

## **МЕХАНИКА ЖИДКОСТИ, ГАЗА И ППАЗМЫ**

**Иван Владимирович ВЫДЫШ<sup>1</sup>**

**Константин Михайлович ФЕДОРОВ<sup>2</sup>**

**Денис Алексеевич АНУРЬЕВ<sup>3</sup>**

УДК 532.546.2

### **СОПОСТАВЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОЛИМЕР-ДИСПЕРСНЫХ ОБРАБОТОК НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН РАЗЛИЧНОЙ КОНСТРУКЦИИ**

<sup>1</sup> специалист, Тюменский нефтяной научный центр  
vydysh3d@gmail.com

<sup>2</sup> доктор физико-математических наук,  
профессор, научный руководитель,  
Физико-технический институт,  
Тюменский государственный университет  
k.m.fedorov@utmn.ru

<sup>3</sup> начальник экспертно-аналитического управления,  
Тюменский нефтяной научный центр  
daanuriev@tnnc.rosneft.ru

#### **Аннотация**

Статья посвящена сопоставлению эффективности полимер-дисперсных обработок нагнетательных скважин различной конструкции. В связи с широким применением

---

**Цитирование:** Выдыш И. В. Сопоставление эффективности полимер-дисперсных обработок нагнетательных скважин различной конструкции / И. В. Выдыш, К. М. Федоров, Д. А. Анурьев // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2022. Том 8. № 1 (29). С. 58-74.  
DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-1-58-74

---

заводнения нефтяных пластов использование технологий, позволяющих проводить контроль обводнения продукции, становится актуальной задачей. Контроль обводнения продукции достигается с применением технологий выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин. Закачка специальных составов позволяет перераспределить потоки в продуктивном интервале, что приводит к временному снижению обводненности окружающих добывающих скважин. Конструкции скважин определяют геометрию потока вблизи скважины или режим течения. Цель работы — анализ результатов перераспределения потоков в слоисто-неоднородном пласте вблизи цилиндрического ствола скважины и плоской трещины на примере полимер-дисперсного воздействия. Для решения задачи использовалась система уравнений «глубокого проникновения частиц», описывающая поведение взвешенных частиц в потоке и частиц, осажденных на скелете породы. Получено аналитическое решение задачи о радиальном течении при закачке суспензии в вертикальную нагнетательную скважину. Проводится сравнение полимер-дисперсного воздействия на вертикальную нагнетательную скважину при условии наличия трещины и при ее отсутствии. Установлено, что при радиальном течении вблизи вертикальной скважины частицы суспензии проникают в пористую среду значительно хуже, чем при линейном течении вблизи трещины. Введены и сопоставлены характеристики, определяющие эффективность контроля над обводненностью продукции с помощью технологий выравнивания профиля приемистости. Показано, что обработка полимер-дисперсной смесью скважин с трещинами более эффективна, чем обработка вертикальных скважин без трещины. Установлено, что при обработке вертикальных скважин при небольших объемах закачки суспензии наблюдается формирование суспензионных корок на входе в высокопроницаемые пропластки. Для линейных потоков вблизи трещин этот эффект проявляется при значительно больших объемах закачки суспензии.

#### **Ключевые слова**

Полимер-дисперсная обработка, конструкции скважин, динамика многофазных систем, осаждение частиц, модель глубокого проникновения частиц, метод характеристик, перераспределение потоков в призабойной зоне пласта.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-1-58-74**

#### **Введение**

Широкое применение технологии заводнения нефтяных пластов приводит к значительному обводнению скважин на этапе падающей добычи. Для контроля обводнения продукции на российских месторождениях широко используются технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП) нагнетательных скважин [19]. Перераспределение потоков в продуктивном интервале приводит к временному снижению обводненности окружающих добывающих скважин.

Для ВПП используются различные составы, которые в зависимости от механизма осадко-гелеобразования классифицируются на гелевые, полимер-дисперсные, осадкообразующие, термотропные [4]. К гелевым составам относятся композиции, в которых формируется перераспределяющий потоки гелевый экран

или барьер. Наиболее массовое применение нашли гелевые композиции на основе полимеров (частично гидролизованных полиакриламидов) и их сшивателей в объемные сетчатые структуры (поливалентные металлы) [16].

Осадкообразующие композиции также включают два реагента, которые в пластовых условиях реагируют между собой с образованием нерастворимых аморфных или кристаллических осадков. Примером является реагент на основе жидкого стекла или силикат натрия и карбоната кальция, в результате выпадает в осадок соль хлористого кальция [5].

Термотропные составы представляют собой особую группу реагентов, для которых реакция поликонденсации и образования геля начинается только при пластовой температуре. Химический механизм реакции может быть более сложным и многоступенчатым [1].

Полимер-дисперсные составы представляют собой композиции, содержащие в качестве основного технологического рабочего компонента тот или иной твердый дисперсный наполнитель, например глину, мел, древесную муку [6]. Раствор полимера удерживает суспензию во взвешенном состоянии, не допуская ее осаждения. Частицы суспензии проникают в пористую среду, закупоривая по мере продвижения часть наиболее больших поровых каналов. После того как концентрация частиц суспензии на входе в пласт становится равной значению пористости, начинается образование суспензионной корки на внешней поверхности скважины или трещины, через которые закачивается реагент [18].

В последнее время активно продвигается в практику применение так называемых гибких гелевых частиц промышленного производства (preformed particle gel) [7]. Применение этих систем позволяет размещать формируемый барьер на достаточно удаленном расстоянии от скважины; оценки показывают, что в этом случае эффективность снижения обводненности продукции выше, чем при традиционных воздействиях на призабойную зону скважин [15].

В качестве примера рассмотрим результаты применения технологии закачки суспензии глины и мела с объемной долей частиц 2-3%, стабилизированные водным раствором полиакриламида с концентрацией 0,25-0,5%. Было обработано 50 нагнетательных скважин путем закачки 400-2 000 м<sup>3</sup> суспензии (средний объем 1 100 м<sup>3</sup>, объем закачки на метр продуктивной толщины был примерно постоянный). Из общего числа обработок 45 показали положительный результат. Для данной системы разработки среднее количество реагирующих добывающих скважин составило 4, а среднее значение дополнительной добычи нефти — 2,16 тыс. тонн [3].

Прогнозирование применения технологий ВПП является важной задачей, решение которой позволит поднять эффективность контроля обводненности продукции. Применение технологий ВПП входит в план геолого-технических мероприятий на скважинах ежеквартально. Применение современных гидродинамических симуляторов разработки месторождений для рутинных расчетов практически невозможно, т. к. создание секторных моделей, их настройка и прогнозные расчеты требуют достаточно значительного времени и финансовых затрат для многочисленных прогнозных расчетов. Поэтому создание простых,

но эффективных моделей для описания процессов закачки осадко-гелеобразующих реагентов скважины с различной конструкцией является актуальной проблемой.

Конструкции скважин определяют геометрию потока вблизи скважины или режим течения. При анализе данных гидродинамических исследований скважин выделяют три режима течения [11]: радиальный режим вблизи вертикальной и горизонтальной скважины после кратковременного временного интервала нестационарного притока/оттока жидкости за счет влияния ствола скважины, линейный режим в начальный период притока/оттока жидкости из трещины, режим на промежуточных интервалах работы горизонтальной скважины. В более сложных ситуациях рассматривается сферический и билинейный режимы течения. Анализ временных интервалов закачки показывает, что для вертикальных и наклонных (с небольшим наклоном) скважин следует рассматривать радиальный режим при закачке реагентов. Для скважин с трещиной или несколькими трещинами основной линейный поток жидкости значительно превышает часть потока из самой скважины и измененный поток вблизи концов трещины, поэтому следует рассматривать линейный режим течения.

На примере закачки полимер-дисперсных систем в нагнетательные скважины анализируются результаты воздействия на перераспределение потоков в слоисто-неоднородном пласте вблизи цилиндрического ствола и плоской трещины. Такой анализ показывает реакцию скважины различной конструкции на ВПП воздействие.

## Методы

### Постановка задачи

Задача полимер-дисперсных обработок нагнетательных скважин с трещинами ГРП (линейным потоком в области обработки) была рассмотрена авторами в работах [12, 14, 17]. Для решения данной задачи использовалась модель глубокого проникновения частиц (deep bed migration) [20], описывающая поведение взвешенных частиц в потоке и частиц, осажденных на скелете породы. Характеристики перераспределения потоков рассмотрены на примере слоистого пласта с различными характеристиками без вертикальных перетоков. Система определяющих уравнений в  $i$ -м пропластке имеет вид:

$$\frac{\partial(\phi_i c_i)}{\partial t} + \operatorname{div}(U_i c_i) = -\lambda U_i c_i, \quad (1)$$

$$\frac{\partial \sigma_i}{\partial t} = \lambda U_i c_i, \quad (2)$$

$$U_i = -\frac{k_i}{\mu(1 + \beta \sigma_i)} \operatorname{grad}(P), \quad (3)$$

где  $\phi$  — пористость;  $c$  — массовая концентрация частиц в потоке;  $\sigma$  — объемное содержание захваченных в пористой среде частиц в единице объема породы;

$U$  — скорость фильтрации;  $k$  — коэффициент абсолютной проницаемости породы, индекс  $i$  характеризует  $i$ -й пропласток;  $\lambda$  — коэффициент фильтрации;  $\beta$  — коэффициент загрязнения;  $\mu$  — эффективная вязкость суспензии;  $t$  — время;  $P$  — поровое давление.

Уравнения (1), (2) описывают законы сохранения массы частиц в потоке и захваченных в пористой среде частиц при условии равенства плотности потока и частиц суспензии. В правой части этих уравнений отсутствует слагаемое, отвечающее за срыв частиц и вовлечение их обратно в поток. Это связано с тем, что полимер закрепляет захваченные частицы на матрице породы, играя роль «цемента» [9].

Уравнение (3) представляет обобщенный закон Дарси с учетом снижения проницаемости пористой среды за счет осажденных частиц.

В данной системе уравнений присутствуют два эмпирических параметра, которые описывают осаждение частиц и соответствующее снижение проницаемости:  $\lambda$  и  $\beta$  соответственно. Коэффициент загрязнения  $\beta$  определяется формой порового пространства и самих частиц, а коэффициент фильтрации  $\lambda$  — отношением среднего радиуса частиц к среднему радиусу пор [8, 10].

Как было отмечено во введении, в скважинах с различной геометрией выделяются два режима потока в призабойной зоне: линейный вблизи трещин и радиальный вблизи вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин. В работе авторов [12] рассматривался линейный режим течения около скважин. Для выделения особенностей обработки скважин разной конструкции в данной работе дифференциальные уравнения в системе (1)-(2) решаются в радиальной системе координат.

Пусть пласт состоит из  $N$  пропластков с эффективной толщиной  $h_i$ , пористостью  $\phi_i$  и проницаемостью  $k_i$ , где  $i$  — номер пропластка. Перетоками между пропластками пренебрегается ввиду незначительного эффекта при закачке относительно небольших оторочек в пласт [13]. В радиальной одномерной системе координат система уравнений глубокого проникновения частиц (1)-(3) для  $i$ -го пропластка имеет вид:

$$h_i \left( \frac{\partial(\phi_i C_i + \sigma_i)}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial(r U_i C_i)}{\partial r} \right) = 0, \quad (4)$$

$$\frac{\partial \sigma_i}{\partial t} = \lambda U_i C_i, \quad (5)$$

$$U_i = - \frac{k_i}{\mu(1 + \beta \sigma_i)} \frac{\partial P}{\partial r}. \quad (6)$$

Если пренебречь объемом удержанных частиц в суммарном уравнении сохранения массы (частиц и несущей водной фазы), можно получить, что общий поток в  $i$ -м пропластке падает по мере удаления от скважины:

$$U_i r = \text{const}. \quad (7)$$

Связь между общим расходом и потоком в  $i$ -м пропластке будет иметь вид:

$$2\pi h_i U_i r = \frac{k_i h_i}{\sum_j k_j h_j} Q, \quad (8)$$

где  $Q$  — полный расход суспензии, закачиваемой в пласт.

Введем безразмерные переменные и константы:

$$X = \frac{r^2 - r_w^2}{r_c^2 - r_w^2}, T = \frac{Qt}{\pi H (r_c^2 - r_w^2)}, \Lambda = \frac{\lambda \sqrt{r_c^2 - r_w^2}}{2}, V_i = \frac{k_i H}{\sum_j k_j h_j}, \quad (9)$$

где  $r_c$  — радиус контура питания;  $r_w$  — радиус скважины;  $H$  — эффективная мощность пласта;  $i$  и  $j$  — номера пропластков. С учетом (7)-(9) рассматриваемая система уравнений примет вид:

$$\frac{\partial c_i}{\partial T} + \frac{V_i}{\phi_i} \frac{\partial c_i}{\partial X} = - \frac{\Lambda V_i}{\phi_i \sqrt{X + \frac{r_w^2}{r_c^2 - r_w^2}}} c_i, \quad (10)$$

$$\frac{\partial \sigma_i}{\partial T} = \frac{\Lambda V_i}{\sqrt{X + \frac{r_w^2}{r_c^2 - r_w^2}}} c_i. \quad (11)$$

Рассмотрим закачку оторочки полимера с постоянным расходом  $Q$  в течение времени  $t_0$ . Тогда объем закачиваемой суспензии равен  $V = Qt_0$ , относительный объем оторочки суспензии определяется следующей формулой:

$$T_0 = \frac{Qt_0}{\pi H (r_c^2 - r_w^2)}. \quad (12)$$

Граничные и начальные условия для сформулированной задачи будут иметь вид:

$$X = 0, T_0 > T > 0: Q = Q_0, c_i = c_0; \quad (13)$$

$$X = 0, T > T_0: Q = Q_1, c_i = 0; \quad (14)$$

$$X = 0, 0 < X < 1: c_i = 0, \sigma_i = 0; \quad (15)$$

где  $c_0$  — начальное содержание частиц в закачиваемом потоке;  $Q_0$  и  $Q_1$  — расходы жидкости соответственно при и после обработки скважины.

#### Аналитическое решение

Решение поставленной задачи (10), (11), (13)-(15) так же, как в работе [12], было получено методом характеристик [2].

В полученном решении объемное содержание взвешенных частиц в потоке и осажденных на скелете породы определяются следующими выражениями:

$$c_i = c_0 \exp \left( - \frac{2\Lambda}{\sqrt{r_c^2 - r_w^2}} \left( \sqrt{X(r_c^2 - r_w^2) + r_w^2} - r_w \right) \right), \quad (16)$$

$$\frac{(T - T_o)V_i}{\phi_i} < X < \frac{TV_i}{\phi_i},$$

$$\sigma_i = \frac{\Lambda V_i c_0}{\sqrt{X + \frac{r_w^2}{r_c^2 - r_w^2}}} \exp \left( - \frac{2\Lambda}{\sqrt{r_c^2 - r_w^2}} \left( \sqrt{X(r_c^2 - r_w^2) + r_w^2} - r_w \right) \right) \left( T - \frac{X\phi_i}{V_i} \right), \quad (17)$$

$$0 < X < \frac{TV_i}{\phi_i}.$$

После закачки оторочки суспензии и прокачки бесконечного объема воды устанавливается стационарное распределение концентрации осажденных частиц:

$$\sigma_i = \frac{\Lambda V_i c_0}{\sqrt{X + \frac{r_w^2}{r_c^2 - r_w^2}}} \exp \left( - \frac{2\Lambda}{\sqrt{r_c^2 - r_w^2}} \left( \sqrt{X(r_c^2 - r_w^2) + r_w^2} - r_w \right) \right) T_0, \quad (18)$$

$$X > 0.$$

Закачка суспензии в нагнетательную скважину проводится для того, чтобы перераспределить потоки между пропластками с низкой и высокой проницаемостью, т. е. выровнять скорости фильтрации в пропластках, а следовательно, и фронта вытеснения нефти водой. Скорости фильтрации на входе в пропластки до и после воздействия  $U_{i0}$  и  $U_{i1}$ , как и полные расходы  $Q_0$  и  $Q_1$ , определяются через перепады давления  $\Delta P_0$  и  $\Delta P_1$ :

$$U_{i0} = - \frac{k_i}{\mu} \frac{\Delta P_0}{\ln \left( \frac{r_c}{r_w} \right)} \frac{1}{r}, \quad U_{i1} = - \frac{k_i}{\mu} \frac{\Delta P_1}{\ln \left( \frac{r_c}{r_w} \right)} \frac{1}{g_i(\sigma_i)r}, \quad (19)$$

$$Q_0 = - \frac{2\pi \sum_j k_j h_j}{\mu} \frac{\Delta P_0}{\ln \left( \frac{r_c}{r_w} \right)}, \quad Q_1 = - \frac{2\pi \sum_j k_j h_j}{\mu} \frac{\Delta P_1}{\sum_j g_i(\sigma_i) \ln \left( \frac{r_c}{r_w} \right)}, \quad (20)$$

где  $g_i(\sigma_i)$  — интеграл, определяющий дополнительное гидравлическое сопротивление в зоне осажденных частиц:

$$g_i(\sigma_i) = \int_0^1 (1 + \beta\sigma_i)dX =$$

$$= 1 + \beta V_i C_0 T_0 \left( 1 - \exp \left( - \frac{2\Lambda}{\sqrt{r_c^2 - r_w^2}} (r_c - r_w) \right) \right). \quad (21)$$

Таким образом, дополнительное гидравлическое сопротивление, оказываемое осажденными частицами, зависит от параметров пропластка  $k_p$ ,  $h_p$ , суспензии  $\beta$ ,  $\lambda$  и закачиваемого реагента  $C_0$ ,  $T_0$ .

Согласно постулатам математической статистики, неоднородность перераспределения потоков в пласте может быть охарактеризована безразмерным среднеквадратичным отклонением проницаемости до  $S_{0d}$  и после  $S_{1d}$  воздействия:

$$S_{0d} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_i \left( \frac{k_i}{k_a} - 1 \right)^2}, \quad (22)$$

$$S_{1d} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_i \left( \frac{k_{i1}}{k_{a1}} - 1 \right)^2}, \quad (23)$$

где  $k_a$  и  $k_{a1}$  — средние значения проницаемости до и после воздействия, а проницаемость после обработки определяется формулой:

$$k_{i1} = \frac{k_i}{\int_0^1 (1 + \beta\sigma_i)dX}. \quad (24)$$

Разность этих среднеквадратичных отклонений вычисляется по формуле:

$$R_{10} = S_{0d} - S_{1d}. \quad (25)$$

Эта разность возрастает с увеличением объема закачки и является возможным критерием, характеризующим эффективности обработки скважины суспензией.

Отрицательный эффект от воздействия заключается в том, что снижается проницаемость и, следовательно, коэффициенты приемистости пропластков. Характеристикой этого эффекта является отношение суммарной приемистости после воздействия к приемистости до воздействия:

$$K_{10} = \frac{W_1}{W_0}, \quad (26)$$

где приемистость до воздействия и после воздействия характеризуется величинами:



$$W_0 = \sum_j k_j h_j, \quad (27)$$

$$W_1 = \sum_i k_{i1} h_i. \quad (28)$$

### Результаты и обсуждение

Рассматривался модельный пласт, состоящий из пяти изолированных пропластков с параметрами, приведенными в таблице 1. Этот же случай рассматривался для трещины ГРП в работе авторов [12]. Поток суспензии характеризовался следующими значениями фильтрационных параметров:  $\lambda = 4 \text{ м}^{-1}$ ,  $\beta = 25 \text{ 000}$ . Начальная концентрация суспензии была выбрана равной  $C_0 = 0,02$ , а для вязкости принималось значение  $\mu = 8 \text{ сПз}$ . Радиус контура питания составлял  $r_c = 500 \text{ м}$ , а радиус скважины —  $r_w = 0,1 \text{ м}$ .

Таблица 1

Параметры пропластков

Table 1

The interlayers parameters

Номер пропластка	$k_p, 10^{-15} \text{ м}^2$	$h_p, \text{ м}$	$\varnothing_i$
1	1 213	1,3	0,236
2	371	1,4	0,209
3	52	4,7	0,189
4	106	1,6	0,201
5	135	1,3	0,196

Распределение объемного содержания частиц, захваченных после обработки вертикальной скважины, в наиболее высокопроницаемом пропластке с проницаемостью 1 213 мД приведено на рис. 1. Для сравнения на том же рисунке построено распределение захваченных частиц вблизи трещины в высокопроницаемом пропластке, построенное по формулам, приведенным в работе [12].

Распределения представлены после закачки оторочки суспензии 1 300 м<sup>3</sup> в трещину длиной 100 м и 4 м<sup>3</sup> в вертикальную скважину. Как видно из рисунка, частицы вблизи трещины при линейном течении глубже проникают в призабойную зону, вблизи вертикальной скважины при радиальном течении частицы в большей мере захватываются непосредственно около скважины. Это связано с тем, что скорость осаждения частиц, определяемая формулой (2), после подстановки решения (16), (19) определяется выражением:

$$\frac{\partial \sigma_i}{\partial t} = \frac{\lambda k_i \Delta P c_0 \exp(-\lambda(r - r_w))}{\mu \ln\left(\frac{r_c}{r_w}\right) r}. \quad (29)$$

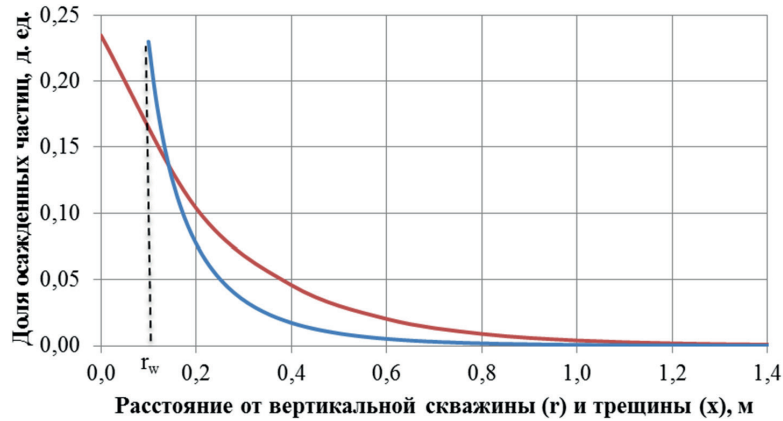


Рис. 1. Распределение осажденных частиц вблизи вертикальной скважины (синяя кривая) и трещины (красная кривая)

Fig. 1. Distribution of the deposited particles near a vertical well (blue curve) and a fracture (red curve)

Согласно решению, приведенному в [12], скорость осаждения вблизи трещины имеет вид:

$$\frac{\partial \sigma_i}{\partial t} = \frac{\lambda k_i \Delta P c_0 \exp(-\lambda x)}{\mu L}. \quad (30)$$

Сопоставление решений (29) и (30) для высокопроницаемого пропластка (1 213 мД) приведено на рис. 2.

Данный рисунок показывает, что скорость осаждения вблизи трещины при линейном течении значительно ниже, чем вблизи вертикальной скважины при радиальном течении. Аналогичные зависимости можно построить и для других пропластков рассматриваемого пласта.

Это различие обуславливает более эффективное перераспределение потоков при линейном течении вблизи трещины. Согласно формулам (17) и (19), интегральный эффект перераспределения описывается решениями в каждом пропластке. Сопоставление коэффициента перераспределения, определяемого формулой (25), для линейного и радиального потоков в зависимости от объема оторочки суспензии, представлено на рис. 3. Достижение высокой эффективности при обработке нагнетательной скважины с трещиной наблюдается уже при 1 000–2 000 м<sup>3</sup> закачки суспензии. В то время как закачка даже больших объемов суспензии в вертикальную скважину не позволяет достичь тех же значений коэффициента перераспределения потоков.

Конечно же, это различие порождает и различное снижение коэффициента приемистости обрабатываемой скважины (рис. 4). Для нагнетательной скважины с трещиной при закачке 1 000 м<sup>3</sup> суспензии происходит снижение в два раза коэффициента приемистости, в то время как при обработке вертикальной скважины такое снижение наблюдается только при прокачке более 6 000 м<sup>3</sup> суспензии.

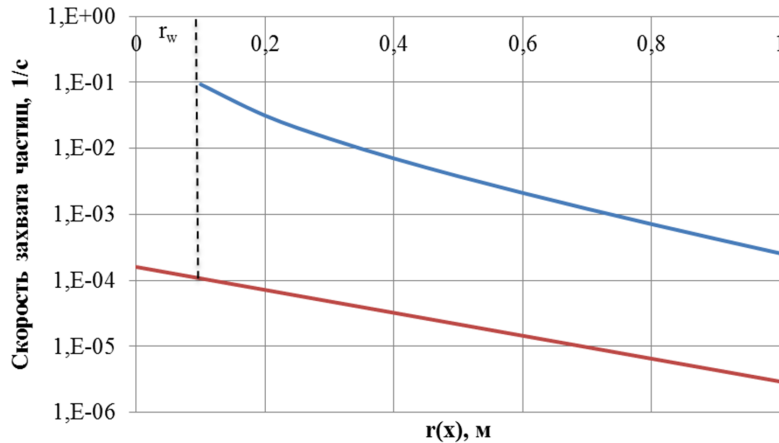


Рис. 2. Распределение скорости осаждения частиц вблизи вертикальной скважины (синяя кривая) и трещины (красная кривая) для решения, приведенного на рис. 1

Fig. 2. Distribution of the particle deposition rate near a vertical well (blue curve) and a fracture (red curve) for the solution shown in Fig. 1

Эти результаты получены в рамках сформулированной модели, однако, как отмечалось во введении, при достижении объемной доли захваченных частиц величины пористости наблюдается образование суспензионной корки на поверхности скважины или трещины. Примером могут служить глинистые корки на границе с пористым пластом при бурении скважины водным буровым раствором на основе глины.

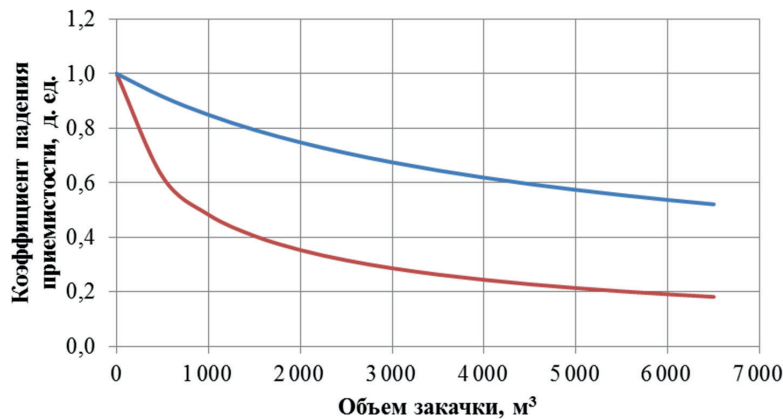


Рис. 3. Эффективность перераспределения потоков при линейном течении вблизи трещины (красная кривая) и радиальном около вертикальной скважины (синяя кривая) в зависимости от объема оторочки суспензии

Fig. 3. The dependence of flow diverting efficiency for linear flow near a fracture (red curve) and radial flow near a vertical well (blue curve) on the suspension slug volume

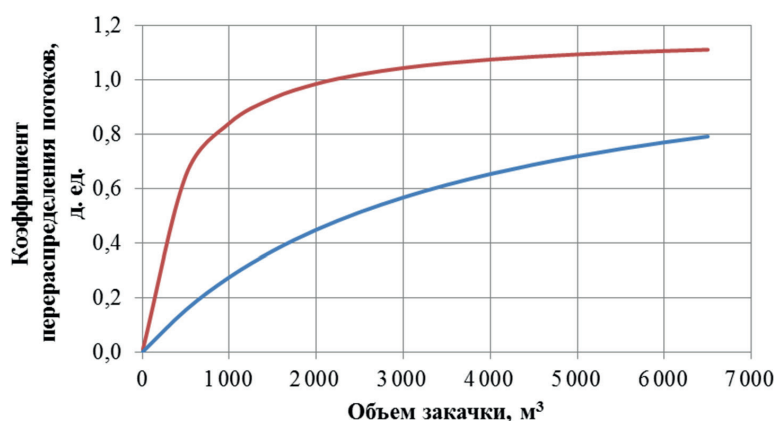


Рис. 4. Падение коэффициента приямности вертикальной скважины (синяя кривая) и скважины с трещиной (красная кривая) в зависимости от объема закачанной суспензии

Fig. 4. The dependence of injectivity coefficient drop for a vertical well (blue curve) and a well with a fracture (red curve) on the suspension slug volume

В силу различного осаждения частиц при линейном и радиальном потоках формирование суспензионной корки также значительно различается. Вблизи вертикальной скважины распределение частиц быстро убывает с расстоянием, а значение объемного содержания частиц на входе в пласт, наоборот, быстро возрастает, достигая значения пористости (рис. 1). Для радиального течения анализируемого решения в высокопроницаемом пропластке формирование корки начинается после прокачки уже 4 м³ суспензии. Блокирование всего продуктивного интервала достигается после формирования корки в низкопроницаемом пропластке после прокачки 77 м³ суспензии. Для линейного течения вблизи трещины данные события происходят значительно позднее. Из рис. 1 видно, что формирование корки в высокопроницаемом пропластке вблизи трещины наблюдается после прокачки 1 300 м³ суспензии, полная блокировка продуктивного интервала происходит после закачки 24 300 м³.

В этих условиях уже при закачке реагента наблюдается перераспределение потоков между пропластками, в представленной модели в процессе закачки скорости фильтрации в пропластках не меняются, перераспределение потоков происходит только после обработки скважины. Данное ограничение модели позволяет рассчитывать прогноз воздействия только до наступления момента начала образования суспензионной корки, для расширения области прогноза необходимо включить учет частичной блокировки пропластков и перераспределения закачиваемых потоков.

## Выводы

1. Получено аналитическое решение задачи о радиальном течении при закачке суспензии в вертикальную нагнетательную скважину, вскрывающую слоисто-неоднородный пласт.

2. Полученное решение показало, что при радиальном течении вблизи вертикальной скважины частицы суспензии проникают в пористую среду значительно хуже, чем при линейном течении вблизи трещины. Установлено, что в рамках модели «глубокого проникновения» частиц в пористую среду причиной этого эффекта является меньшая скорость осаждения частиц при линейном течении.
3. Введены и сопоставлены для линейного и радиального течений характеристики, определяющие эффективность контроля за обводнением продукции с помощью технологий выравнивания профиля приемистости (ВПП).
4. Установленные особенности решения и введенные характеристики эффективности ВПП при линейном и радиальном течении показывают, что обработка скважин с трещинами полимер-дисперсной смесью более эффективна, чем обработка вертикальных скважин без ГРП.
5. Установлено, что при обработке вертикальных скважин при небольших объемах закачки суспензии наблюдается формирование суспензионных корок на входе в пласт. Корректный учет этого эффекта требует совершенствования модели «глубокого проникновения» суспензии в слоисто-неоднородную пористую среду. Для линейных потоков вблизи трещин этот эффект проявляется при значительно больших объемах закачки суспензии.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алтунина Л. К. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи пластов / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов // Вестник Санкт-Петербургского университета. 2013. № 4 (2). С. 46-76.
2. Арсенин В. Я. Методы математической физики и специальные функции / В. Я. Арсенин. М.: Наука, 1984. 432 с.
3. Емельянов Э. В. Опыт применения потокоотклоняющих технологий в условиях резкой неоднородности продуктивных горизонтов Усть-Тегусского месторождения / Э. В. Емельянов, Ю. В. Земцов, А. В. Дубровин // Нефтепромысловое дело. 2019. № 11. С. 76-82.
4. Земцов Ю. В. Современное состояние физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (литературно-патентный обзор) / Ю. В. Земцов, В. В. Мазаев. Екатеринбург: Издательские решения, 2021. 240 с.
5. Таирова С. В. Гелеобразующие составы как метод повышения нефтеотдачи пластов / С. В. Таирова // Вестник недропользователя. 2001. № 8. С. 66-71.
6. Хисамов Р. С. Основы применения полимерно-суспензионных систем для повышения нефтеотдачи пластов / Р. С. Хисамов, А. А. Газизов, А. Ш. Газизов // Нефтяное хозяйство. 2002. № 83 (11). С. 52-56.
7. Baojun Bai. Preformed particle gel for conformance control: Transport mechanism through porous media / Baojun Bai, Yuzhang Liu, J.-P. Coste, Liangxiong Li // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2007. Vol. 10. No. 2. Pp. 176-184. DOI: 10.2118/89468-PA

8. Bedrikovetsky P. Modified particle detachment model for colloidal transport in porous media / P. Bedrikovetsky, F. D. Siqueira, C. A. Furtado, A. L. S. de Souza // *Transport in Porous Media*. 2011. No. 86. Pp. 353-383. DOI: 10.1007/s11242-010-9626-4
9. Bedrikovetsky P. Particle detachment under velocity alternation during suspension transport in porous media / P. Bedrikovetsky, A. Zeinijahromi, F. D. Siqueira, C. A. Furtado, A. L. S. de Souza // *Transport in Porous Media*. 2011. No. 91. Pp. 173-197. DOI: 10.1007/s11242-011-9839-1
10. Bedrikovetsky P. Suspension flow in petroleum reservoirs: Fractional flow theory / P. Bedrikovetsky, P. Monteiro // *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (30 October — 1 November 2007, Jakarta, Indonesia)*. 2007. Paper SPE-110929-MS. DOI: 10.2118/110929-MS
11. Dake L. P. *Fundamentals of Reservoir Engineering* / L. P. Dake. Elsevier, 1983. 498 p.
12. Fedorov K. M. A theoretical analysis of profile conformance improvement due to suspension injection / K. M. Fedorov, A. Ya. Gilmanov, A. P. Shevelev, A. V. Kobyashev, D. A. Anuriev // *Mathematics*. 2021. No. 9. Pp. 17-27. DOI: 10.3390/math9151727
13. Fedorov K. M. Placement of gels in stratified reservoirs using a sequential injection technique / K. M. Fedorov, P. T. Zublov // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 1996. Vol. 15. No 1. Pp. 69-80. DOI: 10.1016/0920-4105(95)00061-5
14. Herzig J. P. Flow of suspensions through porous media — Application to deep filtration / J. P. Herzig, D. M. Leclerc, P. L. Goff // *Chemical*. 1970. No. 62. Pp. 8-35. DOI: 10.1021/ie50725a003
15. Jing Wang. Simulation of deformable preformed particle gel propagation in porous media / Jing Wang, Hui-Qing Liu, Hong-ling Zhang, K. Sepehrnoori // *AIChE Journal*. 2017. Vol. 63. No. 10. Pp. 4628-4641. DOI: 10.1002/aic.15793
16. Kabir A. Chemical water & gas shutoff technology — An overview / A. Kabir // *SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference (6-9 October 2001, Kuala Lumpur)*. 2001. Paper SPE-72119-MS. DOI: 10.2118/72119-ms
17. Logan J. D. *Transport Modeling in Hydrogeochemical Systems* / J. D. Logan. New York: Springer, 2001. Pp. 1-190.
18. Sacramento R. N. Deep bed and cake filtration of two-size particle suspension in porous media / R. N. Sacramento, Y. Yang, Z. You et al. // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2015. Vol. 126. Pp. 201-210. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.12.001
19. Sydansk R. D. *Reservoir Conformance Improvement* / R. D. Sydansk, L. Romero-Zeron. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2011. 138 p.
20. Vaz A. S. L. Well injectivity decline for nonlinear filtration of injected suspension: Semi-analytical model / A. S. L. Vaz, P. Bedrikovetsky, C. J. A. Furtado, A. L. S. de Souza // *Journal of Energy Resources Technology*. 2010. Vol. 132. No. 3. Paper 033301. DOI: 10.1115/1.4002242

Ivan V. VYDYSH<sup>1</sup>  
Konstantin M. FEDOROV<sup>2</sup>  
Denis A. ANURIEV<sup>3</sup>

UDC 532.546.2

## COMPARISON OF THE SUSPENSION STABILIZED BY POLYMER TREATMENT EFFICIENCY FOR INJECTION WELLS OF VARIOUS COMPLETIONS

<sup>1</sup> Specialist, Tyumen Petroleum Research Center  
vydysh3d@gmail.com

<sup>2</sup> Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Scientific Advisor,  
Institute of Physics and Technology,  
University of Tyumen  
k.m.fedorov@utmn.ru

<sup>3</sup> Head of the Expert and Analytical Department,  
Tyumen Petroleum Research Center  
daanuriev@tnnc.rosneft.ru

### Abstract

The paper is devoted to the comparison of the stabilized suspension by polymer treatment efficiency of injection wells of various completions. Due to the widespread application of oil reservoirs waterflooding technology, the water and conformance control becomes an urgent objective. Control of production water cut is achieved with the help of the diversion of the injectivity profile of injection wells. The injection of special compositions allows to divert flows in the production interval, which leads to a temporary decrease in the water content of the surrounding producing wells. Completion well determines the geometry of the flow near the well or the flow mode. The purpose of the research is to analyze the results of the flow diversion in a layered heterogeneous formation near a cylindrical borehole and a flat fracture for the example treatment technology of the stabilized suspension by polymer.

---

**Citation:** Vydyshe I. V., Fedorov K. M., Anuriev D. A. 2022. "Comparison of the suspension stabilized by polymer treatment efficiency for injection wells of various completions". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 8, no. 1 (29), pp. 58-74.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-1-58-74

---



To solve the problem, a system of equations of “deep bed migration model” was used, describing the behavior of suspended particles in the flow and particles trapped on the rock matrix. An analytical solution of the problem of radial flow during suspension injection into a vertical injection well is obtained. A comparison of the stabilized suspension by polymer treatment on a vertical injection well is carried out for linear flow near a fracture and radial flow near vertical well. It has been found that in the radial flow, suspension particles penetrate a porous medium much worse than with linear flow. Specific characteristics are introduced and compared providing the effectiveness of conformance control by alignment of the injectivity profile of injection wells. It is shown that the treatment by stabilized suspension by the polymer of wells with fractures is more effective than the treatment of vertical wells without fractures. It was found that when treatment of vertical wells with small volumes of suspension injection, the formation of suspension cake at the inlet to highly permeable inter-layers are observed. For linear flows near fractures, this effect is manifested at significantly large volumes of suspension injection.

### **Keywords**

Suspension stabilized by polymer treatment, well completion, dynamics of multiphase systems, particle deposition, deep bed migration model, method of characteristics, flow diversion in the near wellbore area of a reservoir.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-1-58-74**

### **REFERENCES**

1. Altunina L. K., Kuvshinov V. A. 2013. “Physical and chemical methods of enhanced oil recovery”. Saint-Petersburg University Herald, no. 4 (2), pp. 46-76. [In Russian]
2. Arsenin V. Ya. 1984. Methods of Mathematical Physics and Special Functions. Moscow: Nauka. 432 p. [In Russian]
3. Emelyanov E. V., Zemtsov Yu. V., Dubrovin A.V. 2019. “The experience of using flow-bending technologies in conditions of sharp heterogeneity of productive horizons of the Ust-Tegusskoye field”. Oilfield Business, no. 11, pp. 76-82. [In Russian]
4. Zemtsov Yu. V., Mazaev V. V. 2021. The Current State of Physico-Chemical Methods of Increasing Oil Recovery (Literary and Patent Review). Yekaterinburg: Publishing Solutions. 240 p. [In Russian]
5. Tairova S. V. 2001. “Gel-forming compositions as an enhanced oil recovery method”. Herald of the Subsurface, no. 8, pp. 66-71. [In Russian]
6. Khisamov R. S., Gazizov A. A., Gazizov A. Sh. 2002. “Fundamentals of polymer-suspension systems application for oil recovery enhancement”. Oil Industry, no. 83 (11), pp. 52-56. [In Russian]
7. Baojun Bai, Yuzhang Liu, Coste J.-P., Liangxiong Li. 2007. “Preformed particle gel for conformance control: Transport mechanism through porous media”. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, vol. 10, no. 2, pp. 176-184. DOI: 10.2118/89468-PA
8. Bedrikovetsky P., Siqueira F. D., Furtado C. A., de Souza A. L. S. 2011. “Modified particle detachment model for colloidal transport in porous media”. Transport in Porous Media, no. 86, pp. 353-383. DOI: 10.1007/s11242-010-9626-4



9. Bedrikovetsky P., Zeinijahromi A., Siqueira F. D., Furtado C. A., de Souza A. L. S. 2011. "Particle detachment under velocity alternation during suspension transport in porous media". *Transport in Porous Media*, no. 91, pp. 173-197. DOI: 10.1007/s11242-011-9839-1
10. Bedrikovetsky P., Monteiro P. 2007. "Suspension flow in petroleum reservoirs: Fractional flow theory". *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (30 October — 1 November 2007, Jakarta, Indonesia)*. Paper SPE-110929-MS. DOI: 10.2118/110929-MS
11. Dake L. P. 1983. *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Elsevier. 498 p.
12. Fedorov K. M., Gilmanov A. Ya., Shevelev A. P., Kobayashv A. V., Anuriev D. A. 2021. "A theoretical analysis of profile conformance improvement due to suspension injection". *Mathematics*, no. 9, pp. 17-27. DOI: 10.3390/math9151727
13. Fedorov K. M., Zubkov P. T. 1996. "Placement of gels in stratified reservoirs using a sequential injection technique". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 15, no. 1, pp. 69-80. DOI: 10.1016/0920-4105(95)00061-5
14. Herzig J. P., Leclerc D. M., Goff P. L. 1970. "Flow of suspensions through porous media — Application to deep filtration". *Chemical*, no. 62, pp. 8-35. DOI: 10.1021/ie50725a003
15. Jing Wang, Hui-Qing Liu, Hong-ling Zhang, Sepehrnoori K. 2017. "Simulation of deformable preformed particle gel propagation in porous media". *AIChE Journal*, vol. 63, no. 10, pp. 4628-4641. DOI: 10.1002/aic.15793
16. Kabir A. 2001. "Chemical water and gas shutoff technology — An overview". *SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference (6-9 October 2001, Kuala Lumpur)*. Paper SPE-72119-MS. DOI: 10.2118/72119-ms
17. Logan J. D. 2001. *Transport Modeling in Hydrogeochemical Systems*. New York: Springer. Pp. 1-190.
18. Sacramento R. N., Yang Y., You Z. et al. 2015. "Deep bed and cake filtration of two-size particle suspension in porous media". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 126, pp. 201-210. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.12.001
19. Sydansk R. D., Romero-Zeron L. 2011. *Reservoir Conformance Improvement*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers. 138 p.
20. Vaz A. S. L., Bedrikovetsky P., Furtado C. J. A., de Souza A. L. S. 2010. "Well injectivity decline for nonlinear filtration of injected suspension: Semi-analytical model". *Journal of Energy Resources Technology*, vol. 132, no. 3, paper 033301. DOI: 10.1115/1.4002242