что при приближении разрыва на фронте суспензии к окончанию техногенной трещины происходит инициация разрыва доли частиц кольматационного агента, движущегося в направлении потока.

В представленных научных исследованиях не описывается теория разрастания трещин автоГРП под воздействием закачки реагента. Этот вопрос был рассмотрен в работе [8]. Материалами, способными выступать в роли реагентов, могут быть полимерные составы и суспензии. Работа содержит изучение формы и характеристик развития трещин, спровоцированных введением вязкой суспензии в слабоконсолидированный песчаник при двустороннем давлении. Результаты продемонстрировали, что форма трещин, созданных вязкими веществами в неукрепленной пластовой формации, является в основном плоской.

Детальное описание построения моделей инициализации и роста техногенных трещин автоГРП раскрыто в работах [4; 9; 15; 20]. В данных исследованиях представлены критерии для описания характеристик скорости распространения трещины и ее ориентации, а также методы контроля над процессом развития трещин.

В настоящее время количество опубликованных исследований, посвященных моделированию блокировки трещин автоГРП в гидродинамических симуляторах недостаточно для формирования конкретной методики проведения цикла расчетов по определению количества кольматирующего агента для блокирования трещин автоГРП. Однако в работах [2; 16] рассматриваются особенности геолого-гидродинамического моделирования заводнения с использованием полимеров. Разница между полимерным заводнением и тем, что рассматривается в данной статье, заключается в том, что в первом случае закачивается большое количество жидкости и не образуются трещины.

Процесс оседания частиц суспензии в пористом материале описан в работах [11; 12; 17–19]. Различают два механизма закрепления частиц суспензии (полимерного материала) в пористых структурах: механический (это процесс, при котором более крупные полимерные молекулы механически блокируются в узких каналах пористой породы) и гидродинамический (это процесс, когда некоторые полимерные молекулы временно задерживаются гидродинамическими силами во впадинах, образуя соединения между друг другом по схеме, представленной на рисунке 1.

Стоит отметить, что в работе [21] описано построение изотермической гидродинамической модели частичного блокирования трещины автоГРП с помощью закачки кольматирующего агента. Проведенный анализ вышеуказанных исследований показывает, что существующие численные модели не учитывают изменения температурного поля на забое нагнетаемой скважины, учет которого напрямую влияет на вязкость образовавшегося раствора, тем самым

процесс кольтматации трещины будет существенно отличаться от процесса, рассмотренного в работе [21].

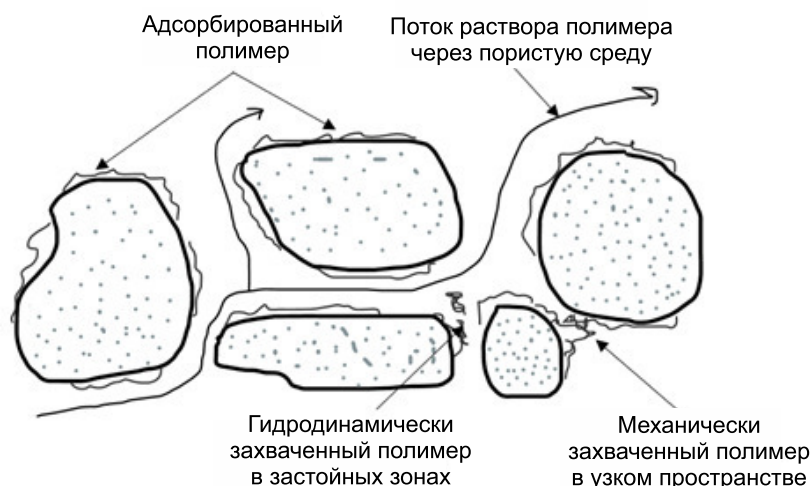


Рис. 1. Схема механизмов удержания частиц полимера в объеме пористого скелета
 Fig. 1. Diagram of the mechanisms of retention of polymer particles in the volume of a porous skeleton

Целью работы является установление зависимостей объема утечек кольтматирующего агента, критического времени заполнения трещины от изменения температурного поля на забое нагнетательной скважины. Также стоит отметить, что гидродинамическая модель, учитывающая объем утечек реагента за пределы трещины автоГРП с учетом изменения температурного поля на забое нагнетательной скважины, предлагается впервые.

1. Материалы и методы

С целью решения поставленной задачи необходимо создать физико-математическую модель нагнетания кольтматационного агента в пласт с учетом изменения температурного поля на забое нагнетательной скважины. Гидродинамическая модель построена и посчитана при помощи современного вычислительного программного обеспечения на базе коммерческого гидродинамического симулятора tNavigator. В симуляторе применяется неизотермическая трехфазная модель черной нефти (black-oil) с использованием температурной опции.

Для решения задачи частичного блокирования трещины автоГРП кольтматационным агентом в качестве несущей фазы выбран раствор воды и полимера. Использование полимера в качестве кольтматирующего агента для решения поставленной задачи обуславливается наибольшим опытом полимерной обработки существующих трещин автоГРП.

Следующим этапом решения поставленной задачи является постановка математической задачи кольтматирования трещин автоГРП, включающей в себя основные уравнения механики многофазных систем. Уравнения неразрывности фаз имеют вид

$$\frac{\partial}{\partial t} (\varphi N_f) = \text{div} \left(x_{c,f} \varepsilon_f \left(k \frac{k_{rf}}{\mu_f} (\nabla P_f - \gamma_f \nabla D) \right) + q_c \right), \quad (1)$$

где f — фаза флюида; N_f — молярная плотность компонента; φ — пористость; P_f — давление фазы; $x_{c,f}$ — молярная доля компонента в компоненте фазы; ε_f — молярная плотность фазы; $k = k(P_f, x, y, z)$ — тензор абсолютной проницаемости; k_{rf} — относительная фазовая проницаемость; μ_f — вязкость фазы; γ_f — вертикальный градиент давления; $D = D(x, y, z)$ — вектор глубины; $q_c = q_c(p, N, t, x, y, z)$ — источник компонента c (скважина).

Уравнение сохранения энергии, необходимое для учета изменения температурного поля на забое нагнетательной скважины, представляется в виде

$$\frac{\partial}{\partial t} (V_b E_{tot}) = - \int_{\partial V_b}^{V_b + \partial V_b} \left(\sum_{p=1}^{n'_p} H_p \varepsilon_p U_p \right) ds + \int_{\partial V_b}^{V_b + \partial V_b} K_b \nabla T ds + Q_{re} + q_c. \quad (2)$$

Здесь V_b — объем блока; E_{tot} — результирующая энергия; n'_p — число фаз в модели; H_p — энтальпия компонента фазы; U_p — потенциальная энергия компонента фазы; K_b — теплопроводность блока расчетной сетки; T — температура пласта; Q_{re} — дополнительный поток энергии, возникший за счет химических превращений в пласте.

Закон сохранения массы полимера описывается следующей системой уравнений:

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

Здесь M_{poly} — масса полимера в блоке; M_{ads} — масса адсорбата в блоке; u_{poly} — скорость течения полимера между блоками, являющаяся зависимостью от проводимости соединения между блоками, относительной фазовой проницаемостью воды и ее вязкостью; C_{poly} — концентрация полимера в растворе; Q_{poly} — масса полимера из источников/стоков; V_{pore} — поровый объем; V_{poly} — поровый объем, доступный для заполнения полимером; $\varphi_{d\ pv}$ — функция определения свойства породы для адсорбции полимера; $C_{ads} = C_{ads}(C_{poly})$ — массовая доля адсорбированного полимера; ρ_{rock} — плотность породы; V_{rock} — объем блока, незанятый поровым пространством V_{full} .

Описание начального распределения капиллярных давлений на границе раздела фаз происходит по следующим зависимостям:

$$P_o(x, y, z, 0) - P_w(x, y, z, 0) = P_{cow}, \quad (3)$$

$$S_o + S_w = 1. \quad (4)$$

Граничным условием для решения поставленной задачи является условие непротекания Неймана, используемое в следующем виде:

$$\frac{\partial p_p}{\partial N} = \left(k \frac{k_{rp}}{B \mu_p} (\nabla P_p - \gamma_p \nabla D), n \right) = 0.$$

Определение критического времени t кольтации трещины автоГРП суспензионным составом будет осуществляться путем анализа объема закачанной жидкости. Объем утечек реагента V_y за пределы трещины автоГРП будет вычислен исходя из разницы объема закачанного реагента и объема трещины автоГРП.

На основании построенной математической модели, способной описать процесс частичного блокирования трещины автоГРП, необходимо перейти к созданию расчетной сетки. Параметры расчетной сетки, а также распределение начальных пластового давления и нефтенасыщенности представлены в таблице 1 и на рисунках 2, 3.

Затем необходимо определить удельную теплоемкость породы, нефти и воды при заданных значениях температуры. Входные данные, при которых определены результаты исследований, приведены в таблице 1.

Далее необходимо установить свойства флюидов, определить зависимость ОФП нефти и воды от водонасыщенности, а также установить зависимости вязкости нефти, воды от температуры, зависимость вязкости водного раствора от концентрации полимера. Использование зависимостей вязкости воды от температуры и вязкости водного раствора позволит с достаточной степенью точности определить объем утечек суспензии за пределы трещины автоГРП.

Таблица 1

Параметры расчетной сетки гидродинамической модели

Table 1

Parameters of the computational grid for the reservoir model

Параметр	ГДМ
Размерность каркаса, ед.	64 × 44 × 42
Общее количество ячеек, ед.	118272
Общее количество активных ячеек, ед.	24209
Средняя размерность ячеек, м	100 × 100 × 1
Поровый объем, млн м³	27
Песчанистость, д. ед.	0,62
Пористость, д. ед.	0,20
Нефтенасыщенность, д. ед.	0,20
Запасы нефти, млн м³	27

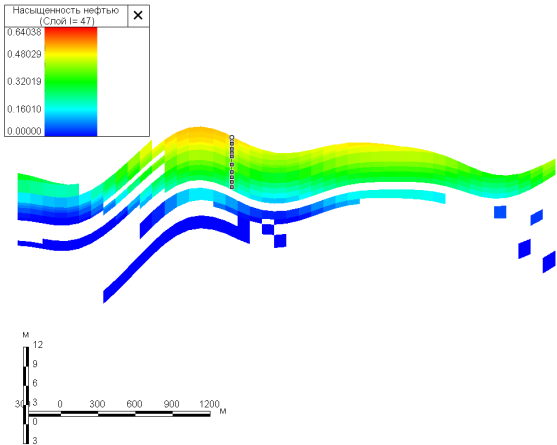


Рис. 2. Распределение начальной нефтенасыщенности вдоль нагнетательной скважины

Fig. 2. Distribution of initial oil saturation along the injection well

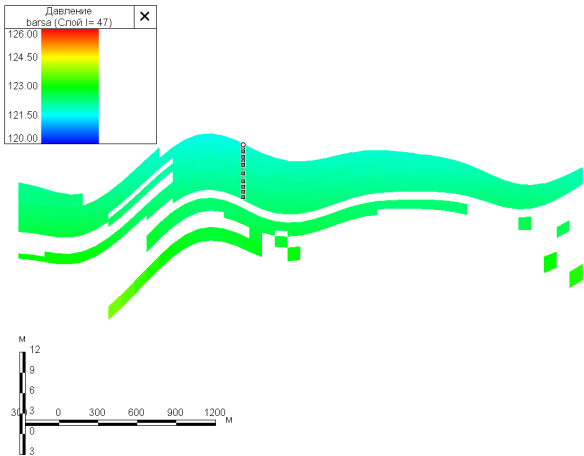


Рис. 3. Распределение начального пластового давления вдоль нагнетательной скважины

Fig. 3. Distribution of the initial reservoir pressure along the injection well

PVT свойства насыщающих флюидов и породы
PVT properties of saturating fluids and rocks

Таблица 2

Table 2

Параметр	ГДМ
Плотность воды в пов. усл., кг/м ³	1017
Плотность нефти в пов. усл., кг/м ³	842
Начальная пластовая вязкость нефти, сПз	1,142
Начальная пластовая вязкость воды, сПз	0,3
Объемный коэффициент нефти, сПз	1,214
Объемный коэффициент воды, сПз	1
Сжимаемость породы, 1/Бар	5E-5
Сжимаемость воды, 1/Бар	1E-5
Сжимаемость нефти, 1/Бар	0,125E-5

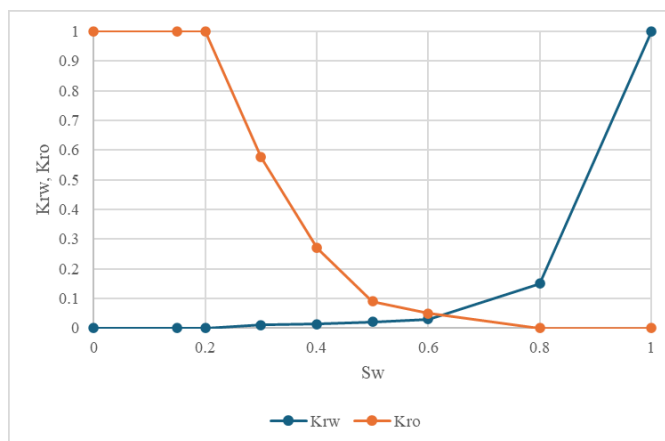


Рис. 4. Зависимость ОФП нефти, воды от водонасыщенности

Fig. 4. Dependence of oil and water interfacial tension on water saturation

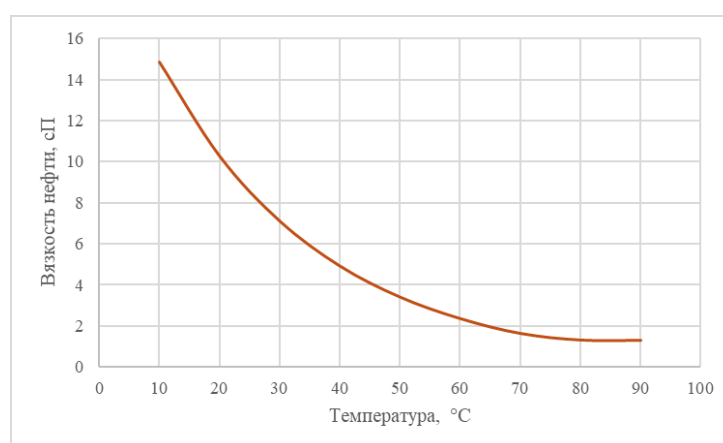


Рис. 5. Зависимость вязкости нефти от температуры

Fig. 5. Dependence of oil viscosity on temperature

Графики указанных зависимостей представлены на рисунках 4, 5, 6. Значения свойств флюидов и породы приведены в таблице 2.

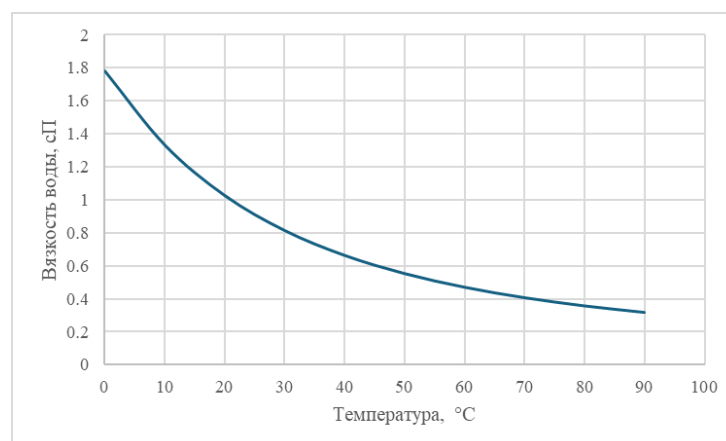


Рис. 6. Зависимость вязкости воды от температуры
 Fig. 6. Dependence of water viscosity on temperature

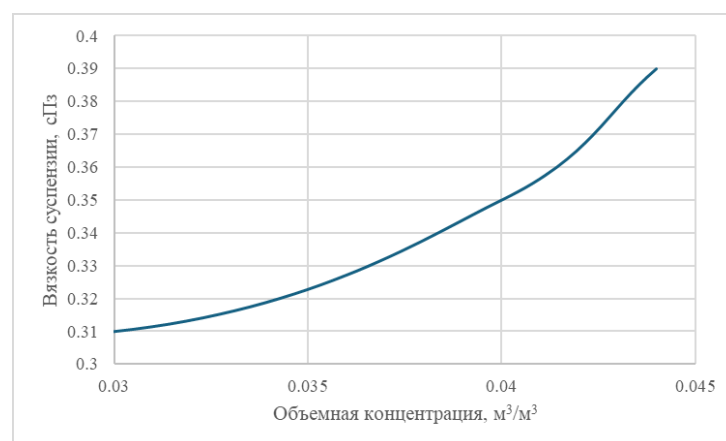


Рис. 7. Зависимость вязкости раствора от концентрации полимеров
 Fig. 7. Dependence of the viscosity of the solution on the concentration of polymers

На основе уравнений (1)–(6), а также вышеуказанных параметров сетки, свойств флюидов и породы, ОФП построена трехфазная, трехкомпонентная гидродинамическая модель в коммерческом симуляторе tNavigator.

2. Результаты

В результате проведенного численного моделирования кольтации трещины автоГРП с учетом вышеуказанной математической постановки задач (1)–(6) и описанными свойствами расчетной сетки и флюидов (таблицы 1, 2) определено значение времени частичного блокирования трещины автоГРП, оценен объем утечек реагента за пределы трещины.

На рисунке 8 представлена принципиальная схема проведения расчета. Моделируемый процесс охватывает стадию инициации трещины автоГРП с последующим блокированием.

На момент начала нагнетания воды при превышении давления разрыва пласта происходит образование трещины автоГРП, в результате чего необходимо проведение операции по блокированию образованного высокопроводящего канала.

Стоит отметить, что в настоящем эксперименте трещина автоГРП имеет фиксированные значения параметров полудлин, раскрытости и высоты трещины (таблица 3).

Указанные технологические параметры подобраны с целью выполнения сопоставления с результатами работы [21].

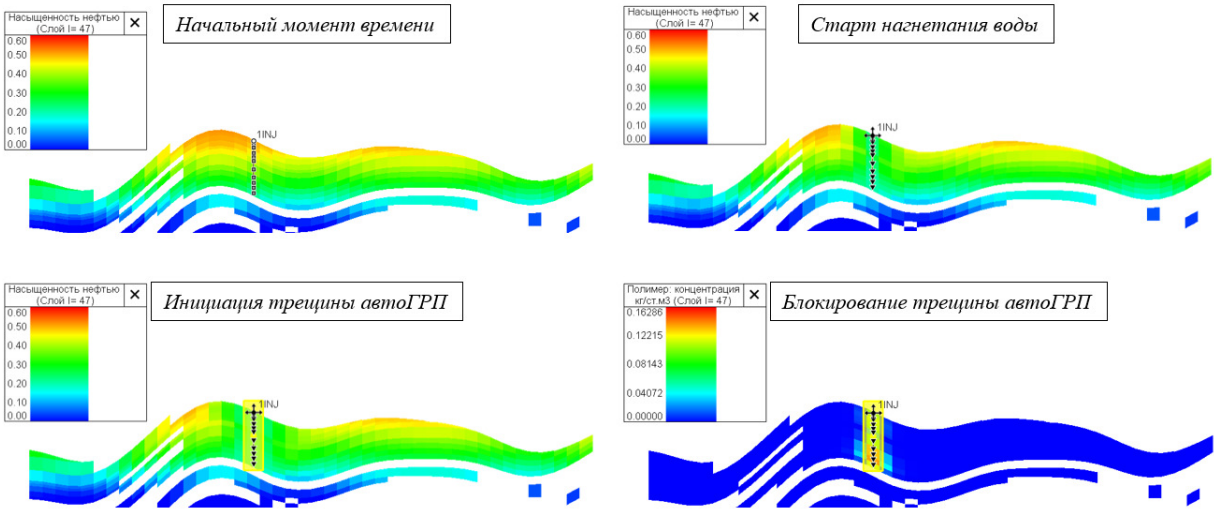


Рис. 8. Этапы проведения гидродинамического моделирования кольматирования трещины автоГРП
Fig. 8. Stages of hydrodynamic modeling of colmatation of a fracture of an automatic hydraulic fracturing system

Таблица 3

Технологические параметры трещины автоГРП и режима работы нагнетательной скважины

Table 3

Technological parameters of the technogenic fracture and the operating mode of the injection well

Параметр	Значение
Раскрытость трещины автоГРП, мм	2
Полудлина трещины автоГРП, м	300
Высота трещины автоГРП, м	30
Приемистость воды, м ³ /с	0,001
Концентрация полимера в воде, д. ед.	0,3

На рисунке 9 представлено распределение закачанной суспензии вдоль трещины автоГРП. Исходя из полученных результатов можно сделать вывод, что утечки за пределы трещины автоГРП существуют, с учетом изменения температурного поля на забое нагнетательной скважины величина утечек относительно объема трещины незначительна. На рисунке 10 показано распределение пластовой температуры.

Используя зависимость вязкости раствора от концентрации полимера, указанной на рисунке 7, определено изменение вязкости закачиваемого раствора в динамике. Динамика изменения вязкости закачиваемого раствора отражена на рисунке 11. Анализ данной динамики свидетельствует о том, что, в процессе проведения обработки вязкость суспензии увеличивается, что, в свою очередь, позволяет снизить потери дисперсных частиц в пласт.

В работе [21] представлены результаты гидродинамического моделирования кольматации трещины автоГРП при аналогичных параметрах, указанных в таблице 3 без учета изменения температурного поля на забое нагнетательной скважины. Выделим два варианта: вариант 1 без учета изменения температурного поля и вариант 2 с учетом изменения температурного поля. Сопоставление результатов расчетов представлено в таблице 3.

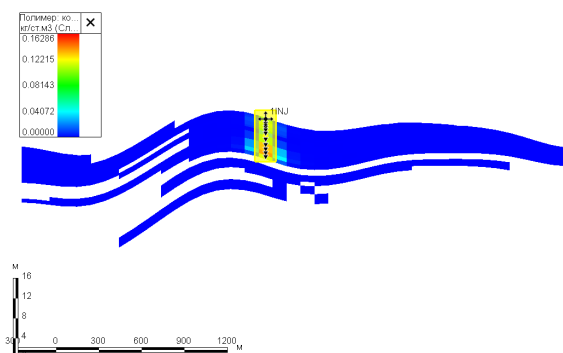


Рис. 9. Распределение закачанной суспензии вдоль трещины автоГРП

Fig. 9. Distribution of the injected suspension along the fracture of the automatic hydraulic fracturing

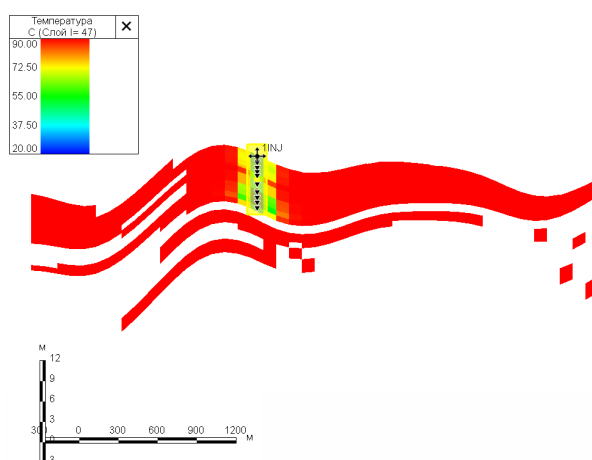


Рис. 10. Распределение пластовой температуры вдоль трещины автоГРП

Fig. 10. Distribution of reservoir temperature along the fracture of automatic hydraulic fracturing

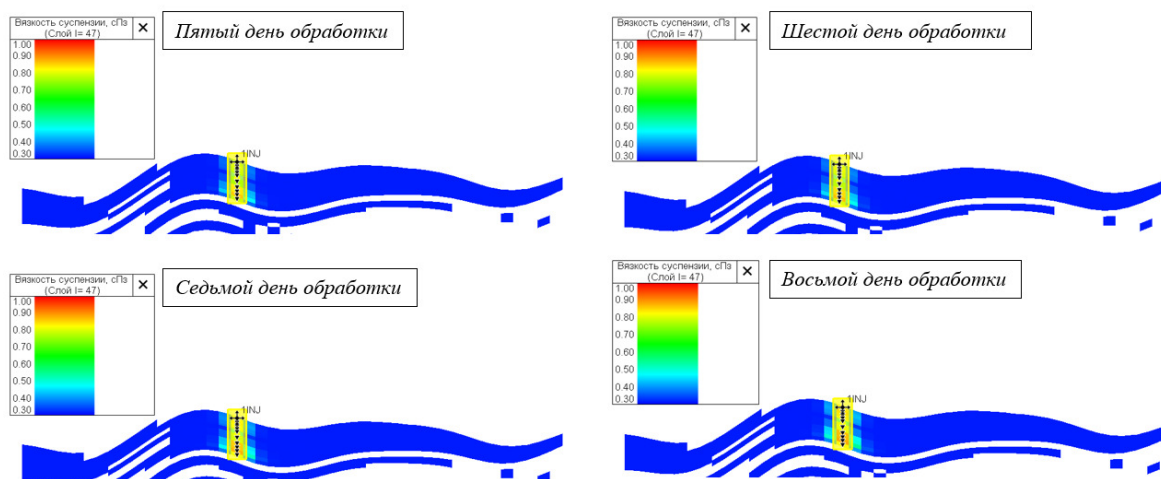


Рис. 11. Изменение вязкости закачиваемой суспензии в динамике обработки

Fig. 11. Change in the viscosity of the injected suspension in the dynamics of processing

Таблица 4

Table 4

Сопоставление результатов расчетов по вариантам 1 и 2

Comparison of the calculation results for options 1 and 2

Вариант	t , сут.	V_y , м ³
1	13	2,4
2	8	1,7

Таким образом, результаты расчетов свидетельствуют о том, что при учете изменения температурного поля при кольматации трещины автоГРП объем утечек суспензии снижается за счет увеличения вязкости закачиваемой суспензии, в результате чего подвижность суспензии в значительной степени снижается, что позволяет с меньшими потерями заблокировать трещину автоГРП.

Заклучение

В результате проделанной работы могут быть сделаны следующие выводы.

С использованием построенной в работе неизотермической фильтрационной гидродинамической модели, описывающей процесс кольматации трещины автоГРП, определен объем утечек реагента из трещины в зависимости от изменения температурного поля на забое нагнетательной скважины.

С помощью сопоставления расчетов по вариантам 1 и 2 показано, что учет изменения температурного поля на забое нагнетательной скважины позволяет увеличить точность прогнозных значений объема утечек суспензии за пределы трещины автоГРП.

В результате работы установлено, что критическое время заполнения трещины и объем утечек реагента будут уменьшаться вследствие снижения температуры в призабойной зоне пласта. Соответственно, задача уменьшения или полного предотвращения объема утечек реагента за пределы трещины автоГРП будет состоять в оптимизации входных параметров приемистости и концентрации полимера в потоке для конкретной геолого-физической характеристики породы.

Информация о конфликте интересов: авторы и рецензенты заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Цитирование. Касперович А.М., Шевелев А.П., Гильманов А.Я. Неизотермическая математическая модель блокирования техногенных трещин // Вестник Самарского университета. Естественнаучная серия / Vestnik of Samara University. Natural Science Series. 2024. Т. 30, № 4. С. 101–115. DOI: 10.18287/2541-7525-2024-30-4-101-115.

© Касперович А.М., Шевелев А.П., Гильманов А.Я., 2024

Антон Михайлович Касперович (kasperovich_anton@mail.ru) – аспирант кафедры моделирования физических процессов и систем, Тюменский государственный университет, 625003, Российская Федерация, г. Тюмень, ул. Володарского, 6.

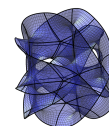
Александр Павлович Шевелев (a.p.shevelev@utmn.ru) – кандидат физико-математических наук, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем, Тюменский государственный университет, 625003, Российская Федерация, г. Тюмень, ул. Володарского, 6.

Александр Янович Гильманов (a.y.gilmanov@utmn.ru) – кандидат физико-математических наук, старший преподаватель кафедры моделирования физических процессов и систем, Тюменский государственный университет, 625003, Российская Федерация, г. Тюмень, ул. Володарского, 6.

Литература

- [1] Шевелев А.П., Гильманов А.Я., Федоров К.М. Задача о блокировании техногенной трещины в пласте суспензионной смесью // Известия РАН. Механика жидкости и газа. 2022. № 6. С. 26–33. DOI: <https://doi.org/10.31857/S0568528122600230>. EDN: <https://elibrary.ru/rpeblq>.
- [2] Черемсин А.Н., Тостолыткин Д.В., Орлова Н.С. Особенности моделирования полимерного заводнения в современных гидродинамических симуляторах // Наука и ТЭК. 2012. № 3. С. 39–43. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=17861365>. EDN: <https://www.elibrary.ru/nnudge>.
- [3] Галимов Р.И. Технология полимерного заводнения на поздней стадии разработки месторождений // Молодой ученый. 2017. № 40 (174). С. 4–6. URL: <https://moluch.ru/archive/174/44555>; <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=30114749>. EDN: <https://www.elibrary.ru/zjaalt>.
- [4] Тома А., Саяук Б., Абиров Ж. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти // Территория Нефтегаз. 2017. № 7–8. С. 58–61. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/polimernoe-zavodnenie-dlya-uvelicheniya-nefteotdachi-na-mestorozhdeniyah-legkoy-i-tyazhelyoy-nefti>.
- [5] Черный С.Г., Лапин В.Н., Есипов Д.В., Куранakov Д.С. Методы моделирования зарождения и распространения трещин. Новосибирск: Издательство Сибирского отделения Российской академии наук, 2016. 312 с. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=29973826>. EDN: <https://www.elibrary.ru/zfxvup>.
- [6] 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. URL: https://oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?art=195865.
- [7] Гимазов А.А., Базыров И.С. Способ разработки низкопроницаемых и сверхнизкопроницаемых коллекторов путем заводнения. Патент RU 2 740 357.С 1. URL: https://yandex.ru/patents/doc/RU2740357C1_20210113?ysclid=m53vgi6szc892371744.
- [8] Yan W., Demin W., Zhi S., Changlan S., Gang W., Desheng L. Hydraulic fracturing of polymer injection wells // Paper presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, 18–20 October, 2004. Paper Number SPE-88592-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/88592-MS>.
- [9] Dontsov E.V., Peirce A.P. Slurry flow, gravitational settling and a proppant transport model for hydraulic fractures. // Journal of Fluid Mechanics. 2014. Vol. 760. P. 567–590. DOI: <https://doi.org/10.1017/jfm.2014.606>.
- [10] 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. 65–75. URL: https://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Baikov/Baikov_1.pdf; <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=17311328>. EDN: <https://www.elibrary.ru/oovktb>.
- [11] Татосов А.В., Шляпкин А.С. Движение проппанта в раскрывающейся трещине гидро-разрыва пласта // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия Математика. Механика. Информатика. 2018. Т. 18, № 2. С. 217–226. DOI: <https://doi.org/10.18500/1816-9791-2018-18-2-217-226>. EDN: <https://www.elibrary.ru/urlitg>.
- [12] Seright R.S. Use of preformed gels for conformance control in fractured systems // SPE Production & Facilities. 1997. Vol. 12, issue 1. P. 59–65. DOI: <https://doi.org/10.2118/35351-PA>.

- [13] Байков В.А., Бураков И.М., Латыпов И.Д., Яковлев А.А., Асмандияров Р.Н. Контроль развития техногенных трещин авто-ГРП при поддержании пластового давления на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2012. № 11. С. 30–33. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=18206953>. EDN: <https://elibrary.ru/pikzqf>.
- [14] Ручкин А.А., Ягафаров А.К. Оптимизация применения потока отклоняющих технологий на Самотлорском месторождении. Тюмень: Вектор Бук, 2005. 165 с. URL: http://eues.ru/sites/default/files/2022-02/Ручкин%20Ягафаров%20Оптимизация%20применения%20потокоотклоняющих%20технологий_2005....pdf.
- [15] Промысловые исследования по изучению самопроизвольного развития техногенных трещин в нагнетательных скважинах / А.Я. Давлетбаев [и др.]. Тюмень: Вектор Бук, 2005. 165 с.
- [16] Mobbs A.T., Hammond P.S. Computer simulations of proppant transport in a hydraulic fracture // SPE Production & Facilities. 2001. Vol. 16, issue 2. P. 112–121. DOI: <http://doi.org/10.2118/69212-PA>.
- [17] Sorbie Kenneth. S. Polymer-Improved Oil Recovery. Edinburg: Springer Dordrecht, 359 p. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-94-011-3044-8>.
- [18] Cheng C., Milsch H. Hydromechanical investigations on the self-propping potential of fractures in tight sandstones // Rock Mechanics and Rock Engineering. 2021. Vol. 54. P. 5407–5432. DOI: <https://doi.org/10.1007/s00603-021-02500-4>.
- [19] Seright R.S. Examination of literature on colloidal dispersion gels for oil recovery // Petroleum Science. Vol. 18, issue 4. P. 1097–1114. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2021.07.009>.
- [20] 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 нетрициноватых терригенных пород на примере Приобского месторождения // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2020. № 2 (16). С. 36–42. DOI: <https://doi.org/10.7868/S2587739920020056>. EDN: <https://elibrary.ru/hcuwft>.
- [21] Шевелев А.П., Гильманов А.Я., Касперович А.М. Моделирование блокирования трещин автогидроразрыва пласта в гидродинамическом симуляторе // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2023. Т. 9, № 1 (33). С. 78–91. DOI: <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-1-78-91>.



Non-isothermal mathematical model of blocking technogenic fractures

Kasperovich A.M.[✉], Shevelev A.P.[✉], Gilmanov A.Ya.[✉]

University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation; kasperovich_anton@mail.ru (A.M.); a.p.shevelev@utmn.ru (A.P.); a.y.gilmanov@utmn.ru (A.Ya.);

Received: 10.08.2024

Revised: 13.09.2024

Accepted: 25.11.2024

Scientific article



Abstract. Nowadays, large oil fields have moved to the stage of declining production, to maintain reservoir pressure, it is necessary to apply flooding technologies. To maintain the previous rates of oil production, it is necessary to force selections by increasing the value of downhole pressure on the injection wells. However, the risks of exceeding the fracturing pressure are increasing, which can lead to the formation of technogenic fractures. An intensive increase in the fracture can lead to an increase in the risks of premature water reaching through it into the drainage zone of the producing wells, which will lead to an increase in the value of the water oil ratio. The analysis of current numerical mathematical models of colmatation of technogenic fracture has shown the status of determining the volume of leaks of the colmatation agent beyond the fracture, considering changes in the temperature field at the bottom of the injection well. This problem is relevant, since special research complexes have been conducted at several oil and gas fields to determine the growth of technogenic fractures that arose because of excess fracturing pressure and fell into the drainage zone of producing wells. A change in the temperature field of the reservoir will allow direct changes in the viscosity of the injected colmatation agent, as well as determine the amount of leakage of the agent beyond the limits of the technogenic fractures. The article describes the construction of a non-isothermal physico-mathematical model of injection of a suspension system (water-reagent) into the reservoir, considering changes in the temperature field of the reservoir, the volume of reagent leaks beyond the limits of the technogenic fracture, considered for the first time. The aim of the work is to establish the dependences of the leakage volume of the colmatation agent, the critical time of filling the fracture from changes in the temperature field at the bottom of the injection well. A non-isothermal reservoir simulation model has been constructed showing the stages of initiation of a technogenic fracture with its subsequent colmatation. The distribution of the concentration of the colmatation reagent both in the fracture and outside it, depending on the change in the temperature field at the bottom of the well, is obtained. It is determined that the volume of reagent leaks decreases if changes in the temperature field at the bottom of the injection well are considered with identical well operation parameters and geological and physical characteristics of the formation.

Key words: non-isothermal reservoir simulation modeling; reagent leakage volume; reservoir properties; temperature field.

Information about the conflict of interests: the authors and reviewers declared no conflicts of interest.

Citation. Kasperovich A.M., Shevelev A.P., Gilmanov A.Ya. Non-isothermal mathematical model of blocking technogenic fractures. *Vestnik Samarskogo universiteta. Estestvennonauchnaya seriya / Vestnik of Samara University. Natural Science Series*, 2024, vol. 30, no. 4, pp. 101–115. DOI: 10.18287/2541-7525-2024-30-4-101-115. (In Russ.)

© Kasperovich A.M., Shevelev A.P., Gilmanov A.Ya., 2024

Anton M. Kasperovich (kasperovich_anton@mail.ru) – postgraduate student of the Department of Modelling of Physical Processes and Systems, University of Tyumen, 6, Volodarsky Street, Tyumen, 625003, Russian Federation.

Alexander P. Shevelev (a.p.shevelev@utmn.ru) – Candidate of Physical and Mathematical Sciences, professor of the Department of Modelling of Physical Processes and Systems, University of Tyumen, 6, Volodarsky Street, Tyumen, 625003, Russian Federation.

Alexander Ya. Gilmanov (a.y.gilmanov@utmn.ru) – Candidate of Physical and Mathematical Sciences, senior lecturer of the Department of Modelling of Physical Processes and Systems, University of Tyumen, 6, Volodarsky Street, Tyumen, 625003, Russian Federation.

References

- [1] Gil'manov A.Ya., Fedorov K.M., Shevelev A.P. Problem of blocking a technogenic fracture in the reservoir using a suspension mixture. *Fluid Dynamics*, 2022, vol. 57, issue 6, pp. 720–728. DOI: <https://doi.org/10.1134/s0015462822600936>. EDN: <https://www.elibrary.ru/ntqelo>. (In English; original in Russian)
- [2] Cheremisin A.N., Tostolytkin D.V., Orlova N.S. Features of modeling polymer flooding in modern reservoir simulators. *Nauka i TEK*, 2012, no. 3, pp. 39–43. Available at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=17861365>. EDN: <https://www.elibrary.ru/nnudge>. (In Russ.)
- [3] Galimov R.I. Technology of polymer flooding at the late stage of field development. *Molodoi uchenyi*, 2017, no. 40 (174), pp. 4–6. Available at: <https://moluch.ru/archive/174/44555>; <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=30114749>. EDN: <https://www.elibrary.ru/zjaalt>. (In Russ.)
- [4] Thomas A., Sahuc B., Abirov Zh. Polymer Flooding to Increase Oil Recovery at Light and Heavy Oil Fields. *Neftegaz Territory*, 2017, no. 7–8, pp. 58–61. Available at: <https://cyberleninka.ru/article/n/polimernoe-zavodnenie-dlya-uvelicheniya-nefteotdachi-na-mestorozhdeniyah-legkoy-i-tyazheloy-nefti>. (In Russ.)
- [5] Cherny S.G., Lapin V.N., Esipov D.V., Kuranakov D.S. Methods of modeling the origin and propagation of cracks. Novosibirsk: Izdatel'stvo Sibirskogo otdeleniya Rossiiskoi akademii nauk, 2016, 312 p. Available at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=29973826>. EDN: <https://www.elibrary.ru/zfxvup>. (In Russ.)
- [6] Maltsev V.V., Asmandiyarov R.N., Baikov V.A., Usmanov T.S., Davletbaev A.Ya. Testing of auto hydraulic-fracturing growth of the linear oilfield development system of Priobskoye oil field. *Oil Industry Journal*, 2012, no. 5, pp. 70–73. Available at: https://oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?art=195865. (In Russ.)
- [7] Gimazov A.A., Bazyrov I.S. Method of developing low-permeable and ultra-low-permeable collectors by flooding. Patent RU 2 740 357. C. 1. Available at: https://yandex.ru/patents/doc/RU2740357C1_20210113?ysclid=m53vgi6szc892371744. (In Russ.)
- [8] Yan W., Demin W., Zhi S., Changlan S., Gang W., Desheng L. Hydraulic fracturing of polymer injection wells. *Paper presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, 18–20 October, 2004*. Paper Number SPE-88592-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/88592-MS>.
- [9] Dontsov E.V., Peirce A.P. Slurry flow, gravitational settling and a proppant transport model for hydraulic fractures. *Journal of Fluid Mechancis*, 2014, vol. 760, pp. 567–590. DOI: <https://doi.org/10.1017/jfm.2014.606>.
- [10] Baikov V.A., Davletbaev A.Ya., Usmanov T.S., Stepanova Z.Yu., Asmandiyarov R.N. Special well tests to fractured water injection wells. *The network journal “Oil and Gas Business”*, 2011,

- no. 1, pp. 65–75. Available at: https://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Baikov/Baikov_1.pdf;
<https://www.elibrary.ru/item.asp?id=17311328>. EDN: <https://www.elibrary.ru/oovktb>.
(In Russ.)
- [11] Tatosov A.V., Shlyapkin A.S. The motion of propping agent in an opening crack in hydraulic fracturing. *Izvestiya of Saratov University. Mathematics. Mechanics. Informatics*, 2018, vol. 18, no. 2, pp. 217–226. DOI: <https://doi.org/10.18500/1816-9791-2018-18-2-217-226>. EDN: <https://www.elibrary.ru/urlitg>. (In Russ.)
- [12] Seright R.S. Use of preformed gels for conformance control in fractured systems. *SPE Production & Facilities*, 1997, vol. 12, issue 1, pp. 59–65. DOI: <https://doi.org/10.2118/35351-PA>.
- [13] Baykov V.A., Burakov I.M., Latypov I.D., Yakovlev A.A., Asmandiyarov R.N. The control of self-induced hydraulic fracturing process on RN-Yuganskneftegaz LLC oilfields. *Oil Industry*, 2012, no. 11, pp. 30–33. Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=18206953>. EDN: <https://elibrary.ru/pikzqf>. (In Russ.)
- [14] Ruchkin A.A., Yagafarov A.K. Optimization of the application EOR technologies on Samotlor field. Tyumen: Vektor Buk, 2005, 165 p. Available at: http://eues.ru/sites/default/files/2022-02/Ручкин%20Ягафаров%20Оптимизация%20применения%20потокоотклоняющих%20технологий_2005....pdf. (In Russ.)
- [15] Davletbaev A.Ya., Baykov V.A., Bikbulatova G.R., Asmandiyarov R.N., Nazargalin E.R., Slabetsky A.A., Sergeichev A.V., Nuriev R.I. Field studies on the study of spontaneous development of technogenic cracks in injection wells. Tyumen: Vektor Buk, 2005, 165 p. (In Russ.)
- [16] Mobbs A.T., Hammond P.S. Computer simulations of proppant transport in a hydraulic fracture. *SPE Production & Facilities*, 2001, vol. 16, no. 2, pp. 112–121. DOI: <https://doi.org/10.2118/69212-PA>.
- [17] Sorbie Kenneth. S. Polymer-Improved Oil Recovery. Edinburg: Springer Dordrecht, 359 p. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-94-011-3044-8>.
- [18] Cheng C., Milsch H. Hydromechanical investigations on the self-propping potential of fractures in tight sandstones. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2021, vol. 54, pp. 5407–5432. DOI: <https://doi.org/10.1007/s00603-021-02500-4>.
- [19] Seright R.S. Examination of literature on colloidal dispersion gels for oil recovery. *Petroleum Science*, vol. 18, issue 4, pp. 1097–1114. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2021.07.009>.
- [20] Shel E.V., Kabanova P.K., Tkachenko D.R., Bazyrov I.Sh., Logvinyuk A.V. Modeling of a hydraulic fracture initiation and propagation of an injection well for non-fractured terrigenous rocks on the Priobskoye field. *PROneft. Professionals about Oil*, 2020, no. 2 (16), pp. 36–42. DOI: <https://doi.org/10.7868/S2587739920020056>. EDN: <https://elibrary.ru/hcuwft>. (In Russ.)
- [21] Shevelev A.P., Gilmanov A.Ya., Kasperovich A.M. Simulation of blocking of hydraulic fracture near injector in a reservoir simulator. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 2023, vol. 9, no. 1 (33), pp. 78–91. DOI: <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-1-78-91>. (In Russ.)