

Целесообразность удаленного размещения от нагнетательной скважины водоизолирующего состава в высокопроницаемом слое

Д.Р. Салимьянова^{1*}, К.А. Поташев^{1,2}, В.В. Баушин³

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

²Казанский государственный энергетический университет, Казань, Россия

³ООО «ИМПЕЛ-СОФТ», Казань, Россия

Исследована целесообразность удаленного от нагнетательной скважины размещения изоляционного материала в высокопроницаемом обводненном пропластке. Такой сценарий расположения в пласте блокирующего состава со сложной реологией предполагает надежное проектирование и точный контроль выполнения, что существенно затрудняет технологию воздействия на пласт и поэтому требует надежного обоснования. На основе проведенной серии многовариантных расчетов проанализировано влияние отношения вязкости закачиваемого и извлекаемого флюидов и расстояния между нагнетательной и добывающей скважинами на эффективность изоляционных мероприятий. Моделирование процесса заводнения выполнено с помощью быстродействующей модели фильтрации в трубке тока высокого разрешения с размером расчетного блока порядка 0.1 м. Применение такой модели позволило с высокой степенью детальности воспроизвести мелкомасштабные гидродинамические эффекты и структуру течения в области относительно тонкого высокопроницаемого пропластка и вблизи интервала его изоляции. Выделены основные динамические структуры областей заводнения эффективной трубки тока между скважинами. Выявлена зависимость между варьируемыми параметрами и оптимальным расстоянием от нагнетательной скважины до изолирующего состава, доставляющим максимальный прирост извлечения нефти при фиксированном уровне обводнения. Представлен гидродинамический анализ различных режимов заводнения межскважинного объема пласта, упрощающий прогноз и принятие решения о целесообразности удаленного расположения изоляционного материала по заданному отношению вязкости фаз и расстоянию между скважинами.

Ключевые слова: нефтяной пласт, высокопроницаемый слой, непроизводительная закачка, изоляция водопритока, двухфазная фильтрация, модель трубок тока

Для цитирования: Салимьянова Д.Р., Поташев К.А., Баушин В.В. (2025). Целесообразность удаленного размещения от нагнетательной скважины водоизолирующего состава в высокопроницаемом слое. *Георесурсы*, 27(1), с. 261–266. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.1.27>

Введение

При заводнении нефтяных пластов, содержащих высокопроницаемые слои (суперколлекторы), процесс разработки существенно усложняется ввиду преждевременного прорыва воды и ее непроизводительной закачки. Одним из доступных методов решения данной проблемы является использование экранирующих технологий неподвижного типа на основе смол, силикатов или полимеров с низким уровнем деструкции, что приводит к увеличению охвата пласта заводнением (Бахшян, 2016).

Условия целесообразности удаленного размещения изолирующего состава в различных геологических условиях в должной мере не изучены и требуют для своего исследования наиболее надежного подхода, которым является численное моделирование двухфазного течения на подробной расчетной сетке. Традиционные трехмерные модели с высоким уровнем детализации требуют чрезмерно больших затрат вычислительных ресурсов, особенно в условиях многовариантных расчетов. Поэтому в данной работе для эффективного численного моделирования использована двумерная модель фильтрации в фиксированной трубке тока, сочетающая в себе одновременно высокую точность решения и экономичность вычислительного алгоритма. Значительный выигрыш такого подхода по сравнению с пространственной постановкой задачи переноса насыщенности показан в работах (Mazo et al., 2024; Potashev et al., 2024).

* Ответственный автор: Дилара Радиковна Салимьянова
e-mail: Dilara.Salimyanova@gmail.com

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Формулировка модели фильтрации в трубках тока и пример ее использования для описания продвижения и разрушения высоковязкого экрана приведены в работах (Мазо и др., 2017; Мазо, Поташев, 2020). Базовое поведение интегральных параметров эффективности изоляции высокопроницаемого слоя при разных способах размещения блокирующего состава получены в работе (Поташев и др., 2023) с помощью указанной модели для двух величин отношения вязкости водной и нефтяной фаз – единичного модельного и $1/6$, характерного для терригенных коллекторов Поволжья и Западной Сибири (Чекалин и др., 2009). Далее, в рамках той же модели фильтрации в работе (Salimyanova, Potashev, 2023) изучена эффективность обработок в условиях неопределенности положения высокопроницаемого слоя в межскважинном пространстве с помощью вероятностного моделирования. Показаны частные случаи, когда заглубление изолирующего состава в межскважинное пространство повышает эффективность мероприятия, однако условия принципиальной целесообразности такого удаленного размещения состава не исследованы. В то же время данный вопрос представляет особый интерес, поскольку процесс заглубления изоляционного материала может существенно усложнить рассматриваемую технологию воздействия на пласт, как было показано в работе (Мазо и др., 2017).

В данной работе указанный вопрос рассмотрен в широком диапазоне отношения вязкости вытесняющей и вытесняемой фаз и отношения высоты пласта к расстоянию между скважинами. Вычислительный эксперимент выполняется в рамках детерминированной модели – геометрия высокопроницаемого слоя известна. Переменная ширина трубки тока соответствует случаю пятиточечной системы заводнения (Поташев и др., 2023; Мазо, Поташев, 2020; Thiele, 1994). Процесс размещения изолирующих составов, требующий для своего описания постановки и решения отдельных задач многофазной многокомпонентной фильтрации неньютоновских жидкостей (Grayson, 1960; Martin, Wegner 1979), не моделируется.

На основе полученных результатов детального численного моделирования выделены основные структуры областей заводнения и их влияние на достижение предельного обводнения скважин и установлена немонотонная зависимость эффективности заглубления изоляционного материала от отношения вязкости вытесняющей и вытесняемой фаз.

Постановка задачи

Рассматривается участок пласта, являющийся элементом заводнения пятиточечной схемы расстановки

вертикальных совершенных по степени вскрытия скважин (рис. 1, а) (Willhite, 1986).

Моделирование процесса заводнения выполняется по быстродействующей модели фильтрации в двумерном вертикальном сечении фиксированной трубки тока (Мазо и др., 2017; Мазо, Поташев, 2020). Система уравнений соответствующей задачи двухфазной фильтрации в пренебрежении гравитационными и капиллярными эффектами, а также сжимаемостью породы и флюидов аналогична использованной в работах (Salimyanova, Potashev, 2023; Поташев и др., 2023):

$$\begin{aligned} \frac{1}{W} \frac{\partial}{\partial l} \left(W \sigma \frac{\partial p}{\partial l} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\sigma \frac{\partial p}{\partial z} \right) &= 0, \\ m \frac{\partial S}{\partial t} + \frac{1}{W} \frac{\partial (W u f)}{\partial l} + \frac{\partial (v f)}{\partial z} &= 0, \\ \mathbf{u} = (u, v), \quad u &= -\sigma \frac{\partial p}{\partial l}, \quad v = -\sigma \frac{\partial p}{\partial z}, \quad \sigma = \frac{k^0 k}{\mu_1}, \\ \phi &= f_1 + K_\mu, \quad f = f_l / \phi, \quad K_\mu = \mu_l / \mu_2, \end{aligned} \quad (1)$$

где l, z – продольная и вертикальная координаты в сечении трубки тока; $W(l)$ – функция относительной ширины трубки тока; t – время; p – давление в пластовом флюиде; S – водонасыщенность; $\mathbf{u}(u, v)$ – вектор и компоненты скорости фильтрации двухфазной смеси; f_i – функции относительных фазовых проницаемостей; μ_i – динамическая вязкость; нижние индексы 1 и 2 соответствуют водной и нефтяной фазам соответственно; k^0, k – характерное и нормированное значения абсолютной проницаемости. Влияние изоляционного материала на вязкость вытесняющего агента не рассматривается, поэтому значение K_μ является постоянным во всей области моделирования.

Нормированная проницаемость k принимает следующие значения – $k_0 = 1$ в области пласта; $K = 100$ в области высокопроницаемого слоя Ω и $k_1 = 10^{-6}$ в подобласти изоляции Δ , которая считается неподвижной (рис. 1).

Функции относительных фазовых проницаемостей задаются в виде степенных зависимостей от эффективной водонасыщенности s :

$$f_1 = s^3, \quad f_2 = (1-s)^3, \quad s = \frac{S - S_*}{S^* - S_*},$$

где S^*, S_* – пределы подвижности водной фазы.

Кровля и подошва пласта считаются непроницаемыми:

$$0 \leq l \leq L, \quad z = 0, \quad z = H: \quad \frac{\partial p}{\partial z} = 0.$$

Левая и правая границы сечения трубки тока примыкают к нагнетательной I и добывающей P скважинам соответственно, а граничные условия на них моделируют

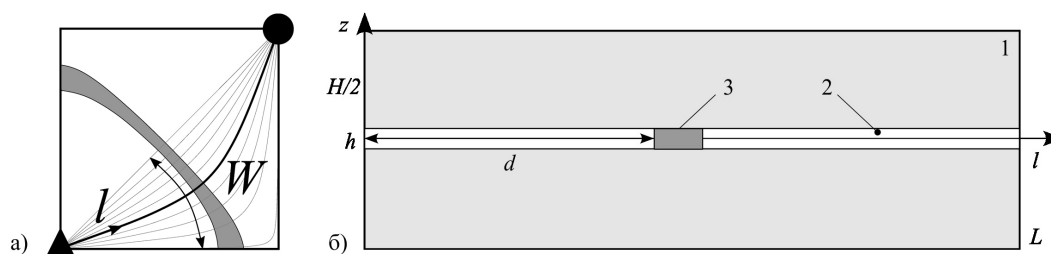


Рис. 1. Структура линий тока (а) и схема положения суперколлектора в поперечном сечении трубки тока (б) в ячейке заводнения между нагнетательной (▲) и добывающей (●) скважинами: 1 – область пласта со средней проницаемостью k ; 2 – высокопроницаемый слой с проницаемостью K ; 3 – непроницаемые участки изоляции

процесс заводнения при заданных постоянных давлениях $p_p, p_p < p_l$ на скважинах:

$$l = 0, 0 \leq z \leq H: s = l, p = p_l; l = L, 0 \leq z \leq H: p = p_p.$$

Функция относительной ширины трубки тока $W(l)$ определена как ширина эффективной трубки тока между скважинами при их регулярной пятиточечной расстановке (Поташев, 2020).

До момента времени t_1 , который соответствует достижению 50%-ной обводнённости добывающей скважины, моделировался сценарий, при котором изоляционный материал в пласте отсутствует, а начальные условия предполагают отсутствие подвижной водной фазы в пласте:

$$t = 0: s = s_0 = 0.$$

С момента t_1 в слое суперколлектора задавалось расположение непроницаемого интервала, имитирующего область расположения изолирующего состава, и продолжалось моделирование закачки в пласт воды при прежних забойных давлениях на скважинах. Моделирование эффекта изоляционного мероприятия прекращалось в момент достижения обводненностью добывающей скважины 95%. В этот момент рассчитывались достигнутые величины коэффициента извлечения нефти (КИН) E и суммарного прокачанного порового объема воды PV .

Система уравнений соответствующей задачи двухфазной фильтрации приведена в работах (Salimyanova, Potashev, 2023; Поташев и др., 2023). В отличие от указанных работ рассматриваются различные отношения высоты пласта и расстояния между скважинами $\{L_j\} = \{10H; 5H; 3.3H; 2.5H\}$, широкий диапазон отношения вязкости вытесняющей («1», вода) и вытесняемой («2», нефть) фаз K_μ от 0.001 до 1. Моделируется один сценарий изоляции – в виде одиночного непрерывного интервала на расстоянии d от нагнетательной скважины (рис. 1) в высокопроницаемом слое, проходящем посередине пласта. Объем изолирующего материала фиксирован и равен 10% суммарного объема суперколлектора. Длина интервала изоляции вычисляется в соответствии с локальной площадью W поперечного сечения трубки тока в зависимости от удаления d от нагнетательной скважины (рис. 1). Толщина h высокопроницаемого слоя составляет 10% от общей высоты H пласта, а его проницаемость K на два порядка превышает среднюю проницаемость k пласта, что позволяет полагать поле проницаемости в пласте однородным.

Ввиду симметрии процесса заводнения относительно оси l , проходящей посередине пласта (рис. 1), численное решение задачи строилось лишь в одной половине расчетной области.

Размещение изоляции в удалении от нагнетательной скважины возможно осуществить с помощью классического метода, дополненного иницированием гелеобразования. Аналогично технологии закачки сшитых полимерных систем, сначала осуществляется закачка полимера, который продавливается оторочкой, после чего в пласт нагнетается сшиватель, формирующий в пластовых условиях устойчивый гель при взаимодействии с полимером. При этом сшиватель дополняется инициатором, который откладывает начало реакции гелеобразования до нескольких дней, что позволяет регулировать удалённость формирования гелевого экрана. Цель решения

поставленной задачи заключается в поиске оптимального способа размещения такого экрана.

Результаты

Для каждого сочетания номеров (i, j) , определяющих величины отношения вязкостей фаз

$$K_{\mu,i} = 10^{-n_i}, \{n_i\} = \{3; 2; 1.3; 1; 0.75; 0.5; 0\} \quad (2)$$

и расстояния между скважинами L_j , была проведена серия расчетов с вариацией расположения $\{d_m\}$ изоляционного материала в пропластке. По совокупности найденных величин E и PV были вычислены значения, характеризующие целесообразность удаленного от нагнетательной скважины размещения изолирующего состава:

$$\Delta_E(i, j) = \left(\frac{E_{\max}(i, j)}{E(i, j, d_0)} - 1 \right) \cdot 100\% \geq 0, \quad (3)$$

$$\Delta_{PV}(i, j, E_{\max}) = \left(1 - \frac{PV(i, j, d_{m_{ij}})}{PV(i, j, d_0)} \right) \cdot 100\%,$$

$$E_{\max}(i, j) = E(i, j, d_{m_{ij}}) = \max_m E(i, j, d_m),$$

где $d_0 = 0$ соответствует размещению изоляции вблизи нагнетательной скважины; $d_{m_{ij}}$ – оптимальное расстояние до изолирующего состава от нагнетательной скважины, доставляющее максимум коэффициенту извлечения нефти E при комбинации параметров $(K_{\mu,i}, L_j)$.

Положительная величина Δ_E выражает приращение коэффициента нефтеотдачи пласта за счет оптимального заглубления изоляции. Нулевое значение Δ_E свидетельствует об отсутствии эффекта по повышению нефтеотдачи от заглубления изоляции. Положительная величина Δ_{PV} выражает вторичную эффективность мероприятия – относительное сокращение объема закачки, достигнутое при оптимальном расположении изоляции, по сравнению с вариантом без ее заглубления.

Выделим основные структуры поля насыщенности, определяющие процесс заводнения. *Первичным фронтом* будем называть преимущественно вертикальный фронт, формирующийся вблизи нагнетательной скважины и охватывающий основную толщину пласта. Размещение изоляции вблизи нагнетательной скважины интенсифицирует развитие этого фронта (рис. 2, а), поскольку вся закачиваемая вода направляется на его формирование вплоть до достижения фронтом вытеснения дальней границы изолированного интервала суперколлектора.

Размещение изоляции в глубине пласта инициирует развитие криволинейного *вторичного фронта*, который образуется вследствие обхода вытесняющей фазой непроницаемого интервала и распространяется вглубь пласта (рис. 2, б).

Третья структура заводнения – это *фронт в суперколлекторе*, формирующийся после обхода водой изолированного интервала.

Достижение предельной обводненности добывающей скважины происходит при определенной эволюции одной из указанных структур или их комбинации.

На рис. 3 показано изменение величин E и PV при заглублении изоляции по сравнению с ее размещением вблизи добывающей скважины, рассчитанное по формулам (3). Относительно повышения коэффициента извлечения нефти

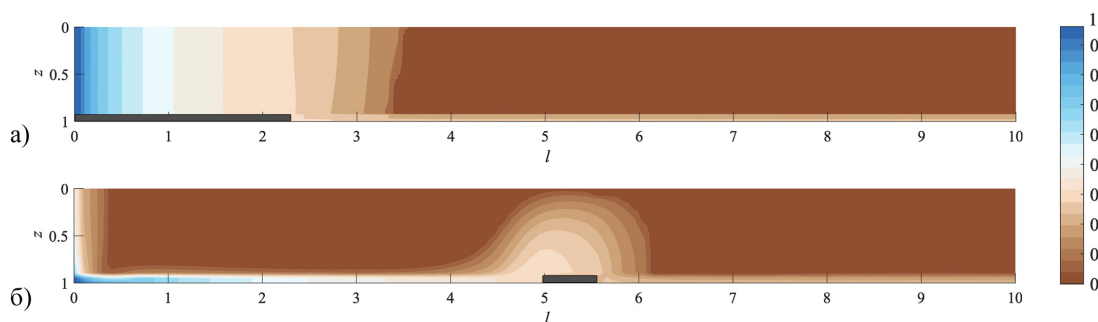


Рис. 2. Поле водонасыщенности s для $K_{\mu} = 10^{-3}$: формирование первичного фронта около нагнетательной скважины (а) и развитие вторичного фронта вблизи заглубленной изоляции (б)

оптимальным является режим, при котором первичный фронт заводнения продолжает движение вплоть до правой границы пласта, т.е. добывающей скважины. Это обеспечивает равномерное вытеснение нефти по всей толщине пласта. Такой режим фактически реализуется при равновязких фазах (рис. 3, а), когда даже предельного обводнения суперколлектора и циркуляции по нему воды недостаточно для достижения предельной суммарной обводненности.

Увеличение вязкости нефтяной фазы в 3–5 раз приводит к тому, что предельное обводнение добывающей скважины может быть достигнуто уже за счет быстрого заводнения одного лишь высокопроницаемого слоя. Связано это со значительным ростом величины $\varphi(s)/\varphi(0)$ – подвижности двухфазной смеси по отношению к подвижности нефтяной фазы в отсутствие воды (рис. 4). Например, для $K_{\mu} = 10^{-3}$ уже при водонасыщенности $s = 0.2$ подвижность $\varphi(s)$ в области смеси на порядок превышает подвижность $\varphi(0)$ в нефтенасыщенной зоне. При этом общий коэффициент

извлечения нефти остается низким, поскольку первичный фронт не успевает проникать на значительное расстояние вглубь пласта к моменту предельного обводнения. Размещение изоляционного материала вблизи нагнетательной скважины оказывается неэффективным. Возникает задача отыскания удаленного от нагнетательной скважины расположения изоляционного материала, обеспечивающего максимальный охват пласта вторичным фронтом заводнения. Наиболее эффективно (рис. 3, а) это реализуется при размещении изоляции в зоне максимальной ширины трубки тока (табл. 1), когда проникновение вторичного фронта охватывает область с наибольшим объемом запасов нефти. Однако в данном режиме наблюдается и прирост прокачанных поровых объемов воды в силу большего охвата пласта заводнением (рис. 3, б).

Отметим, что при таком режиме заводнения с уменьшением расстояния между скважинами происходит снижение эффективности от заглубления изоляции (рис. 3, а).

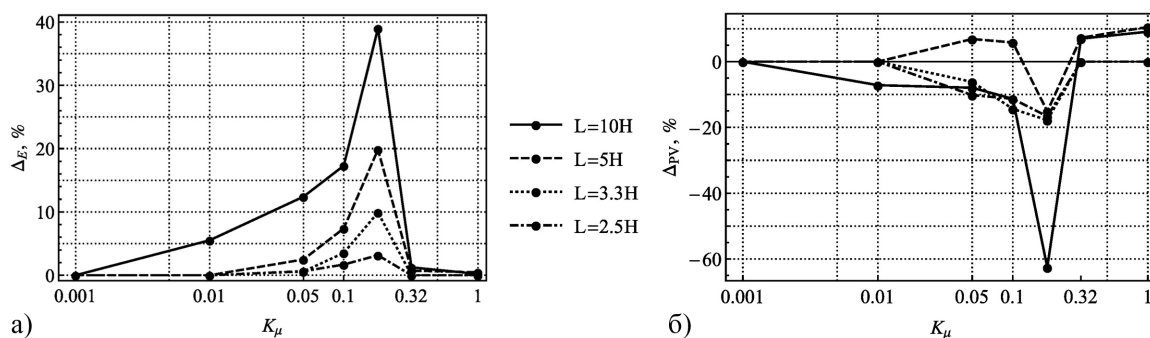


Рис. 3. Относительные величины прироста КИН (а) и изменения PV (б) при оптимальном размещении изоляции к моменту достижения 95% обводненности продукции добывающей скважины

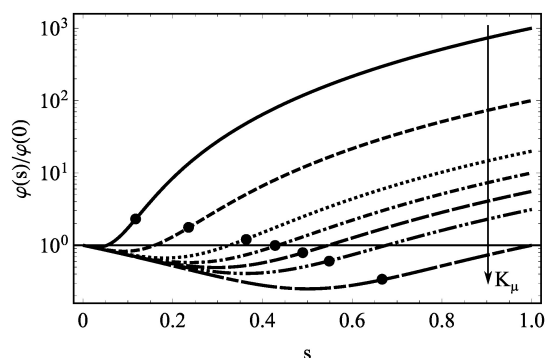


Рис. 4. Функция относительной подвижности двухфазной смеси (1) при отношениях вязкости (2); маркером (●) указаны значения на фронте вытеснения

L/H	10	5	3.3	2.5
K_{μ}				
10^{-3}	0	0	0	0
10^{-2}	0.5	0	0	0
$10^{-1.3}$	0.5	0.5	0.1	0
10^{-1}	0.5	0.5	0.2	0.2
$10^{-0.75}$	0.5	0.5	0.3	0.3
$10^{-0.5}$	0.2	0.2	0	0
10^0	0.2	0.2	0	0

Табл. 1. Оптимальные значения расстояния от нагнетательной скважины до интервала изоляции

Дальнейшее увеличение вязкости нефтяной фазы приводит к снижению эффекта от удаленного размещения изоляции. Причем чем меньше расстояние между скважинами, тем при меньшей вязкости нефти такое заглубление становится нецелесообразным (рис. 3, а). Для объяснения этого эффекта рассмотрим картину проникновения вторичного фронта вглубь пласта при фиксированном расстоянии между скважинами $L = 2.5H$ для различных величин K_μ (рис. 5). При изменении соотношения L/H можно наблюдать геометрически схожую картину движения фронтов вытеснения, поэтому, опираясь на данное поле, можно оценить глубину проникновения вторичного фронта для различных вариантов расстояния между скважинами, анализируя соответствующие уровни, обозначенные на правой шкале рис. 5. Увеличение вязкости нефти приводит к уменьшению глубины проникновения вторичного фронта в пласт, поэтому достижение фронтом подошвы пласта, то есть наиболее полное вытеснение нефти становится возможным в пластах с наибольшим расстоянием между скважинами.

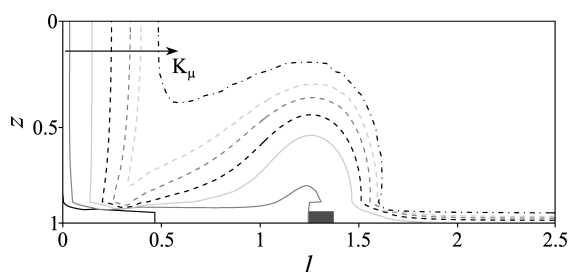


Рис. 5. Изохаты $s = 0.5$ в момент закачки $PV = 0.5$ при размещении изоляции (затемненная область) в середине трубки тока при отношениях вязкости (2)

Заключение

Выполнено исследование целесообразности заглубления интервала изоляции высокопроницаемого обводненного пропластка на основе результатов численного моделирования модельной задачи. Выделены основные структуры областей заводнения эффективной трубки тока между скважинами. На основе их поведения дан гидродинамический анализ режимов достижения предельного обводнения скважин в широком диапазоне отношения вязкости фаз при разном соотношении расстояния между скважинами.

Установлена немонотонная зависимость эффективности заглубления изоляционного материала от величины отношения вязкости вытесняющей и вытесняемой фаз для рассмотренных отношений высоты и длины области заводнения. Для нефтей незначительной вязкости заглубление изоляции малоэффективно: прирост коэффициента извлечения нефти не превышает 1 %, с увеличением вязкости нефтяной фазы прирост может достигать 10 % и более. Дальнейшее увеличение вязкости нефтяной фазы и сокращение расстояния между скважинами влечет снижение эффекта от заглубления изоляции.

Финансирование

Работа выполнена за счет гранта Республики Татарстан, предоставленного молодым ученым и молодежным научным коллективам на проведение научных исследований

в наиболее перспективных и значимых для развития Республики Татарстан областях.

Литература

- Бахшян Н.А. (2016). Снижение обводненности скважин с помощью потокоотклоняющих технологий на примере Ванкорского месторождения. *Международный научно-исследовательский журнал*, 6(2), с. 33–37.
- Мазо А.Б., Поташев К.А. (2020). Суперэлементы. Моделирование разработки нефтяных месторождений: Монография. Москва: ИНФРА-М, 220 с. <https://doi.org/10.12737/1043236>
- Мазо А.Б., Поташев К.А., Баушин В.В., Булыгин Д.В. (2017). Расчет полимерного заводнения нефтяного пласта по модели фильтрации с фиксированной трубкой тока. *Георесурсы*, 19(1), с. 15–20. <https://doi.org/10.18599/grs.19.1.3>
- Поташев К.А., Мазо А.Б. (2020). Численное моделирование локального воздействия на нефтяной пласт с применением фиксированных трубок тока для типичных схем заводнения. *Георесурсы*, 22(4), с. 70–78. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.70-78>
- Поташев К.А., Баушин В.В., Мазо А.Б., Рамазанов Р.Г., Шелепов В.В. (2023). Проектирование положения изолирующего материала в обводненном слое суперколлектора для пятиточечной схемы заводнения нефтяного пласта. *Вестник Моск. ун-та. Сер. 4. Геология*, 6, с. 144–155.
- Чекалин А.Н., Конюхов В.М., Костерин А.В. (2009). Двухфазная многокомпонентная фильтрация в нефтяных пластах сложной структуры. Казань: Казан. гос. ун-т, 180 с.
- Grayson C.J. (1960). Decisions under uncertainty: drilling decisions by oil and gas operators. Harvard University, Division of Research, Graduate School of Business Administration, 402 p.
- Martin J.C., Wegner R.E. (1979). Numerical Solution of Multiphase, Two-Dimensional Incompressible Flow Using Streamtube Relationships. *S.P.E. Journal*, October, pp. 313–323. <https://doi.org/10.2118/7140-PA>
- Mazo, A.B., Khamidullin, M.R., Potashev, K.A. and Uraimov, A.A. (2024). Mathematical Model of Water- and Oil-Soluble Tracers Transfer in Studying Multistage Hydraulic Fracturing, *Fluid Dynamics*, 59(3), pp. 427–443. DOI: 10.1134/S0015462824600287
- Potashev K.A., Mazo A.B., Mukhina M.V., Uraimov A.A., Maklakov D.V., Khamidullin M.R. (2024). High-speed algorithm for computing the inflow to multiple-fractured horizontal wells using stream tubes. *Computational Geosciences*, 28(4). doi: 10.1007/s10596-024-10322-w
- Salimyanova D.R., Potashev K.A. (2023). Numerical simulation of high-permeability waterflooded sublayer water shut-off under uncertainty of its location in a petroleum reservoir. *SOCAR Proceedings*, 4, pp. 92–98. <http://dx.doi.org/10.5510/OGP20230400921>
- Thiele M.R. (1994). Modeling Multiphase Flow in Heterogeneous Media Using Streamtubes. PhD dissertation. Stanford University, Dept. of Petroleum Engineering, Stanford, CA, 217 p.
- Willhite G.P. (1986). Waterflooding. Richardson: SPE Textbook Series, 331 p. <https://doi.org/10.2118/9781555630058>

Сведения об авторах

Дилара Радиковна Салимьянова – магистрант, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 35
e-mail: Dilara.Salimyanova@gmail.com

Константин Андреевич Поташев – доктор физ.-мат. наук, доцент, заведующий кафедрой аэрогидромеханики Института математики и механики им. Н. И. Лобачевского, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 35
e-mail: kpotashev@mail.ru

Вячеслав Валерьевич Баушин – генеральный директор, ООО «ИМПЕЛ-СОФТ»
Россия, 420111, Казань, ул. Лобачевского, д. 10
e-mail: baushinv@mail.ru

Статья поступила в редакцию 18.10.2024;

Принята к публикации 06.03.2025;

Опубликована 30.03.2025

The Expediency of Remote Location From an Injection Well of Water Shut-off Material in a High-permeability Sublayer

D.R. Salimyanova^{1*}, K.A. Potashev^{1,2}, V.V. Baushin³

¹Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

²Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russian Federation

³IMPEL-SOFT LLC, Kazan, Russian Federation

*Corresponding author: Dilara R. Salimyanova, e-mail: Dilara.Salimyanova@gmail.com

Abstract. The paper investigates the expediency of placement a water shut-off material in a high-permeability watered sublayer away from the injection well. This scenario of location the blocking agent with complex rheological properties in a reservoir requires reliable design and accurate control of execution, which significantly complicates the reservoir treatment process and, therefore, demands well-founded justification. The analysis of the impact of the viscosity ratio between the injected and produced fluids, as well the distance between the injection and production wells, on the effectiveness of shut-off measures was performed based on a series of multivariate simulations. The waterflooding process is simulated using a high-speed computing two-dimensional model of stream tube with a computational block size of about 0.1 m. Applying of this a model allowed to reproduce small-scale hydrodynamic effects and the flow structure in the area of a relatively thin high-permeability sublayer and near the interval of its isolation with a high degree of detail. The fundamental dynamic structures of the waterflooding areas of the effective stream tube between the wells are introduced. The dependence of the optimal location from the injection well to the optimal location of the blocking material, which provides the maximum increase in oil recovery at a fixed level of water cut, on the variable parameters is revealed. A hydrodynamic analysis of various modes of waterflooding of the inter-well area of the formation is presented. This analysis simplifies the prediction and decision-making on the advisability of a remote location of the blocking material for a given ratio of phase viscosity and distance between wells.

Keywords: petroleum reservoir, high-permeability layer, non-productive injection, water shut-off, two-phase flow, model of stream tube.

Acknowledgements

This study was supported by a grant from the Republic of Tatarstan, awarded to young scientists and youth research teams for conducting scientific research in the most promising and strategically important fields for the development of the Republic of Tatarstan.

Recommended citation: Salimyanova D.R., Potashev K.A., Baushin V.V. (2025). The Expediency of Remote Location From an Injection Well of Water Shut-off Material in a High-permeability Sublayer. *Georesursy = Georesources*, 27(1), pp. 261–266. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.1.27>

References

Bakhshyan N.A. (2016). The reduction of water content of wells with flow diverter technology on the example of Vankor field. *Mezhdunarodnyy nauchno-isledovatel'skiy zhurnal*, 6(2), pp. 33–37. (In Russ.)

Chekalin A.N., Konyukhov V.M., Kosterin A.V. (2009). Two-phase multicomponent filtration in oil reservoirs of complex structure. Kazan: Kazan State University, 180 p. (In Russ.)

Grayson C.J. (1960). Decisions under uncertainty: drilling decisions by oil and gas operators. Harvard University, Division of Research, Graduate School of Business Administration, 402 p.

Martin J.C., Wegner R.E. (1979). Numerical Solution of Multiphase, Two-Dimensional Incompressible Flow Using Streamtube Relationships. *S.P.E. Journal*, October, pp. 313–323. <https://doi.org/10.2118/7140-PA>

Mazo A.B., Khamidullin M.R., Potashev K.A. and Uraimov A.A. (2024). Mathematical Model of Water- and Oil-Soluble Tracers Transfer in Studying Multistage Hydraulic Fracturing. *Fluid Dynamics*, 59(3), 427–443.

Mazo A.B., Potashev K.A. (2020). Superelements. Modelling of oil fields development. Moscow: INFRA-M, 220 p. (In Russ.) <https://doi.org/10.12737/1043236>

Mazo A.B., Potashev K.A., Baushin V.V., Bulygin D.V. (2017). Numerical simulation of oil reservoir polymer flooding by the model of fixed stream tube. *Georesursy = Georesources*, 19(1), pp. 15–20. <https://doi.org/10.18599/grs.19.1.3>

Potashev K.A., Mazo A.B., Mukhina M.V., Uraimov A.A., Maklakov D.V., Khamidullin M.R. (2024). High-speed algorithm for computing the inflow to multiple-fractured horizontal wells using stream tubes. *Computational Geosciences*, 28(4). doi: 10.1007/s10596-024-10322-w

Potashev K.A., Mazo A.B. (2020). Numerical modeling of local effects on the petroleum reservoir using fixed streamtubes for typical waterflooding schemes. *Georesursy = Georesources*, 22(4), pp. 70–78. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.70-78>

Potashev K.A., Mazo A.B., Mukhina M.V., Uraimov A.A., Maklakov D.V. and Khamidullin M.R. (2024). High-speed algorithm for computing the inflow to multiple-fractured horizontal wells using stream tubes, *Computational Geosciences*, 28(4). doi: 10.1007/s10596-024-10322-w

Salimyanova D.R., Potashev K.A. (2023). Numerical simulation of high-permeability waterflooded sublayer water shut-off under uncertainty of its location in a petroleum reservoir. *SOCAR Proceedings*, 4, pp. 92–98. <http://dx.doi.org/10.5510/OGP20230400921>

Thiele M.R. (1994). Modeling Multiphase Flow in Heterogeneous Media Using Streamtubes. PhD dissertation. Stanford University, Dept. of Petroleum Engineering, Stanford, CA, 217 p.

Willhite G.P. (1986). Waterflooding. Richardson: SPE Textbook Series, 331 p. <https://doi.org/10.2118/9781555630058>

About the Authors

Dilara R. Salimyanova – Master's student, Kazan (Volga Region) Federal University

35 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation
e-mail: Dilara.Salimyanova@gmail.com

Konstantin A. Potashev – Dr. Sci. (Physics and Mathematics), Associate Professor, Head of the Fluid Mechanics Department at the Lobachevsky Institute of Mathematics and Mechanics, Kazan (Volga Region) Federal University

35 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Vyacheslav V. Baushin – General Director, IMPEL-SOFT LLC
10 Lobachevsky st., Kazan, 420111, Russian Federation

Manuscript received 18 October 2024;

Accepted 6 March 2025; Published 30 March 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)