

Моделирование движения предварительно сшитых частиц геля в пористой среде

Георгий Сергеевич Абатуров✉, Александр Янович Гильманов,
Александр Павлович Шевелёв

Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия
Контакт для переписки: stud0000236539@utmn.ru✉

Аннотация. Проблема преждевременного обводнения нефтяных скважин и снижения эффективности разработки месторождений остается одной из ключевых в нефтедобывающей отрасли. Технология выравнивания профиля приемистости (ВПП) с использованием гелевых систем является перспективным решением для перераспределения фильтрационных потоков в неоднородных пластах. Однако успешное применение этой технологии требует точного прогнозирования поведения гелевых составов в пористой среде, что обуславливает необходимость применения методов математического моделирования. Целью работы является создание математической модели фильтрации гелей в неоднородных пластах на основе анализа физико-химических свойств гелевых систем и их взаимодействия с пористой средой. Впервые проводится разработка алгоритма расчета обводненности до и после проведения ВПП. На основе проведенной работы были выделены группы влияющих параметров и определена степень их влияния на динамику процесса заводнения. Разработаны алгоритмы моделирования обводнения пласта и проведения обработки призабойной зоны пласта. Получены решения, описывающее распределение флюида в пласте и влияние ВПП на продукцию добывающей скважины.

Ключевые слова: частицы предварительно сшитого геля, управление заводнением, физико-химические методы увеличения нефтеотдачи, массоперенос, зрелые месторождения, модель глубокого проникновения суспензии в пористую среду, слоисто-неоднородная пористая среда, техногенные трещины, каналы низкого фильтрационного сопротивления, асимптотическое решение

Цитирование: Абатуров Г. С., Гильманов А. Я., Шевелёв А. П. 2025. Моделирование движения предварительно сшитых частиц геля в пористой среде // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое

моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 11. № 4 (44). С. 53–69. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2025-11-4-53-69>

Поступила 11.09.2025; одобрена 09.10.2025; принята 24.11.2025

Modeling the movement of preformed particle gel in a porous medium

Georgii S. Abaturov✉, Alexander Ya. Gilmanov, Alexander P. Shevelev

University of Tyumen, Tyumen, Russia

Corresponding author: stud0000236539@utmn.ru✉

Abstract. The issue of premature rise of water cut of oil wells and its subsequent impact on field development efficiency continues to be a significant concern within the oil industry. The technology of conformance control (CC) using gel systems has been identified as a promising solution for redistribution of filtration flows in heterogeneous formations. However, the successful application of this technology is contingent upon the accurate prediction of the behaviour of gel compositions in a porous medium, a problem, which necessitates the utilization of mathematical modelling methods. The objective of the present research is to develop a mathematical model of gel filtration in heterogeneous formations by analyzing the physical and chemical properties of gel systems and their interaction with a porous medium. The research also creates an algorithm for calculating water cut before and after CC. This research identifies groups of influential parameters and determines the degree to which they influence the dynamics of the waterflooding process. Algorithms for modelling reservoir watering and bottomhole zone treatment were developed. It was possible to obtain solutions that described the fluid distribution in the reservoir and the influence of CC on the production well.

Keywords: preformed particle gel, water management, physical and chemical enhanced oil recovery methods, mass transfer, mature fields, deep-bed suspension migration model, layered heterogeneous porous medium, technogenic fractures, low resistance channels, asymptotical solution

Citation: Abaturov, G. S., Gilmanov, A. Ya., & Shevelev, A. P. (2025). Modeling the movement of preformed particle gel in a porous medium. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 11(4), 53–69. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2025-11-4-53-69>

Received Sep. 11, 2025; Reviewed Oct. 9, 2025; Accepted Nov. 24, 2025

Введение

Моделирование движения предварительно сшитых частиц геля в пористых средах представляет собой комплексную научно-техническую задачу, требующую глубокого понимания многоуровневых физико-химических процессов. В основе технологии выравнивания профиля приемистости лежит способность специальных составов избирательно изменять фильтрационные характеристики нефтеносных пластов, что подтверждается многочисленными исследованиями. Современная наука выделяет три основных класса систем, используемых для выравнивания профиля приемистости (ВПП), каждый из которых обладает уникальными свойствами и механизмами действия.

Гелеобразующие составы (ГОС) представляют собой системы на основе водорастворимых полимеров, формирующие в пластовых условиях пространственные сетчатые структуры. Эти системы характеризуются постепенным увеличением вязкости и способностью к обратимым структурным превращениям под действием механических нагрузок. Особая ценность ГОС заключается в их способности восстанавливать структуру после прекращения механического воздействия, что обеспечивает длительный эффект от обработки.

Осадкогелеобразующие системы (ООС) принципиально отличаются механизмом действия, основанным на химических реакциях осадкообразования. При взаимодействии с пластовой водой эти системы формируют нерастворимые осадки, которые избирательно блокируют наиболее проницаемые участки пласта. Важной особенностью ООС является их высокая чувствительность к минеральному составу воды, что требует тщательного подбора реагентов для конкретных условий месторождения.

Полимер-дисперсные системы (ПДС) сочетают свойства коллоидных систем и полимерных растворов. Их действие основано на способности дисперсных частиц мигрировать в пористой среде и застревать в узких каналах, создавая дополнительное фильтрационное сопротивление. Отличительной чертой ПДС является возможность регулирования размера частиц для селективного воздействия на определенные интервалы пласта [Kaio et al., 2024; Сургучев, 1985].

Гелеобразование в реальных пластовых условиях представляет собой сложный динамический процесс, существенно отличающийся от лабораторных условий. Первой стадией этого процесса является перемещение частиц геля в пористой среде, которое осложняется явлениями механической фильтрации и адсорбции на поверхности пород. Особенно важно учитывать, что скорость продвижения фронта гелеобразования может значительно варьироваться в зависимости от литологического состава пласта и его неоднородности.

На следующем этапе происходит химическая реакция сшивки полимерных молекул, которая в пластовых условиях протекает с существенно иными кинетическими параметрами, чем в лаборатории. Это связано с комплексным влиянием таких факторов, как температурный градиент по стволу скважины, неоднородность минерального состава породы и динамические изменения давления. Формирование пространственной структуры геля сопровождается сложными реологическими изменениями, включая появление

неньютоновских свойств и тиксотропного поведения [Сюаньжань, 2015; Lei et al., 2008; Peters, Flock, 1981].

Математическое моделирование этих процессов сталкивается с необходимостью учета множества взаимосвязанных факторов. Уравнения баланса массы должны включать не только конвективный перенос и диффузионное распределение, но и сложные члены, описывающие химические реакции в условиях неоднородного пласта. Реологические уравнения состояния требуют учета нелинейных зависимостей, временных эффектов релаксации и пластических характеристик материала [Ентов, Зазовский, 1989].

Особенности физической постановки задачи

При переходе от рассмотрения физико-химических аспектов к гидродинамическому моделированию необходимо отметить, что процесс фильтрации гелевых систем в реальных пластах существенно отличается от классических представлений. Традиционные модели, основанные на законе Дарси, оказываются недостаточными для адекватного описания поведения гелевых композиций в пористых средах. Основная сложность моделирования заключается в необходимости одновременного учета взаимосвязанных процессов.

Во-первых, это нелинейный характер фильтрации, проявляющийся в зависимости проницаемости от градиента давления. Во-вторых, существенное влияние оказывают реологические свойства гелей, которые могут изменяться в процессе их продвижения по пласту. В-третьих, нельзя не учитывать химические превращения, происходящие при взаимодействии гелевой системы с пластовыми флюидами и породой [Байков и др., 2013; Гильманов и др., 2022]. Современные подходы к гидродинамическому моделированию предполагают использование модифицированных уравнений фильтрации, учитывающих специфику гелевых систем. В частности, важным достижением стало введение зависимости проницаемости от скорости потока, что позволяет более точно описывать процессы в призабойной зоне скважины. Экспериментальные исследования фильтрационных характеристик гелевых систем выявили ряд закономерностей, имеющих принципиальное значение для моделирования. Было установлено, что проницаемость для воды после обработки гелем может снижаться на 2–3 порядка сильнее, чем для нефти. Этот эффект объясняется различиями в механизме взаимодействия геля с водной и углеводородной фазами. Для воды характерно преимущественно поверхностное взаимодействие, приводящее к образованию плотного барьера, тогда как нефть способна частично разрушать структуру геля, сохраняя определенную проводимость [Парасюк и др., 1994; Arab et al., 2020].

При моделировании фильтрации в неоднородных пластах особую сложность представляет учет слоистости и трещиноватости коллектора [Баренблатт и др., 1984]. Гелевые системы демонстрируют избирательное поведение — они преимущественно проникают в высокопроницаемые интервалы, практически не затрагивая плотные пропластки. Это свойство, с одной стороны, является преимуществом технологии ВПП, так как позволяет целенаправленно воздействовать на наиболее обводненные зоны. С другой стороны, оно требует особого подхода к моделированию, учитывающего распределение

фильтрационно-емкостных свойств пропластков [Грачев и др., 2021]. Важным аспектом гидродинамического моделирования является учет временных изменений параметров пласта. Гелевые системы не являются статистическими образованиями — их свойства могут изменяться под действием пластовых условий. Это касается как реологических характеристик (вязкости, прочности геля), так и фильтрационных параметров (проницаемости, коэффициента остаточного сопротивления). Поэтому современные модели включают временные зависимости, позволяющие прогнозировать поведение системы на протяжении всего периода разработки.

Особого внимания заслуживает вопрос моделирования взаимодействия между нагнетательными и добывающими скважинами. Гелевая обработка одной скважины неизбежно влияет на работу соседних скважин, что необходимо учитывать при планировании мероприятий. Современные гидродинамические модели позволяют прогнозировать эти взаимодействия, используя методы интегрального моделирования разработки месторождения, но требуют большого объема входной информации. Поэтому целью работы является создание математической модели фильтрации гелей в неоднородных пластах на основе анализа физико-химических свойств гелевых систем и их взаимодействия с пористой средой. Впервые проводится разработка алгоритма расчета обводненности до и после проведения ВПП.

Развитие модели выравнивания профиля приемистости

После определения ключевых параметров проницаемости и оптимизации процесса закачки наступает этап комплексного моделирования процессов ВПП. Этот процесс требует многоуровневого подхода, сочетающего физико-химические закономерности с практическими данными. Современные модели ВПП включают два взаимосвязанных блока: во-первых, детальное моделирование распределения геля в призабойной зоне пласта и, во-вторых, анализ отклика добывающих скважин на проведенную обработку [Yang, 2024].

Первый блок основывается на решении системы уравнений, включающей уравнения сохранения массы, обобщенный закон Дарси с учетом изменения проницаемости, а также кинетическое уравнение, описывающее процесс гелеобразования:

$$\frac{\partial(mc)}{\partial t} + \nabla \cdot (uc) = R_{gel} + Q,$$

$$u = - \frac{k_{gel}(c)}{\mu} \nabla p,$$

$$R_{gel} = - \frac{\partial c}{\partial t} = ck_{gel},$$

$$k_{gel} = \beta u^b,$$

где k_{gel} — фазовая проницаемость геля, m — пористость пласта, c — концентрация геля, u — скорость фильтрации, μ — коэффициент динамической вязкости, p — поро-

вое давление, R_{gel} — интенсивность гелеобразования, Q — интенсивность массообмена, β , b — эмпирические параметры.

Особую сложность представляет учет неоднородности пласта — как показывает практика, гелевые составы преимущественно воздействуют на высокопроницаемые пропластки, практически не изменяя характеристики слабопроницаемых зон [Уиллхайт, 2009; Fedorov et al., 2022; Rapoport, Leas, 1953].

Второй блок моделирования — анализ реакции добывающего фонда — требует принципиально иного подхода к анализу промысловых данных. Традиционные методы оценки, основанные на упрощенных статистических моделях, не учитывают сложную динамику взаимодействия гелевых систем с неоднородной пористой средой, что существенно ограничивает их прогностическую ценность. Современные методы прогнозирования эффективности ВПП базируются на комплексном анализе трех групп параметров: характеристик пласта, свойств гелевой системы и условий проведения обработки [Азиз, Сеттари, 2004].

Фундаментом всей системы моделирования выступает модифицированная модель проницаемости Гаджилары–Шахмохаммади, которая задает физико-математическую основу для понимания поведения гелевых систем в пористой среде. Ее уравнения, учитывающие зависимость проницаемости от скорости потока ($k_{gel} = \beta u^b$), становятся отправной точкой для проектирования закачки. Полученные параметры β и b непосредственно влияют на расчет оптимальных объемов закачки и выбор конкретного гелевого состава, определяя тем самым эффективность всего процесса ВПП [Hajilary, Shahmohammadi, 2018]. Процесс закачки, в свою очередь, генерирует исходные данные для последующего моделирования. Критерии эффективности обработки, рассчитанные на этом этапе, служат важными входными параметрами для моделирования распределения геля в пласте. При этом данные о фактических объемах закачки и наблюдаемых изменениях проницаемости позволяют верифицировать теоретические расчеты проницаемости, создавая обратную связь в системе моделирования [Басниев и др., 1993].

Моделирование распределения геля и анализ отклика добывающих скважин, проведенный после фильтрации промысловых данных методом Калмана, обеспечивают переход от теоретических расчетов к практическим прогнозам.

Отфильтрованные и обработанные данные об изменении обводненности и дебита становятся основой для применения метода Арпса. Важно отметить, что точность этих методов напрямую зависит от качества предыдущих этапов моделирования — ошибки в расчете проницаемости или определении объемов закачки неизбежно скажутся на достоверности прогнозов. Особое значение приобретает метод Арпса в его модифицированном варианте, позволяющий учитывать не только изменение дебитов, но и трансформацию фильтрационных характеристик пласта. При этом ключевым нововведением стало внедрение корректирующих коэффициентов, отражающих специфику воздействия гелевых систем на различные типы коллекторов. Суть метода заключается в использовании экспоненциальной зависимости $Q = Q_0 \times e^{-\beta_0 t}$, где Q — текущий дебит нефти, Q_0 — начальный дебит, β_0 — коэффициент падения добычи, t — время.

Практическое применение этого метода показывает, что он позволяет прогнозировать добычу на 3–12 месяцев вперед с приемлемой для промысловых условий погрешностью 16–20% [Байков и др., 2014]. Однако современные условия разработки месторождений потребовали дальнейшего развития этого подхода. Значительный вклад внес Феткович, разработавший концепцию типовых кривых (Type Curves), которая объединила эмпирические уравнения Арпса с аналитическими решениями для режима постоянного давления на забое скважины. Использование типовых кривых Фетковича позволяет решить несколько важных практических задач. Во-первых, дифференцировать эффект ВПП от других факторов, таких как изменение забойного давления или влияние соседних скважин. Во-вторых, количественно оценить прирост запасов и дебита после проведения обработки [Fetkovich, 1980].

Метод Арпса и типовые кривые, завершая цикл моделирования, одновременно служат инструментом для оптимизации всей системы. Анализ расхождений между прогнозируемыми и фактическими показателями добычи позволяет уточнять параметры на всех предыдущих этапах: корректировать модели проницаемости, совершенствовать технологии закачки и улучшать алгоритмы фильтрации данных.

Таким образом, современное моделирование ВПП представляет собой нелинейный процесс, а циклическую систему с непрерывной обратной связью, где:

1. Теоретические модели проницаемости обосновывают параметры закачки.
2. Данные закачки используются для моделирования процессов в пласте.
3. Результаты моделирования служат основой для прогнозирования результатов методом Арпса.
4. Анализ эффективности моделирования позволяет совершенствовать все компоненты системы.

Такой комплексный подход обеспечивает не только высокую точность прогнозов, но и постоянное совершенствование технологии ВПП в целом. Характерной особенностью современного моделирования ВПП является его итерационная природа, где результаты каждого этапа становятся отправной точкой для уточнения параметров на других уровнях. Такой циклический процесс обеспечивает постоянное уточнение и совершенствование всех компонентов системы [Киселев и др., 2019].

Описание алгоритма расчета обводненности пропластков

Моделирование процессов ВПП требует комплексного подхода, сочетающего анализ фильтрационных характеристик пласта с прогнозированием поведения гелевых систем. В основе методики лежит пошаговый алгоритм, позволяющий рассчитать текущую обводненность пласта и спрогнозировать ее изменение после проведения обработки. Следует рассмотреть подробно первую часть алгоритма — расчет обводненности до проведения ВПП [Митрушкин, Хабилова, 2010].

При моделировании ВПП алгоритм расчета обводненности пласта основывается на анализе фильтрационных характеристик отдельных пропластков и включает несколько ключевых этапов:

1. Инициализация параметров пласта.

Исходные данные включают характеристики каждого пропластка: h — толщина (м), k — абсолютная проницаемость (мД), S_w — водонасыщенность, S_o — нефтенасыщенность, k_{ro} , k_{rw} — относительные фазовые проницаемости, которые рассчитываются по следующим эмпирическим формулам:

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \right)^3, \quad S_w \geq S_{wr},$$

$$k_{ro} = \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wr} - S_{or}} \right)^3, \quad S_w \leq 1 - S_{or},$$

где S_{wr} и S_{or} — остаточные водонасыщенность и нефтенасыщенность соответственно.

2. Сортировка пропластков.

Пропластки сортируются по проницаемости в порядке убывания, что соответствует последовательности их обводнения — от наиболее проницаемых к менее проницаемым.

3. Расчет обводненности.

Общая обводненность определяется по формуле:

$$W = \frac{\sum(k_{rw}h)}{\sum k_{rw}h + \frac{\mu_w}{\mu_o} \sum(k_{ro}h)},$$

где μ_w и μ_o — вязкости воды и нефти соответственно.

4. Корректировка водонасыщенности.

Если расчетная обводненность не соответствует целевой (в данном случае 0,8939, заложенной в проектной документации), выполняется итерационная корректировка: последовательно увеличивается водонасыщенность в наиболее проницаемых пропластках, причем на каждом шаге пересчитываются относительные проницаемости и общая обводненность.

Процесс продолжается до достижения заданной точности (относительная ошибка 0,001).

5. Расчет дебитов нефти.

Для каждого пропластка рассчитывается дебит нефти по формуле плоскорадиального притока:

$$Q_0 = \frac{2\pi k k_{ro} h \Delta p}{\mu_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \cdot 30,$$

где Δp — перепад давления (10 атм), r_w , r_e — радиусы скважины и контура питания (0,1 м и 500 м соответственно). Множитель 30 переводит суточный дебит в месячный.

Алгоритм учитывает следующие физические аспекты:

- неоднородность пласта по проницаемости;

- различные механизмы обводнения для пропластков с разной проницаемостью;
- влияние остаточной нефтенасыщенности на процесс фильтрации;
- разницу в вязкостях воды и нефти (1,0 сП и 128,8 сП соответственно).

Результаты расчета позволяют определить текущее распределение водонасыщенности по пласту; выявить наиболее обводненные пропластки; оценить вклад каждого пропластка в общую добычу; получить исходные данные для моделирования воздействия ВПП.

Этот этап моделирования является фундаментальным для последующего прогнозирования эффективности гелевых обработок, так как позволяет установить исходное состояние пласта перед проведением ВПП (рис. 1).

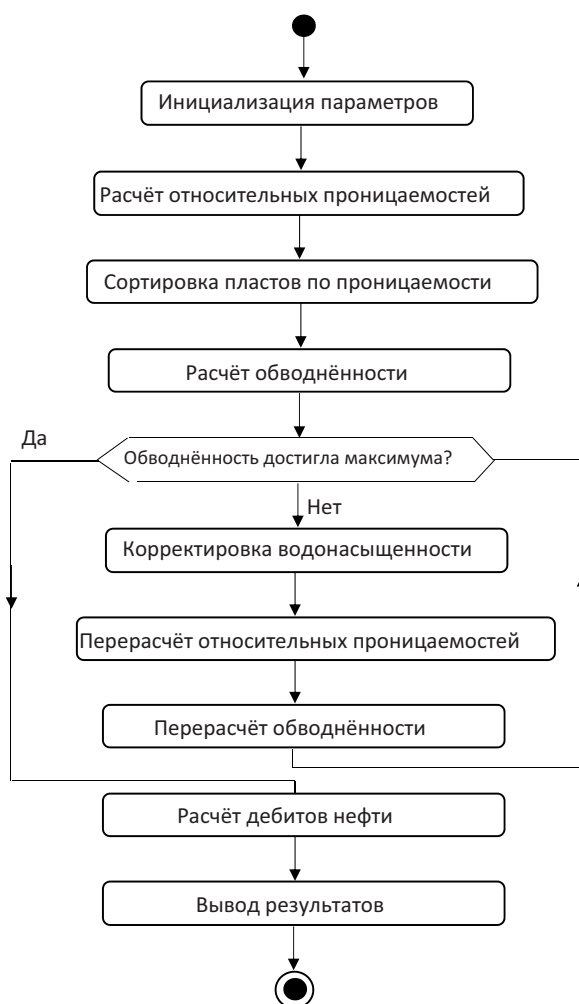


Рис. 1. Блок схема алгоритма (до ВПП)

Fig. 1. Block diagram of the algorithm (before conformance control)

Алгоритм прогнозирования эффективности выравнивания профиля приемистости

Расчет изменения обводненности после проведения гелевой обработки представляет собой итеративный процесс, учитывающий модификацию фильтрационных характеристик пласта под воздействием реагентов. Алгоритм основан на дифференцированном подходе к обработке пропластков с различной проницаемостью и включает следующие ключевые этапы:

1. Инициализация и подготовка данных.

Исходными данными служат параметры пропластков, полученные на этапе расчета исходной обводненности. Вводится коэффициент эффективности обработки G (по умолчанию 0,49), определяющий степень модификации проницаемости.

2. Корректировка фильтрационных характеристик.

Проницаемости пропластков модифицируются по разным законам в зависимости от их соотношения со средней проницаемостью пласта. Для высокопроницаемых пропластков ($k > k_{avg}$, где k_{avg} — средняя проницаемость) скорректированная проницаемость:

$$k_{new} = \frac{k}{1+x},$$

где введено обозначение

$$x = \frac{6}{1+\sqrt{G}};$$

скорректированная водонасыщенность:

$$S_w^{new} = \max(S_{wr}, S_w - 0,07).$$

Для низкопроницаемых пропластков ($k \leq k_{avg}$):

$$k_{new} = 3,4k,$$

$$S_w^{new} = \min(1 - S_{or}, S_w + 0,03).$$

С учетом новых значений водонасыщенности пересчитываются относительные фазовые проницаемости нефти k_{ro}^{new} и воды k_{rw}^{new} .

3. Итерационный процесс оптимизации.

Алгоритм использует адаптивную схему корректировки с уменьшающимся шагом:

$$Step = \frac{0,1}{1+\sqrt{i}}.$$

На каждой итерации с номером i пересчитываются относительные проницаемости по тем же формулам, что и в первом алгоритме; определяется текущая обводненность; оценивается отклонение от целевого значения (0,8939 для рассматриваемого примера); корректируется водонасыщенность в наиболее значимых пропластках.

4. Критерии остановки.

Процесс прекращается при: достижении заданной точности (относительная ошибка 0,001); исчерпании максимального числа итераций (1000); нахождении оптимального решения (минимального отклонения).

5. Расчет дебитов после обработки.

Используется модифицированная формула радиального притока с учетом новых значений проницаемости:

$$Q_o^{new} = \frac{2\pi k_{new} k_{ro}^{new} h \Delta P}{\mu_o \ln(\frac{r_e}{r_w})} \cdot 30.$$

Описанный алгоритм приведен на рис. 2.

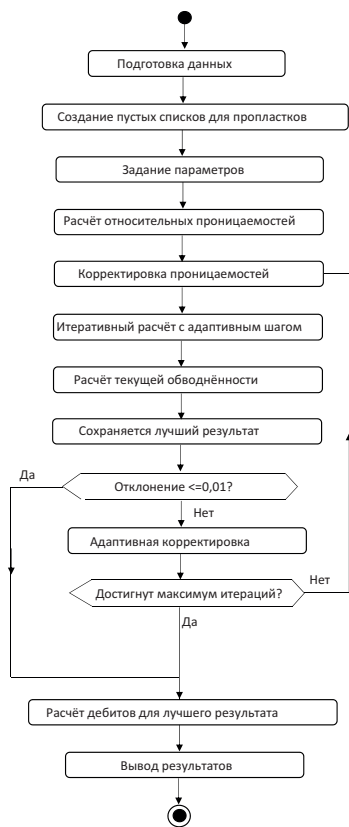


Рис. 2. Блок схема алгоритма (после ВПП)
Fig. 2. Block diagram of the algorithm (after conformance control)

Коэффициент *G* отражает эффективность гелевой обработки: при стремлении к 1 он соответствует максимальному воздействию на высокопроницаемые интервалы; его стремление к 0 указывает на слабое дифференциальное воздействие [Viana et al., 2024].

Результаты и обсуждение

Моделирование процессов ВПП скважины XXX1 позволяет получить важные практические результаты, анализ которых открывает новые возможности для совершенствования технологии. Рассматривая эффективность перераспределения фильтрационных потоков, следует отметить, что гелевые обработки демонстрируют выраженный дифференциальный эффект. Наиболее проницаемые пропластки, характеризующиеся значениями свыше 500 мД, показывают устойчивое снижение проницаемости в диапазоне 25–35%, что подтверждается промысловыми исследованиями. При этом среднепроницаемые интервалы (100–500 мД) изменяют свои характеристики на более умеренные 15–25%.

Переходя к анализу динамики обводненности, необходимо подчеркнуть характерные закономерности. После обработки наблюдается наиболее выраженный эффект — обводненность резко снижается на 8–12%, что обусловлено активным блокированием водонасыщенных зон.

Особый интерес представляет анализ расходных характеристик, где выявляется сложная нелинейная зависимость. Практический опыт показывает, что наибольший прирост дебита нефти достигается при значениях коэффициента эффективности обработки G в диапазоне 0,4–0,6. При этом чрезмерное увеличение этого параметра свыше 0,7 приводит к нежелательному эффекту — избыточному снижению приемистости скважины. Оптимальные результаты, как правило, достигаются при комплексной обработке 30–50% высокопроницаемых интервалов, что подтверждается статистикой успешных операций на месторождениях Западной Сибири (рис. 3).

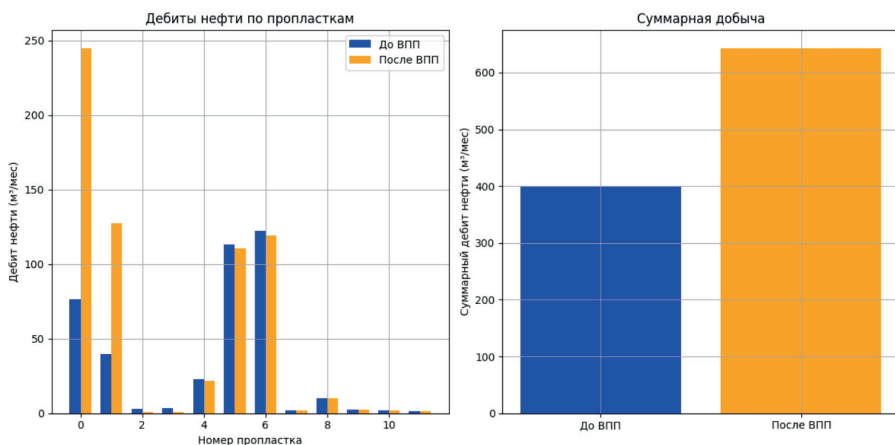


Рис. 3. Результаты моделирования ВПП

Fig. 3. Algorithm results for conformance control

Верификация модели на реальных промысловых данных выявляет достаточно высокую точность прогнозирования. Сравнительный анализ показывает, что средняя ошибка прогноза дебита составляет 18–22%, что свидетельствует о приемлемой точности модели, но одновременно указывает на необходимость дальнейшего совершенствования.

Выводы

Разработанный алгоритм подтвердил высокую эффективность дифференцированной обработки пропластков: снижение проницаемости в высокопроницаемых зонах на 25–35% при одновременном увеличении на 10–15% в низкопроницаемых интервалах обеспечивает значительное перераспределение фильтрационных потоков. Это позволяет целенаправленно воздействовать на обводненные зоны, минимизируя влияние на нефтенасыщенные участки.

Установлено, что коэффициент эффективности обработки G в диапазоне 0,4–0,6 является оптимальным для большинства месторождений Западной Сибири. Превышение этого значения ($G > 0,7$) приводит к избыточному снижению приемистости без значительного улучшения показателей добычи.

Анализ промысловых данных после гелевых обработок скважин показал, что средняя ошибка прогноза дополнительной добычи составила 18–22%, а квадрат коэффициента корреляции R между расчетными и фактическими данными достиг $R^2=0,76–0,82$.

Список источников

- Азиз Х., Сеттари Э. 2004. Математическое моделирование пластовых систем. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 416 с.
- Байков В. А., Галеев Р. Р., Колонских А. В., Макатров А. К., Политов М. Е., Телин А. Г., Якасов А. В. 2013. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Анализ и интерпретация результатов лабораторных исследований ядра Приобского месторождения // Научно-технический вестник «НК «Роснефть». № 31. С. 8–12.
- Байков В. А., Давлетбаев А. Я., Иващенко Д. С. 2014. Интерпретация кривых изменения давления/добычи на неустановившихся режимах в сверхнизкопроницаемых коллекторах с учетом нелинейной фильтрации // Society of Petroleum Engineers Conference Proceedings. SPE-171174-RU. С. 1–8.
- Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. 1984. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра. 212 с.
- Басниев К. С., Кочина И. Н., Максимов В. М. 1993. Подземная гидромеханика. М.: Недра. 416 с.
- Гильманов А. Я., Михайлин И. Л., Шевелёв А. П. 2022. Методика определения термодинамических и фильтрационных параметров для гидродинамических композиционных моделей // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Т. 8. № 1(29). С. 23–39. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2022-8-1-23-39>
- Грачев С. И., Земцов Ю. В., Мазаев В. В., Грачева С. К. 2021. Регулирование разработки нефтяных месторождений физико-химическими методами увеличения нефтеотдачи: учебное пособие. Тюмень: ТИУ. 89 с.
- Ентов В. М., Зазовский А. Ф. 1989. Гидродинамика процессов повышения нефтеотдачи. – М.: Недра. 232 с.
- Киселев Д. А., Шевелёв А. П., Гильманов А. Я. 2019. Адаптация алгоритма расчета фазового равновесия многокомпонентной системы применительно к месторождениям с неопреде-

- ленностью в исходных данных // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Т. 5. № 2. С. 89–104. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2019-5-2-89-104>
- Митрушкин Д. А., Хабирова Л. К. 2010. Математическое моделирование в проблеме добычи высоковязких нефтей // Вестник ЦКР Роснедра. № 1. С. 52–59.
- Парасюк А. В., Галанцев И. Н., Суханов В. Н., Исмагилов Т. А., Талин А. Г., Баринаева Л. Н., Игдалетова М. З., Скороход А. Г. 1994. Гелеобразующие композиции для выравнивания профиля приемистости и селективной изоляции водопритока // Нефтяное хозяйство. № 2.
- Сургучев М. Л. 1985. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра. 308 с.
- Сюаньжань Л. 2015. Нелинейная фильтрация воды в низкопроницаемых коллекторах // Вести газовой науки. № 3. С. 116–121.
- Уиллахит Г. П. 2009. Заводнение пластов / Пер. с англ. М.: Институт компьютерных исследований. 788 с.
- Храмченков Э. М., Храмченков М. Г. 2020. Математическая модель многофазной неизо-термической фильтрации в деформируемых пористых средах с совместно протекающей химической реакцией // Инженерно-физический журнал. 2020. Т. 93. № 1.
- Arab D., Kantzas A., Bryant S. L. 2020. Water flooding of oil reservoirs: Effect of oil viscosity and injection velocity on the interplay between capillary and viscous forces // Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 186. Art. no. 106691. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106691>
- Fedorov K., Shevelev A., Gilmanov A., Arzhylovskiy A., Anuriev D., Vidysh I., Morozovskiy N. 2022. Injection of gelling systems to a layered reservoir for conformance improvement // Gels. Vol. 8. No. 10. 621. <https://doi.org/10.3390/gels8100621>
- Fetkovich M. J. 1980. Decline curve analysis using type curves // Journal of Petroleum Technology. Vol. 32. No. 6. pp. 1066–1067. <https://doi.org/10.2118/4629-PA>
- Hajilary N., Shahmohammadi A. 2018. New permeability model for gel coated porous media with radial flow // Journal of Applied Fluid Mechanics. Vol. 11. No. 2. Pp. 397–404. <https://doi.org/10.29252/jafm.11.02.27874>
- Kaio A. B. P., Priscila F. O., Beatriz T. B., Claudia R. E. M. 2024. Synthesis of a preformed hydrogel based on polyacrylamide and related gel-breakers with potential application for conformance control // Iranian Polymer Journal. Vol. 33. Pp. 1583–1595. <https://doi.org/10.1007/s13726-024-01336-3>
- Lei Q., Xiong W., Yuan J., Gao S., Wu Y.-S. 2008. Behavior of flow through low-permeability reservoirs // Society of Petroleum Engineers Conference Proceedings. SPE-113144-MS. <https://doi.org/10.2118/113144-MS>
- Peters E. F., Flock D. L. 1981. The onset of instability during two-phase immiscible displacement in porous media // SPE Journal. Vol. 21. No. 2. Pp. 249–258.
- Rapoport L. A., Leas W. J. 1953. Properties of linear waterflood // Transactions of AIME. Vol. 198. Pp. 139–148.
- Viana I. V., Bela R. V., Grave M., Pesco S., Barreto Jr. A. B. 2024. An analytical model for injectivity tests in multilayered reservoir with formation crossflow // International Journal of Geomathematics. Vol. 15. Art. no. 6. <https://doi.org/10.1007/s13137-024-00247-y>

Yang R. 2024. Further study on oil/water relative permeability ratio model and waterflooding performance prediction model for high water cut oilfields sustainable development // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. Vol. 14. Pp. 1297–1309. <https://doi.org/10.1007/s13202-024-01753-3>

References

- Aziz, H., & Settari, E. (2004). *Mathematical Modeling of Stratum Systems* (Transl. from English). Computer Research Institute. [In Russian]
- Baykov, V. A., Galeev, R. R., Colonskih, A. V., Makatrov, A. K., Politov, M. E., Telin, A. G., & Yakasov, A. V. (2013). Non-linear filtration in low-permeability collectors. Analysis and interpretation of results of laboratory studies of core of the Priobsky field. *Scientific and Technical Bulletin of Rosneft Oil Company*, (31), 8–12. [In Russian]
- Baykov, V. A., Davlebayev, A. Ya., & Ivaschenko, D. S. (2014). Interpretation of pressure/production change curves at unestablished modes in ultra-low-permeability collectors with consideration of non-linear filtration. *Society of Petroleum Engineers Conference Proceedings*, SPE-171174-RU. [In Russian]
- Barenblatt, G. I., Entov, V. M., & Ryzhik, V. M. (1984). *Movement of Liquids and Gases in Natural Formations*. Nedra. [In Russian]
- Basniev, K. S., Kochina, I. N., & Maximov, V. M. (1993). *Underground Hydromechanics*. Nedra. [In Russian]
- Gilmanov, A. Ya., Mikhaylin, I. L., & Shevelev, A. P. (2022). Method of determination of thermodynamic and filtration parameters for hydrodynamic compositional models. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 8(1), 23–39. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2022-8-1-23-39> [In Russian]
- Grachev, S. I., Zemtsov, V. Yu., Mazayev, V. V., & Gracheva, S. K. (2021). *Regulation of Oil Field Development by Physico-Chemical Methods to Increase Oil Yield*. TIU. [In Russian]
- Enotov, V. M., & Zazovsky, A. F. (1989). *Hydrodynamics of Oil Recovery Processes*. Nedra. [In Russian]
- Kiselev, D. A., Shevelev, A. P., & Gilmanov, A. Ya. (2019). Adaptation of algorithm for calculating multicomponent system phase equilibrium for fields with uncertain initial data. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 5(2), 89–104. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2019-5-2-89-104> [In Russian]
- Mithrushkin, D. A., & Khabirova, L. K. (2010). Mathematical modelling in the problem of high-viscosity oil production. *Rosnedra CCR Vestnik*, (1), 52–59. [In Russian]
- Parasyuk, A. V., Galantsev, I. N., Sukhanov, V. N., Ismagilov, V. N., Talin, A. G., Barinova, A. G., Ivetinova, M. Z., & Skorokhod, A. G. (1994). Gel-forming compositions for leveling the profile of the water flow. *Oil Industry*, (2). [In Russian]
- Surguchev, M. L. *Secondary and Tertiary Methods of Increasing Oil Recovery*. Nedra. [In Russian]
- Xuanzan, L. (2015). Non-linear water filtration in low-permeability collectors. *Vesti gazovoi nauki*, (3), 116–121. [In Russian]
- Wilhait, G. P. (2009). *The Waterflooding of Layers* (Transl. from English). Institute for Computer Research. [In Russian]

- Khramchenkov, E. M., & Khramchenkov, M. G. (2020). Mathematical model of multiphase non-isothermal filtration in deformed porous media with joint chemical reaction. *Engineering and Physical Journal*, 93(1). [In Russian]
- Arab, D., Kantzas, A., & Bryant, S. L. (2020). Water flooding of oil reservoirs: Effect of oil viscosity and injection velocity on the interplay between capillary and viscous forces. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 186, 106691. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106691>
- Fedorov, K., Shevelev, A., Gilmanov, A., Arzhylovskiy, A., Anuriev, D., Vidysh, I., & Morozovskiy, N. (2022). Injection of gelling systems to a layered reservoir for conformance improvement. *Gels*, 8(10), 621. <https://doi.org/10.3390/gels8100621>
- Fetkovich, M. J. (1980). Decline curve analysis using type curves. *Journal of Petroleum Technology*, 32(6), 1066–1067. <https://doi.org/10.2118/4629-PA>
- Hajilary, N., & Shahmohammadi, A. (2018). New permeability model for gel coated porous media with radial flow. *Journal of Applied Fluid Mechanics*, 11(2), 397–404. <https://doi.org/10.29252/jafm.11.02.27874>
- Kaio, A. B. P., Priscila, F. O., Beatriz, T. B., & Claudia, R. E. M. (2024). Synthesis of a preformed hydrogel based on polyacrylamide and related gel-breakers with potential application for conformance control. *Iranian Polymer Journal*, 33, 1583–1595. <https://doi.org/10.1007/s13726-024-01336-3>
- Lei, Q., Xiong, W., Yuan, J., Gao, S., & Wu, Y.-S. (2008). Behavior of flow through low-permeability reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Conference Proceedings*, SPE-113144-MS. <https://doi.org/10.2118/113144-MS>
- Peters, E. F., & Flock, D. L. (1981). The onset of instability during two-phase immiscible displacement in porous media. *SPE Journal*, 21(2), 249–258.
- Rapoport, L. A., & Leas, W. J. (1953). Properties of linear waterflood. *Transactions of AIME*, 198, 139–148.
- Viana, I. V., Bela, R. V., Grave, M., Pesco, S., Barreto, Jr. A. B. (2024). An analytical model for injectivity tests in multilayered reservoir with formation crossflow. *International Journal of Geomathematics*, 15, 6. <https://doi.org/10.1007/s13137-024-00247-y>
- Yang, R. (2024). Further study on oil/water relative permeability ratio model and waterflooding performance prediction model for high water cut oilfields sustainable development. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 14, 1297–1309. <https://doi.org/10.1007/s13202-024-01753-3>

Информация об авторах

Георгий Сергеевич Абатуров, студент, Школа естественных наук, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия
stud0000236539@utmn.ru, <https://orcid.org/0009-0006-0387-2818>

Александр Янович Гильманов, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры моделирования физических процессов и систем, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия
a.y.gilmanov@utmn.ru, <https://orcid.org/0000-0002-7115-1629>

Александр Павлович Шевелёв, доктор физико-математических наук, доцент, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия
a.p.shevelev@utmn.ru, <https://orcid.org/0000-0003-0017-4871>

Information about the authors

*Georgii S. Abatur*ov, Undergraduate Student, School of Natural Sciences, University of Tyumen, Tyumen, Russia
stud0000236539@utmn.ru, <https://orcid.org/0009-0006-0387-2818>

Alexander Ya. Gilmanov, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor, Department of Modeling of Physical Processes and Systems, University of Tyumen, Tyumen, Russia
a.y.gilmanov@utmn.ru, <https://orcid.org/0000-0002-7115-1629>

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