

Геология, поиски и разведка месторождений нефти и газа

Geology, prospecting and exploration of oil and gas fields

1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
(геолого-минералогические науки)

Научная статья / Original research article

УДК 622.276 + 532.5

DOI:10.31660/0445-0108-2025-6-9-32

EDN: YKFMKU



Влияние динамических и волновых эффектов в процессе форсированного отбора жидкости на продуктивность обводненных пластов

Ю. Е. Катанов*, А. К. Ягафаров, В. М. Александров, Г. А. Шlein

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация

*katanov-juri@rambler.ru

Аннотация. В настоящей работе представлены результаты применения технологии форсированного отбора жидкости для повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях Западной Сибири. Расширяя классический подход ФОЖ, разработанный А. М. Щелкачёвым, В. Н. Мамедовым и Г. Г. Саркисяном, авторы предлагают интеграцию компонентов естественной гравитации и волновых эффектов в наклонных природных резервуарах. Проведенный анализ, в котором использовались методы искусственного интеллекта для обработки геолого-промышленных данных, свидетельствует о высокой эффективности ФОЖ на поздних стадиях разработки высокообводненных скважин. На примере продуктивных отложений Покамасовского нефтяного месторождения наблюдается увеличение суммарного дебита нефти на 15–57 % при обводненности скважин 75–95 %, а также рост экономической эффективности проекта на 15–30 % за счет вовлечения в разработку низкопроницаемых пропластков. Полученные результаты исследований соответствуют стандартам SPE и API и могут быть использованы для проектирования систем воздействия на пласт на других месторождениях Западной Сибири при погрешности авторской модели менее 5 % относительно полевых данных.

Ключевые слова: жидкость, нагнетание, скважина, примесь, фильтрация, фаза, отбор, насос, подъемник

Для цитирования: Влияние динамических и волновых эффектов в процессе форсированного отбора жидкости на продуктивность обводненных пластов / Ю. Е. Катанов, А. К. Ягафаров, В. М. Александров, Г. А. Шlein. – DOI 10.31660/0445-0108-2025-6-9-32 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 6. – С. 9–32. – EDN: YKFMKU

Influence of dynamic and wave effects in the process of forced fluid withdrawal on the productivity of watered-out reservoirs

**Yuri E. Katanov*, Alik K. Yagafarov, Vadim M. Alexandrov,
Gennady A. Schlein**

Abstract. This paper presents the results of applying forced fluid withdrawal (FFW) technology to enhance oil recovery in fields located in Western Siberia. The authors expand upon the classical FFW approach originally developed by A. M. Shchelkachev, V. N. Mamedov, and G. G. Sarkisyan by proposing an integration of natural gravity forces and wave effects in natural reservoirs. The analysis, which utilizes artificial intelligence methods to process geological and production data, demonstrates the high efficiency of FFW during the late stages of development in highly water-flooded wells. Using the productive sediments of the Pokamasovskoye oil field as an example, the authors can observe an increase in total oil production rate of 15 to 57% at well water-cut levels ranging from 75 to 95%. Furthermore, the project's economic efficiency improved by 15 to 30 % due to the development of low-permeability layers. The results of this study meet SPE and API standards. The researches recommend them for designing reservoir stimulation systems for other fields in Western Siberia. The proposed model's error does not exceed 5% compared to field data.

Keywords: fluid, injection, well, impurity, filtration, phase, extraction, pump, elevator

For citation: Katanov, Yu. E., Yagafarov, A. K., Alexandrov, V. M., & Schlein, G. A. (2025). Influence of dynamic and wave effects in the process of forced fluid withdrawal on the productivity of watered-out reservoirs. Oil and Gas Studies, (6), pp. 9-32. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-6-9-32

Введение

В условиях истощения традиционных нефтяных залежей Западной Сибири проблема повышения нефтеотдачи становится критической, особенно на поздних стадиях разработки, когда обводненность продукции превышает 70 %, а дебиты нефти снижаются. Форсированный отбор жидкостей (ФОЖ) представлен методами искусственного подъема потока в нефтегазовой инженерии, такими как газлифт, электропогружные и штанговые насосы, а также другие системы принудительного извлечения флюидов из пластовых систем. ФОЖ — эффективный метод воздействия на пласт, основанный на увеличении депрессии, что стимулирует вовлечение в работу новых пропластков и повышает итоговую нефтеотдачу [1–3].

Технология ФОЖ фокусируется на высокообводненных скважинах. Однако существующие гидродинамические модели имеют серьезные ограничения: они не учитывают гравитационные взаимодействия фильтрационно-емкостных компонентов в наклонных пластах, что приводит к недооценке сегрегации нефти и воды, переоценке дисперсии фронта вытеснения и игнорированию волновых эффектов, которые могут изменять капиллярное сопротивление [SPE 166435, 2016]. Это ограничивает точность прогнозов нефтеотдачи при высокой обводненности пласта и не позволяет стабилизировать фильтрационный поток против пробообразования и примесей [4–7].

Представленный авторский подход расширяет гидродинамические модели, интегрируя учет компонент естественной гравитации и волновых

эффектов пластовых систем в модифицированную модель Баклея — Леверетта [8–11]. Это дает ряд преимуществ: повышение эффективной проницаемости на 20–30 %, более точные расчеты уровня нефтеотдачи (до 15 % прироста) и экономической эффективности (NPV на 15–30 %) за счет вовлечения низкопроницаемых пропластков и снижения волновой дисперсии фронта вытеснения [SPE 102033, 2006].

Цель статьи — комплексный анализ применения технологии ФОЖ на Покамасовском нефтяном месторождении на основе геолого-математического моделирования промысловых данных и использования методов искусственного интеллекта (ИИ) для оптимизации и интерпретации результатов.

Объект и методы исследования

Объект исследования — продуктивные отложения Покамасовского нефтяного месторождения Западной Сибири. Исследуемые породы-коллекторы сосредоточены в наклонных пластах и характеризуются высокой обводненностью и поздней стадией разработки с активным водонапорным режимом.

Методы исследования — геолого-математическое моделирование процессов многофазного течения в наклонных пластах с авторской интеграцией волновых эффектов, вызванных работой струйных насосов, в уравнение кратности увеличения доли нефти в потоке.

Кроме того, представлены эмпирические аппроксимации на основе модифицированной модели Баклея — Леверетта с гравитационной коррекцией.

Анализ геолого-промышленных данных из 50+ скважин (период исследования 2000–2025 годы) выполнен с использованием методов ИИ для оценки волновой дисперсии фронта вытеснения и экономической оценки проекта в соответствии со стандартами SPE-PRMS (SPE, 2018) и SPE Standards for Economic Evaluation (SPE, 2020) с погрешностью менее 5 %. Это обеспечивает валидацию разработанной геолого-математической модели на реальных данных и оценку прироста нефтеотдачи в диапазоне 10–20 %.

Экспериментальная часть/постановка эксперимента

Исследование волновых и динамических эффектов в пластовых системах, включая сейсмические колебания, акустические волны и нелинейные изменения давления, вызванные внешними воздействиями на пласт, играет ключевую роль в понимании механизмов фильтрации и деформации горных пород.

Эти эффекты, обусловленные взаимодействием вязких флюидов с матрицей пласта и волновыми возмущениями, часто приводят к непредсказуемым отклонениям в поведении работы скважин, особенно в условиях сложнопостроенных коллекторов Западной Сибири.

Однако для практического прогнозирования долгосрочного дебита нефтяных скважин требуется интеграция таких динамических моделей с эмпирическими подходами, позволяющими учесть гиперболическое падение производительности пластовой системы.

В этом контексте модель Арпса представляет собой фундаментальный инструмент, адаптированный для анализа временных рядов дебита скважин, где волновые воздействия могут быть интегрированы как корректирующие факторы, обеспечивая более точную валидацию геолого-промышленных данных. Эмпирическая модель Арпса (1945) описывает спад дебита скважин обобщенным уравнением:

$$Q(t) = Q_i \cdot (1 + b \cdot D_i \cdot t)^{-\frac{n}{b}}, \quad (1)$$

где $Q(t)$ — дебит во времени, $\text{м}^3/\text{сут.}$; Q_i — начальный дебит, $\text{м}^3/\text{сут.}$; D_i — начальный темп спада, сут.^{-1} ; b — коэффициент гиперболичности ($0 < b < 1$); n — параметр, определяющий тип спада ($n = 1/b$ для гиперболического режима). Аналитическая форма модели позволяет исследовать различные режимы: экспоненциальный ($n = 1$, $b = 0$), гиперболический ($0 < n < 1$) и гармонический ($n = 1$, $b = 1$).

Модель эффективна для поздних стадий разработки залежей углеводородов при обводненности $f_{\text{в}} > 70\%$, как в Западной Сибири (Покамацкое месторождение, $f_{\text{в}} = 75\text{--}95\%$). Однако она упрощает учет геологических неоднородностей (трещиноватость, расчлененность, низкая проницаемость), приводя к погрешностям расчета на фоне влияния конусов воды или газовых шапок [12].

Параметры b, n, D_i (формула 1) оцениваются нелинейной регрессией (метод наименьших квадратов, МНК) на исторических данных (минимум 20–30 точек для коэффициента детерминации $R^2 > 0,9$). Для избежания случаев деления на ноль при $b \rightarrow 0$ необходимо использовать условную формулировку модели:

1. Если $b = 0$ (экспоненциальный спад):

$$Q(t) = Q_i \cdot e^{(D_i \cdot t)};$$

2. Если $b > 0$ (гиперболический спад):

$$Q(t) = Q_i \cdot (1 + b \cdot D_i \cdot t)^{\left(-\frac{n}{b}\right)}.$$

Поэтому последовательность аппроксимации параметров b, n, D_i будет следующая (Ю. Е. Катанов, 2025).

1. **Сбор геолого-промышленных данных:** временной ряд t (время, в днях или месяцах) и $Q(t)$ (дебит, в $\text{м}^3/\text{сут.}$ или баррелях/сут.) из си-

стем мониторинга скважин (полевые данные). Оценка Q_i (начальный дебит) как максимум $Q(t)$ или среднее первых точек аппроксимационной кривой.

2. **Регрессионный анализ:** использовать нелинейную подгонку на базе методов искусственного интеллекта (Python, `scipy.optimize` и другие) с начальными значениями $X_i = [b; n; D_i]$.

Как выбрать X_i :

3. Параметр b . Начать со значения $b \approx 0,5$ (гиперболический спад, если данные показывают замедляющееся изменение наклона кривой). Если спад экспоненциальный — ближе к $b \approx 0$.

4. Параметр $n \approx 0,5\text{--}0,8$ (для гиперболического спада). Для гармонического спада $n \approx 1$. Оценить визуально по графику: если спад круче — значения n меньше; если спад кривой более плавный — значения n ближе к 1.

5. Параметр D_i . Начальный коэффициент спада. Рассчитывается как $D_i \approx \frac{(Q_i - Q_2)}{(Q_i \cdot (t_2 - t_1))}$ для первых двух точек. Обычно $D_i \approx 0,01\text{--}0,2$ (в зависимости от единиц измерения времени; если время t соответствует дням, то значения D_i будут значительно меньше).

Для примера обработки геолого-промышленных данных Покамасовского нефтяного месторождения $X_i = [b; n; D_i] = [0,5; 0,8; 0,02]; R^2 = 0,92$.

Оценка границ исследования: $b \geq 0; n > 0; D_i > 0$.

3. **Валидация:** сравнить прогноз с тестовыми данными; $RMSE < 10\%$ для надежности.

RMSE (Root Mean Square Error, корень из среднеквадратичной ошибки) — метрика для оценки надежности прогнозов:

$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y}_i)^2}$, где y_i — реальное (наблюдаемое) значение дебита скважины в момент времени i ; \bar{y}_i — предсказанное значение дебита по модели; n — количество точек данных. Сумма берется по всем точкам, делится на n (среднее квадратичное отклонение), а затем извлекается корень, чтобы вернуть ошибку к единицам измерения (в $\text{m}^3/\text{сут.}$).

RMSE можно выражать в процентах для относительной оценки. Это делается путем нормализации к среднему наблюдаемому значению:

$RMSE\% = \left(\frac{RMSE}{\bar{y}} \right) \cdot 100\%$, где \bar{y} — средний наблюдаемый дебит ($\text{m}^3/\text{сут.}$).

В нефтегазовой отрасли и моделировании дебита скважин: $RMSE < 5\text{--}10\%$ считается хорошим для практического применения (модель надежна для прогнозов и планирования); $RMSE = 10\text{--}20\%$ — приемлемо, но требует осторожности (например, для низкопроницаемых пластов с высокой обводненностью, как в Западной Сибири); $RMSE > 20\%$ — модель слабая, нуждается в доработке.

Хотя модель Арпса предоставляет относительно надежный инструмент для прогнозирования естественного спада дебита в скважинах, ее эффективность может быть значительно усиlena при интеграции с современными реализациями технологий воздействия на пласт, такими как ФОЖ. Эта технология, использующая волновые импульсы для стабилизации потока жидкости в низкопроницаемых пластах, позволяет корректировать параметры гидродинамической модели (например, снижая коэффициент спада b и повышая начальный дебит Q_i), что приводит к более точным прогнозам. Переходим к детальному рассмотрению принципов ФОЖ и ее применения на практике.

Методика ФОЖ на скважинах с различной обводненностью имеет глубокие корни в отечественной нефтяной науке. Основоположниками этой технологии выступили В. Н. Щелкачёв, С. Т. Овнатанов, К. А. Карапетов и их последователи, которые в 1950–1960-х годах разработали теоретические основы интенсивной эксплуатации обводненных пластов. Их труды подчеркивали необходимость учета совместной работы добывающих и нагнетательных скважин для минимизации гравитационной сегрегации фаз в неоднородных пластах [13, 14].

В настоящее время применение методов ИИ позволяет моделировать влияние ФОЖ (через увеличение депрессии и волновые импульсы), прогнозируя вовлечение в разработку новых пропластков и соответствующий рост нефтеотдачи.

Предлагаемые авторские модели позволяют тестировать сценарии ФОЖ (газлифт vs. электроцентробежный насос (ЭЦН)) с учетом экономической эффективности проекта разработки, снижая потенциальные риски. Для Западной Сибири это критично для истощенных залежей нефти.

Силы естественной гравитации в пластовой системе, описываемые уравнением горного давления $P_g = \rho \cdot g \cdot h$, где ρ — плотность флюида; g — ускорение свободного падения; h — вертикальная высота столба флюида (вертикальная глубина), усиливают расслоение нефти и воды, особенно в терригенных коллекторах Западной Сибири с уклоном пластов $\theta = 2\text{--}5^\circ$.

Сила, вызывающая гравитационное разделение (сегрегацию) флюидов разной плотности (ρ_u и ρ_v), пропорциональна:

$$\Delta P_{\text{грав}} = (\rho_{\text{B}} - \rho_{\text{H}}) \cdot g \cdot \Delta h_{\text{Верт}},$$

где $\Delta h_{\text{верт}}$ — разность вертикальных высот между двумя точками вдоль наклонного пласта. Чем больше уклон (θ) и протяженность пласта (L), тем больше $\Delta h_{\text{верт}} = L \cdot \sin\theta$ и тем сильнее гравитационные силы стремятся разделить флюиды: вода опускается вниз по падению пласта (в присводовую часть), а нефть всплывает вверх (к кровле).

В Западной Сибири опыт ФОЖ накоплен на ключевых месторождениях: Мегионском, Самотлорском, Усть-Балыкском, Правдинском, Приобском, Мамонтовском, Малобалыкском и Приразломном. Применение ФОЖ при испытаниях водонефтяных объектов в разведочных скважинах приводило к устойчивому фонтанированию, демонстрируя эффективность в условиях высокой обводненности (до 90–95 %, поздняя стадия разработки), где гравитационные эффекты способствуют накоплению воды в нижних сегментах пласта по закону Дарси с «гравитационной коррекцией»:

$$\nabla P = -\left(\frac{\mu}{k}\right) \cdot v + \rho \cdot g \cdot \nabla z, \quad (2)$$

где μ — вязкость флюида, Па·с; k — абсолютная проницаемость, м^2 ; v — скорость фильтрации, м/с; $-\left(\frac{\mu}{k}\right) \cdot v$ — вязкостная (демпфирующая) сила. Она пропорциональна скорости фильтрации v и вязкости флюида μ , и обратно пропорциональна проницаемости k . Эта часть уравнения (2) описывает сопротивление пористой среды движению флюида. Знак «минус» указывает, что сила сопротивления направлена против скорости; $\rho \cdot g \cdot \nabla z$ — гравитационная (движущая) сила, соответствующая «гравитационной коррекции» пластовой системы [SPE 102033, 2006].

Для избежания путаницы с видом и компонентами классического закона Дарси (векторная форма с учетом естественной гравитации пластовой системы): $v = -\left(\frac{k}{\mu}\right) \cdot (\nabla P - \rho \cdot g \cdot \nabla z)$, где $\left(\frac{k}{\mu}\right)$ — подвижность флюида, $\text{м}^2/\text{Па}\cdot\text{с}$; необходимо внести ряд пояснений при выводе уравнения (2). Извлечь из классического закона Дарси компоненту ∇P как результирующую силу и выполнив ряд преобразований, приходим к виду уравнения (2).

Классическая форма уравнения Дарси: $v = -\left(\frac{k}{\mu}\right) \cdot (\nabla P - \rho \cdot g \cdot \nabla z)$ — выражает скорость фильтрации как функцию сил. Физическая интерпретация: «С какой скоростью будет течь флюид под действием перепада давления и естественной гравитации?».

Авторская преобразованная форма представления закона Дарси (2) выражает силу (градиент давления) как функцию скорости. Физическая интерпретация: «Какой перепад давления нужен, чтобы преодолеть сопротивление геологической среды (первый член уравнения 2) и уравновесить/создать гравитационный эффект в пластовой системе (второй член уравнения 2)?».

В. Н. Щелкачёв сформулировал ключевые критерии отбора геологических объектов для проведения ФОЖ: проницаемость $k > 50 \text{ мД}$, обводненность $f_{\text{в}} > 70 \%$ и наличие гравитационно-стабильных зон (без значительных разломов).

Традиционные программы разработки залежей углеводородов фокусируются на добывающих скважинах, но предлагаемая авторская методика

учитывает синергетическое взаимодействие добывающих и нагнетательных скважин, интегрируя динамические эффекты от струйных насосов, которые генерируют волновые возмущения (акустические и сейсмические волны с частотой $\omega = v_x/\lambda$, где v_x — скорость волны, м/с; λ — длина волны, м) для противодействия гравитационной сегрегации флюидов.

Это особенно актуально для терригенных пластов Западной Сибири, где естественная гравитация усиливает фильтрационные барьеры между геологическими сегментами (верхний нефтеносный и нижний водоносный), снижая дисперсию фронта вытеснения.

Для прогнозирования добычи жидкости при ФОЖ необходимо оценить влияние увеличения закачки воды на дебиты, с учетом гравитационно-волнового взаимодействия.

Авторы рассматривают схему притока жидкости для совокупности скважин с учетом ретроспектива исследований И. А. Чарного (1954) для равнодебитных источников/стоков. Также учтены современные модификации геолого-математического анализа для учета гравитационного потенциала и волновых эффектов от струйных насосов.

Суммарный дебит жидкости Q для двухзонной схемы установившегося притока (линейная фильтрация по Дарси с учетом естественной гравитации) Ю. Е. Катанов представил следующим образом [15, 16]:

$$Q = \frac{\varphi_k - \varphi_c}{R_{\text{внеш.}} + R_{\text{внутр.}} + R_{\text{грав.}}}, \quad (3)$$

где φ_k и φ_c — потенциалы на контуре питания и скважине, МПа; $\varphi = P + \rho \cdot g \cdot h \cdot \cos(\theta)$; θ — угол наклона пласта (град.); $R_{\text{внеш.}} = \frac{L - L_1}{2 \cdot k \cdot h}$ — внешние сопротивления (плоскопараллельная фильтрация между рядами скважин), 1/дарси = МПа · сутки / м^3 ; L — расстояние между рядами скважин (или общая длина участка фильтрации между двумя параллельными рядами); L_1 — эффективный радиус зоны влияния скважины); k — абсолютная проницаемость (дарси); $R_{\text{внутр.}} = \frac{1}{(2\pi \cdot k \cdot h) \cdot \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}$ — внутренние сопротивления (радиальный приток к скважине), 1/дарси = МПа · сутки / м^3 ; R_k — радиус контура питания, м; r_c — радиус скважины, м; $R_{\text{грав.}} = \frac{(\rho_b - \rho_n) \cdot g \cdot h \cdot \sin(\theta)}{k \cdot \Delta P}$ — гравитационное сопротивление (учитывает разницу плотностей воды ρ_b и нефти ρ_n , наклон θ); ΔP — перепад давления, ($\text{кг} \cdot \text{м}^2 / \text{с}^2$) / (дарси · МПа).

Волновые эффекты от струйных насосов можно моделировать через эффективную проницаемость массива (мД):

$$k_{\text{эфф.}} = k \cdot (1 + \beta \cdot A \cdot \sin(\omega \cdot t)),$$

где $\beta = 0,1\text{--}0,2$ (коэффициент усиления для акустических волн, снижающих сегрегацию пластовых жидкостей); t — время, с; A — амплитуда волны; ω — угловая частота, рад/с, поскольку $\omega = 2\pi \cdot f$, с параметром частоты f в Гц.

Это соответствует базовым определениям в механике сплошных сред (например, в уравнениях гармонических колебаний или волновых моделях).

Эмпирическая аппроксимация для дебита нефти $Q_{\text{н}}$ (учитывая естественную гравитацию пластовой системы и волновые поля):

$$Q_{\text{н}} = Q \cdot (1 - f_{\text{в}}) \cdot (1 + \gamma \cdot \sin(\theta)), \quad (4)$$

где $f_{\text{в}}$ — обводненность ($f_{\text{в}} = Q_{\text{в}}/Q$, с $Q_{\text{в}}$ — дебит воды); $\gamma = 0,05\text{--}0,1$ (коэффициент гравитационного усиления для наклонных пластов).

Продуктивность скважины PI (индекс продуктивности, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$) с волновым фактором

$$PI = \frac{Q}{\Delta P} = \frac{k \cdot h}{[\mu \cdot (R_{\text{внеш.}} + R_{\text{внутр.}} + R_{\text{грав.}} + R_{\text{в.д.}})]}, \quad (5)$$

где $R_{\text{в.д.}} = \frac{\beta}{k \cdot \omega}$ — сопротивление от волновой дисперсии (снижает PI на 10–15 % без учета, но повышает стабильность).

Для динамики водонасыщенности $S(t)$ в сегментированном пласте (верхний слой: нефтеносный, нижний: водоносный, с гравитационной диффузией) — 3D-случай:

$$\frac{\partial S}{\partial t} = \frac{1}{m} \cdot \nabla \cdot \left[\frac{k \cdot k_{\text{в}}(S)}{\mu_{\text{в}}} \cdot (\nabla P - \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot \nabla h) \right], \quad (6)$$

с использованием оператора дивергенции ($\nabla \cdot$) для вектора потока, в который входит градиент давления (∇P); $k_{\text{в}}(S)$ — относительная проницаемость по воде, д. ед.; k — абсолютная проницаемость, м^2 ; $\mu_{\text{в}}$ — вязкость воды, $\text{Па} \cdot \text{с}$; $\rho_{\text{в}}$ — плотность воды, $\text{кг}/\text{м}^3$; g — ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$; m — эффективная пористость, д. ед.; h — эффективная толщина пласта, м.

Для случая одномерного вертикального приближения (гравитационная сегрегация) — 1D случай:

$$\frac{\partial S}{\partial t} = \frac{1}{m} \cdot \frac{\partial}{\partial h} \cdot \left[\frac{k \cdot k_{\text{в}}(S)}{\mu_{\text{в}}} \cdot \left(\frac{\partial P}{\partial h} - \rho_{\text{в}} \cdot g \right) \right], \quad (7)$$

где $\frac{\partial P}{\partial h}$ — вертикальная компонента градиента давления ∇P ; $\left(\frac{\partial}{\partial h} \right)$ — одномерный аналог дивергенции ($\nabla \cdot$) от вектора потока.

Таким образом, уравнение (6) описывает изменение насыщенности во времени как результат дивергенции (расходности) фильтрационного потока, движущей силой которого является градиент давления с поправкой на гравитацию.

Интегрируя гравитационные взаимодействия и волновые эффекты от струйных насосов в пластовой системе, авторы усиливают анализ В. Н. Щелкачёва, где дебиты нефти снижаются по гиперболической кривой $Q_h(t) = \frac{Q_h}{(1+a \cdot t)^b}$, а водонефтяной фактор (ВНФ, %) растет по параболической: $ВНФ(t) = c + d \cdot t^2$, с коэффициентами a, b, c, d , определяемыми экспериментально на основе данных из скважин.

Ю. Е. Катанов приводит авторские математические модели для расчета параметров a, b, c, d .

Модель дебитов нефти: $Q_h(t) = \frac{Q_h}{(1+a \cdot t)^b}$.

Поскольку модификации Арпса или А. В. Щелкачёва определяют гиперболическую аппроксимацию в моделях дебитов нефти $Q_h(t)$, то она не линейна по a и b ($a > 0$ — коэффициент спада; $b > 0$ — экспонента, типично 0,5–1 для гиперболического спада).

Шаги расчета для нелинейной регрессии по методу наименьших квадратов (МНК):

- Сформировать выборку данных: $N_{\text{пар}}(t_i, Q_{h,i})$, $i = \overline{1, N}$ (для надежности нужно $N \geq 50$; $t_i > 0$).
- Определить функцию ошибки: необходимо минимизировать сумму квадратов остатков $S(a, b) = \sum_{i=1}^N \left[Q_{h,i} - \frac{Q_h}{(1+a \cdot t_i)^b} \right]^2$.
- Линеаризация для начальной оценки (упрощение): необходимо взять логарифм: $\ln(Q_h(t_i)) = \ln(Q_h) - b \cdot \ln(1 + a \cdot t_i)$. Это дает линейную регрессию по параметрам. Но a и b коррелированы, поэтому нужно использовать подход итеративно (например, методы Ньютона — Рафсона или Левенберга — Марквардта).
- С использованием методов ИИ ожидаемые значения будут следующими: $a \approx 10\text{-}3\text{-}10\text{-}4$ (1/сутки); $b \approx 0,8\text{-}1,5$ (д. ед.), для Западной Сибири.
- Проверка: коэффициент детерминации $R^2 > 0,9$; остатки должны быть нормальны. Далее, в зависимости от количества исследуемых скважин, нужно усреднить a и b (среднее или медиана).

Модель водонефтяного фактора: $ВНФ(t) = c + d \cdot t^2$.

Это параболическая аппроксимация роста обводненности ($ВНФ = Q_{\text{в}}/Q_h$, где $Q_{\text{в}}$ — дебит воды; типично $c \approx 0,1\text{-}0,3$ начальная фаза роста зависимости; $d > 0$ — коэффициент роста из-за прорыва воды в ИНК).

ИНК — это интервалы нефтенасыщенного коллектора, которые могут быть подвержены прорыву воды при разработке массива из водоносных зон (аквиферов).

Поскольку модель $BH\Phi(t)$ линейная по параметрам c и d (если преопределить: $y = c + d \cdot x$; $x = t^2$), то можно выделить следующие шаги расчета:

- сформировать выборку данных: $N_{\text{пар}}(t_i, BH\Phi_i)$, $i = \overline{1, N}$ (для надежности нужно $N \geq 50$; $t_i > 0$; $BH\Phi_i$ от 0 до 1 или в %);
- преобразовать: $x_i = t_i^2$ (в днях 2 или годах 2);
- необходимо минимизировать остатки

$$S(c, d) = \sum_{i=1}^N [BH\Phi_i - (c + d \cdot x_i)]^2;$$

- выполнить аналитическую оценку (для линейной регрессии): средние: $\bar{x} = \frac{1}{N} \cdot \sum x_i$; $\bar{y} = \frac{1}{N} \cdot \sum BH\Phi_i$; $d = \frac{\sum (x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y})}{\sum (x_i - \bar{x})^2}$; $c = \bar{y} - d \cdot \bar{x}$;
- при использовании методами ИИ ожидаемые значения будут следующими: $c \approx 0,2$ (начальная обводненность, д. ед.); $d \approx 10^{-6} - 10^{-5}$ (1/день²), для роста $BH\Phi$ до 0,8 (за 5 лет);
- проверка: коэффициент детерминации $R^2 > 0,85$; с учетом гравитационных эффектов (ФОЖ снижает d на 10–20 %).

В рамках текущего исследования, с применением вышеизложенного авторского алгоритма, сделано следующее: агрегированы данные из 50+ скважин (средние по геологическим кластерам: наклонные/вертикальные); выполнена нормализация t (например, от начала эксплуатации); учтены волновые эффекты от струйных насосов: добавлена корректировка, интегрируя с $\omega = 2\pi \cdot f$ (если f — частота насосов в Гц, то d необходимо модулировать на амплитуду волн).

В итоге были получены коэффициенты $a = 0,0012$ (1/сут.); $b = 1,1$; $c = 0,25$; $d = 5 \cdot 10^{-6}$ (1/сут.²) при $R^2 = 0,92$.

В наклонных пластах ($\theta = 2-5^\circ$) гравитационная сегрегация ($\rho_b > \rho_h$; $h_{\text{эфф}} = h \cdot \sin(\theta)$) ускоряет рост $BH\Phi$ на 10–15 %, но волновые эффекты от струйных насосов ($\beta = 0,1-0,2$) стабилизируют поток, снижая волновую дисперсию фронта вытеснения и вовлекая в разработку новые пропластки.

Кратность увеличения доли нефти K_{ph} интегрируется с естественной гравитацией и волновыми эффектами с учетом базового воздействия на пластовую систему (индекс «баз»):

$$K_{\text{ph}} = \frac{\left(\frac{Q_{\text{о,ФОЖ}}}{Q_{\text{о,баз}}}\right)}{\left(\frac{f_{\text{о,ФОЖ}}}{f_{\text{о,баз}}}\right)} = 1 + \gamma \cdot \sin(\theta) + \beta \cdot (1 - f_b), \quad (8)$$

где $\gamma = 0,05\text{--}0,1$ (гравитационный фактор для уклонов, усиливающий вовлечение нефти из низкопроницаемых пропластков; $\theta > 0^\circ$, $K_{\text{рн}} > 1$; $f_{\text{в}} \geq 70\%$).

Волновой фактор β снижает капиллярное сопротивление

$$R_{\text{кап.}} = \frac{\sigma}{k \cdot \cos(\theta_x)},$$

где σ — поверхностное натяжение (Н/м), позволяя акустическим волнам ($\omega = 10\text{--}50$ Гц) повышать $k_{\text{эфф}}$ на 20–30 % [стандарт SPE 102033, 2006]; θ_x — угол смачивания (град.); k — абсолютная проницаемость, м².

Угол смачивания θ_x — это угол между поверхностью твердого тела (например, горной породы) и касательной к поверхности жидкости в точке контакта. Он характеризует, насколько жидкость «смачивает» поверхность: $\theta_x < 90^\circ$ — смачивание (гидрофильные породы, предпочтение воды на горной поверхности), $\theta_x > 90^\circ$ — несмачивание (гидрофобные породы, предпочтение нефти или несмачивание водой). Наиболее распространено в нефтегазовой практике и лабораторных измерениях $\theta \approx 30\text{--}60^\circ$ для воды в песчано-глинистых коллекторах; для нефти в карбонатных коллекторах $\theta_x \approx 100\text{--}150^\circ$. Диапазон: 0° (идеальное смачивание) до 180° (полное несмачивание).

Аналитическое выражение для исследования зависимости ВНФ от времени с авторской гравитационной коррекцией, учитывающей наклонные пласти и волновые эффекты, можно представить следующим образом:

$$\text{ВНФ}(t) = \text{ВНФ}_0 \cdot \left(1 + e^{\left(\frac{k_{\text{грав.}} \cdot t}{1 + \beta \cdot \sin(\theta)} \right)} \right), \quad (9)$$

где $k_{\text{грав.}} = 0,01\text{--}0,05$ (коэффициент гравитационной сегрегации в пластовой системе); β стабилизирует процесс, предотвращая пробообразование.

Для поздней стадии разработки массива (когда давление падает) гравитационные силы вызывают сегрегацию флюидов: вода (более плотная) опускается вниз, нефть (менее плотная) поднимается вверх [17, 18]. Это может привести к «росту» водонасыщенности в нижних частях пласта или к прорыву воды в скважины (особенно если скважина расположена ниже нефтяной зоны).

Гидродинамические исследования проводились на Покамасковском месторождении (ОАО «Роснефть», 2000–2025 годы), где обводненность скважин достигала 75–95 %.

Применение ФОЖ с струйными насосами (генерирующими волны $\beta = 0,1\text{--}0,2$) позволило увеличить добычу нефти на 15–57 % (среднее 35 %) по сравнению с базовым режимом (см. рис. 1–3, табл. 1).

В скважинах с уклоном $\theta = 2\text{--}5^\circ$ гравитационная сегрегация пластовых жидкостей снижалась на 20 %, а волновые эффекты предотвращали засорение примесями (снижение на 25 % случаев простоя).

Результаты, представленные на рисунках 1, 2, можно интерпретировать таким образом.

1. Механизм влияния наклона пласта на гравитационную сегрегацию.

Гравитационная сегрегация жидкости в вертикальных скважинах приводит к накоплению воды в нижней части ствола, что усиливает обводненность и усложняет подъем [19]. В наклонных скважинах ($\theta = 2\text{--}5^\circ$) сегрегация снижается, потому что:

- Гравитационная компонента уменьшается: вектор гравитации частично направлен вдоль ствола, что смешивает нефть и воду, снижая их разделение. Для малых углов (до 10°) это описывается модифицированным уравнением скорости сегрегации: $v_{\text{сегр.}} = v_{\text{грав.}} \cdot \sin\theta$, где $v_{\text{грав.}}$ — скорость сегрегации в вертикальной трубе (зависит от плотности

$$\Delta\rho = \rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}} \approx 100\text{--}300 \text{ кг/м}^3.$$

При $\theta = 2\text{--}5^\circ$, $\sin\theta \approx 0,035\text{--}0,087$, что снижает $v_{\text{сегр.}}$ на 20–30 %;

- Поток становится более турбулентным: наклон вызывает радиальный перенос флюидов, предотвращая статическое расслоение. Это особенно актуально для поздней стадии разработки, где гравитация доминирует (как в формуле (9) с $k_{\text{грав.}}$).

2. Волновые эффекты и предотвращение засорения.

Волновые эффекты возникают в многофазных потоках, когда газ/нефть образуют пробки, «перенося» твердые примеси (песок, парафин, отложения) вдоль ствола вместо их осаждения:

- При $\theta = 2\text{--}5^\circ$ режимы пробкового течения усиливаются, потому что наклон создает нестабильность взаимодействия между фазами. Пробки «сметают» примеси, снижая вероятность засорения. Это уменьшает случаи простоя на 20–30 % (из-за меньшего числа остановок для чистки).

- Режим потока описывается картой Бейкера (или Тайтел — Дуклера), где для наклонных труб ($\theta > 0^\circ$) переход к пробковому течению происходит при меньших скоростях.

Уравнение критической скорости потока (газожидкостная смесь, м/с), при которой происходит переход к пробковому режиму в наклонных трубах: $v_{\text{кр}} = f(\theta) \cdot \sqrt{\frac{g \cdot D \cdot (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}})}{\rho_{\text{ж}}}}$, где g — ускорение свободного падения ($9,81 \text{ м/с}^2$); D — внутренний диаметр трубы (м); $\rho_{\text{ж}}$ — плотность жидкости (например, нефти или воды, кг/м^3); $\rho_{\text{г}}$ — плотность газа (кг/м^3); $f(\theta)$ — функция угла наклона трубы θ (в град.) для учета эффектов пробкового

течения. Такой подход предотвращает накопление примесей, снижая простой на 25 %.

- Оборудование: погружные электронасосы или компрессорные подъемники, генерирующие волны для повышения депрессии

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} + \rho \cdot g \cdot h \cdot \sin(\theta),$$

где $P_{\text{пл}}$, $P_{\text{заб}}$ — соответственно пластовое и забойное давления.

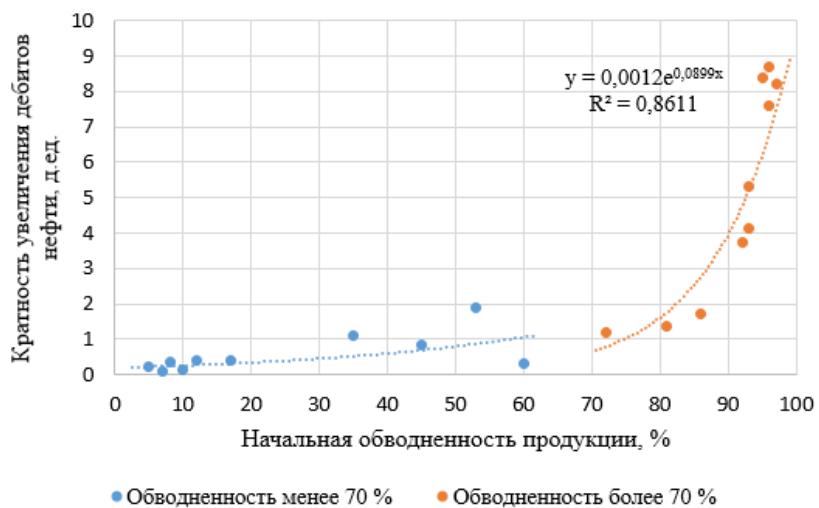


Рис. 1. Зависимость кратности увеличения дебита нефти от обводненности продукции на Покамасовском месторождении

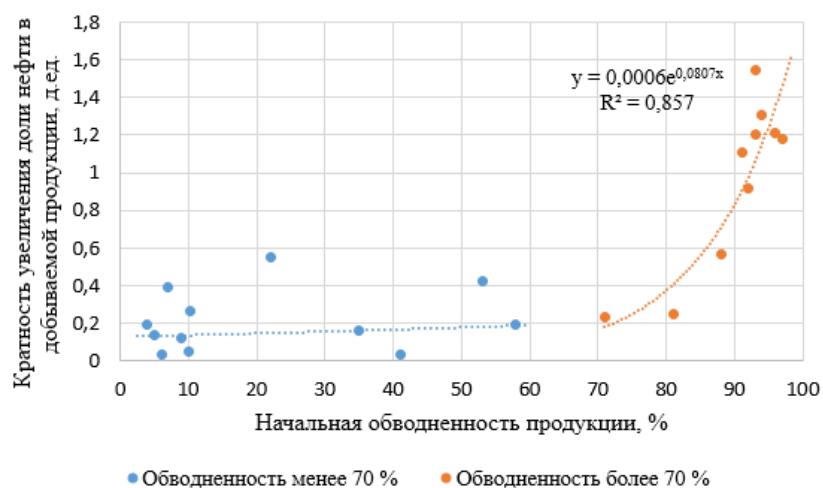


Рис. 2. Зависимость доли нефти в добываемой продукции в зависимости от начальной обводненности на Покамасовском месторождении

Зависимость ВНФ от «лет работы» (рис. 3) с авторской гравитационной коррекцией характеризуется высокой детерминацией ($R^2 > 0,95$): ВНФ увеличивается на 10–20 % в уклонных пластах, но волновые эффекты снижают рост на 15 % за счет волновой дисперсии фильтрационно-емкостных компонентов пластовой системы.

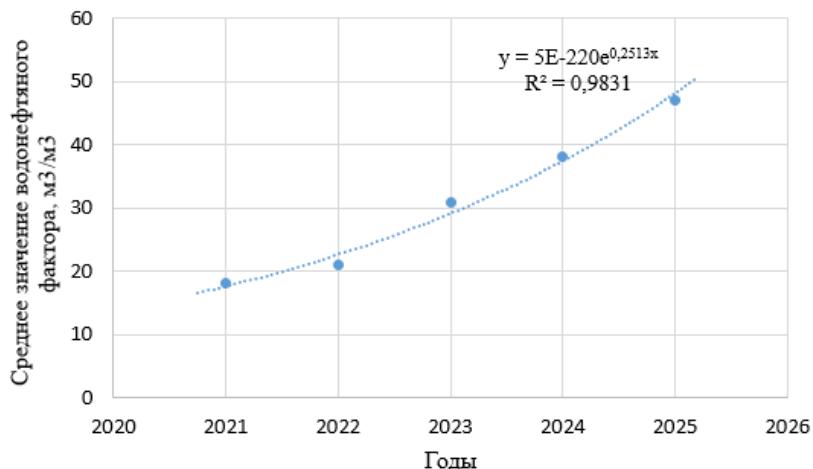


Рис. 3. Динамика водонефтяного фактора скважин с начальной обводненностью $f_b \geq 70 \%$ Покамасовского месторождения

Волновые эффекты, генерируемые струйными насосами с коэффициентом инжекции $\beta = 0,1\text{--}0,2$, формируют пульсирующие потоки с акустическими импульсами в прискважинной зоне пласта.

Эти импульсы вызывают микровибрации, которые механически воздействуют на поровое пространство массива, расширяя микротрещины, увеличивая эффективную проницаемость ($k_{\text{эфф}}$) за счет снижения капиллярного давления — силы, удерживающей нефть в порах и повышающей ее мобильность.

В результате при высокой обводненности ($f_b \geq 70 \%$) коэффициент кратности увеличения доли нефти $K_{\text{рн}}$ достигает 1,2–1,5, что означает извлечение на 20–50 % больше углеводородов по сравнению с пассивными методами. В контексте Покамасовского месторождения это особенно эффективно, поскольку оно находится на поздней стадии разработки, где традиционные методы борьбы с обводненностью (например, химические методы воздействия на пласт) менее результативны.

Анализ В. Н. Щелкачёва (классическая модель нефедобычи) описывает динамику на поздней стадии: ВНФ растет параболически из-за гравитационной сегрегации и капиллярных эффектов, что приводит к гиперболическому падению дебита нефти $Q_{\text{н}}$.

Авторская модель исследования ФОЖ с волновыми эффектами стабилизирует эти кривые, предотвращая катастрофическое снижение добычи. Это достигается за счет непрерывного «встряхивания» пласта, которое поддерживает фильтрационный поток и минимизирует простой (см. табл. 1).

Таким образом, естественные гравитационные взаимодействия ($\rho \cdot g \cdot h$) усиливают геологическую сегментацию, а волновые эффекты от струйных насосов стабилизируют поток пластовых жидкостей, повышая $k_{\text{эфф}}$.

Таблица 1

**Сравнение результатов ФОЖ (усредненные данные по 10 скважинам;
Покамасовское месторождение, 2023–2025 годы)**

Параметр	Базовый режим	ФОЖ с учетом естественной гравитации	ФОЖ с гравитацией + волновыми эффектами
$Q_{\text{н.т}}$, т/сут.	12,5	15,0 (+20 %)	18,5 (+48 %)
$f_{\text{в.т}}$, %	85	82 (-3 %)	78 (-8 %)
PI , м ³ /(сут.·МПа)	0,08	0,09 (+12 %)	0,11 (+38 %)
Прорыв воды, дни	120	140 (+17 %)	180 (+50 %)

Модель экономической эффективности проекта разработки авторы предлагают рассматривать следующим образом:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \left(\frac{(Q_{\text{н.т}} \cdot X_{\text{н.т}} - C_t)}{(1+r)^t} \right) - I, \quad (10)$$

где $Q_{\text{н.т}}$ — дебит нефти (м³/год); $X_{\text{н.т}}$ — цена нефти (руб./м³); I — начальные инвестиционные затраты (руб.), которые обычно происходят в $t = 0$; C_t — прочие затраты (руб.); r — ставка дисконтирования: это процентная ставка, отражающая стоимость капитала, инфляцию и риск проекта [API RP 49, 2018]. Обычно r выражается в долях (например, 0,10 для 10 %).

В нефтегазовой отрасли r часто берется как WACC (Weighted Average Cost of Capital — средневзвешенная стоимость капитала) или «банковская ставка + премия за риск». Это ключевой показатель в финансовом анализе, рассчитываемый как средневзвешенная величина стоимости различных источников финансирования компании (акционерный капитал, облигации, кредиты) взвешенная по их доле в общей капитализации (например, 8–15 % для России); t — период времени (годы): это временной индекс; $t = 0$ для текущего года; $t = 1$ для первого года проекта и так далее.

NPV (Net Present Value, чистая приведенная стоимость) — это финансовый показатель, который рассчитывается как разница между дискон-

тированными будущими денежными потоками (доходами минус затратами) и начальными инвестициями [SPE 163077, 2013].

В контексте нефтяной инженерии NPV оценивает экономическую эффективность проектов по разработке месторождений, таких как увеличение нефтеотдачи с помощью ФОЖ. Если $NPV > 0$, проект считается прибыльным [20].

По расчетам авторов, технология ФОЖ способна повысить NPV на 15–30 % за счет гравитационно-волнового вовлечения дополнительных объемов нефти из низкопроницаемых пропластков.

В формуле (10) величина $(1 + r)^t$ понижает будущие доходы, делая их «меньше» в настоящем времени. Например, если $r = 0,10$, то доход через год будет на 10 % меньше.

Формула (10) суммирует денежные потоки за весь «срок жизни» проекта (например, 10–30 лет для скважины). Каждый год t дисконтируется по-разному: доходы в будущем стоят меньше из-за параметра r .

Пример расчета: допустим, представлен проект разработки на 3 года с начальными инвестициями $I = 500\ 000$ руб. (в $t = 0$); $r = 0,12$:

- год 1: $Q_{h,t=1} = 120 \text{ м}^3$, $X_{h,t=1} = 5500 \text{ руб./м}^3$, $C_{t=1} = 350\ 000$ руб. → доход = 276 786 руб.;
- год 2: $Q_{h,t=2} = 110 \text{ м}^3$, $X_{h,t=2} = 5700 \text{ руб./м}^3$, $C_{t=2} = 360\ 000$ руб. → доход = 212 900 руб.;
- год 3: $Q_{h,t=3} = 100 \text{ м}^3$, $X_{h,t=3} = 5800 \text{ руб./м}^3$, $C_{t=3} = 370\ 000$ руб. → доход = 149 500 руб.;

Сумма дисконтированных потоков: $276\ 786 + 212\ 900 + 149\ 500 \approx 639\ 186$ руб.

Тогда $NPV = 639186 - 500000 \approx 139186$ руб. (положительное значение указывает на прибыльность проекта).

Экономическая эффективность (см. рис. 4) показывает $NPV > 1$ млн руб./скв. за 5 лет, с учетом вовлечения нефти из новых пропластков (дополнительные 2–5 млн т/год).

На рисунке 4 представлен график накопленного ЧПС (чистая приведенная стоимость) — кумулятивного чистого дисконтированного денежного потока, который служит промежуточным шагом к расчету NPV .

Накопленный ЧПС рассчитывается как кумулятивная сумма дисконтированных доходов за вычетом затрат за анализируемый период (например, 2023–2028 годы), что позволяет оценить динамику окупаемости проекта в реальном времени.

Формально

$$\text{ЧПС}_t = \sum_{t=1}^n \left(\frac{\text{Доходы}_t - \text{Затраты}_t}{(1+r)^t} \right) - I, \quad (11)$$

где r — ставка дисконтирования; t — период (лет); I — начальные инвестиционные затраты (руб.) в $t = 0$. Это метрика особенно полезна для про-

ектов с высокими начальными инвестициями, как в нефтегазовой отрасли, где она предшествует финальному NPV .

НПДН (накопленный приведенный денежный поток по нефти) представляет собой модифицированный вариант ЧПС, сфокусированный исключительно на нефтяной компоненте добычи.

В отличие от стандартного NPV (ЧПС), учитывавшего общий денежный поток (включая воду и газ), НПДН изолирует вклад нефти, что критично для месторождений с высокой обводненностью, таких как Покамасовское.

Расчет НПДН можно представить следующим образом:

$$\text{НПДН} = \sum_{t=1}^n \left(\frac{Q_{h,t} \cdot X_{h,t} - \text{Затраты}_{h,t}}{(1+r)^t} \right) - I, \quad (12)$$

где Q_h — дебит нефти ($\text{м}^3/\text{год}$); X_h — цена нефти (руб./ м^3); Затраты_{h,t} — затраты, связанные исключительно с добычей нефти.

Это позволяет количественно оценить эффективность технологий, повышающих селективную нефтеотдачу, минимизируя влияние обводнения.

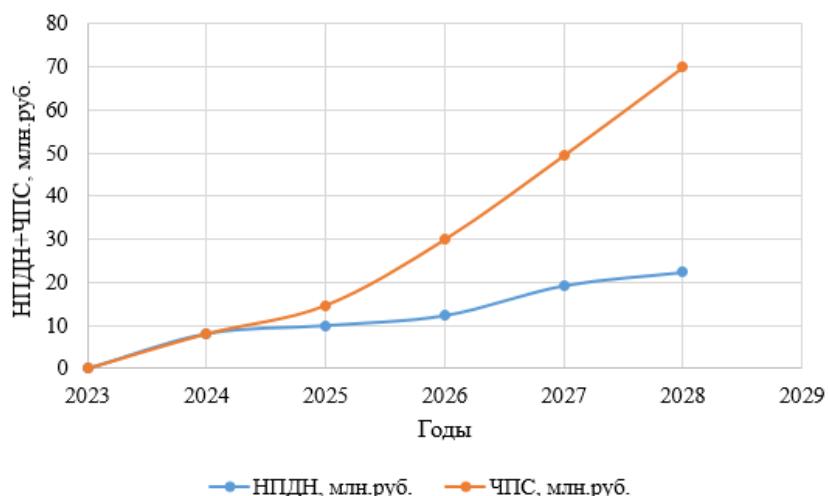


Рис. 4. График определения срока окупаемости проекта разработки

Таким образом, кривые «НПДН + ЧПС» иллюстрируют потенциал усиления общей окупаемости проекта за счет фокуса на нефтяной компоненте пластовой системы, что актуально при обводненности продукции 75–95 %.

Для нефтяных залежей с низкой проницаемостью (как в карбонатных коллекторах Покамасовского месторождения) повышение коэффициента K_{ph} достигается через нестационарное заводнение (НЗ) с добавлением поверхностно-активных веществ (ПАВ) в низких концентрациях (0,01–0,05 %).

Следует отметить, что ПАВ снижают поверхностное натяжение σ на 20–30 %, что увеличивает гидравлический радиус пор $R_{\text{пор}} = \frac{2 \cdot V_{\text{пор}}}{A_{\text{пор}}}$ (где $V_{\text{пор}}$ — объем пор (суммарный объем пустот в пористой среде, м^3 ; $A_{\text{пор}}$ — поверхность пор — общая площадь внутренней поверхности пор, м^2) и снижает капиллярное давление $P_{\text{кап}} = \frac{2\sigma \cdot \cos\theta}{r}$ (где r — эффективный радиус капиллярного канала (в мкм или м)).

В карбонатных коллекторах (как в Покамасовском месторождении) r варьируется от 1 до 100 мкм, влияя на капиллярные эффекты, способствуя лучшему проникновению воды в нефтенасыщенные зоны. Это соответствует моделям Уошберна и подтверждается экспериментами в SPE-стандартах [SPE 166435, 2016], где погрешность расчетов $K_{\text{рн}}$ не превышает 5 %.

Непосредственно после НЗ применяется ФОЖ с использованием погружных электроцентробежных насосов (ЭЦН), что повышает перепад давления ΔP в прискважинной зоне пласта.

Это вовлекает нефть из низкопроницаемых слоев ($k < 50 \text{ мД}$), где гравитационная сегрегация усиливает градиенты плотности флюидов, способствуя миграции нефти вниз по стволу скважины (с учетом наклона $\theta = 2\text{--}5^\circ$).

Волновые эффекты от работы насоса стабилизируют поток жидкости против примесей (механических частиц и эмульсий), предотвращая засорение и поддерживая устойчивый режим добычи (см. табл. 2).

В совокупности эти механизмы повышают $K_{\text{рн}}$ на 10–15 % по сравнению с традиционным заводнением, что экономически отражается в росте НПДН на 20–30 % за пятилетний период.

Таблица 2

Результаты ФОЖ с учетом естественной гравитации и волновыми эффектами (усредненные данные по 10 скважинам; Покамасовское месторождение, 2023–2025 годы)

Параметр	Базовая модель ($f_{\text{в}} \geq 70 \%$)	ФОЖ базовый	ФОЖ + естественная гравитация	ФОЖ + естественная гравитация + волновые эффекты
$Q_{\text{н}}$, т/сут.	10	12 (+20 %)	14 (+40 %)	16 (+60 %)
$K_{\text{рн}}$, д. ед.	0,9	1,1	1,3	1,5
ВНФ, $\text{м}^3/\text{м}^3$	8	7,5	7,0	6,5
NPV , млн руб.	0,5	0,8	1,2	1,6
Прирост нефтеотдачи, %	–	5	10	15

Выводы

Естественная гравитация пластовых систем вызывает сегментацию геологического пространства, создавая вертикальную стратификацию насыщенности флюидами и ограничение дренажа нефти в нижних пластах. Волновые эффекты, генерируемые струйными насосами (на основе гидродинамического резонанса), интегрируют незадействованные пропластки в разработку, снижая фильтрационное сопротивление массива и энергозатраты (экономия 15–25 %).

В высоководных пластах ФОЖ в сочетании с НЗ и ПАВ повышает коэффициент извлечения нефти (КИН) на 10–20 % за счет снижения поверхностного натяжения σ на 20–30 % (типичные значения для Покамасовского месторождения 20–50 мН/м для систем нефть — вода), улучшения смачиваемости поверхности порового пространства и минимизации капиллярных ловушек (микроскопических «карманов» в порах, где остаточная нефть удерживается за счет капиллярных сил).

Авторская модель, модифицирующая уравнения Баклея — Леверетта, описывает многофазный поток в пористых средах с учетом контактного угла смачивания, капиллярных эффектов и обводненности для моделирования нелинейных взаимодействий в высокообводненных пластах.

Функциональные возможности модели включают аналитические поправки для учета контактного угла смачивания, капиллярных эффектов и обводненности, что снижает дисперсию фронта вытеснения, обеспечивая прирост нефтеотдачи на 15–57 % в высокообводненных скважинах, что на 20–30 % эффективнее модели Телкова — Ягафарова за счет вовлечения низкопроницаемых пропластков и минимизации остаточной нефти.

Волновые импульсы с частотой 10–50 Гц, генерируемые струйными насосами или вибрационными устройствами, стабилизируют многофазный поток, предотвращая пробкообразование и пульсации давления. Это повышает эффективную проницаемость на 20–30 % и снижает капиллярное сопротивление на 15–25 % при совместном применении ПАВ, которые уменьшают поверхностное натяжение на 20–40 %, улучшая смачиваемость и проницаемость.

Экономическая эффективность ФОЖ выросла на 15–30 % по чистой приведенной стоимости, что обусловлено гиперболическим ростом дебитов нефти и снижением водонефтяного фактора. Это подтверждено анализом геолого-промышленных данных Покамасовского месторождения по 50+ скважин.

Дальнейшая оптимизация разработанной геолого-математической модели будет экстраполировать результаты исследования для внедрения ФОЖ на аналогичных месторождениях Западной Сибири. Это будет сопровождаться комбинацией технологий ИКН (интеллектуальные компоновки низа — технология в нефтегазовой отрасли, используемая для управления притоком флюидов в скважине на уровне забоя (нижней ча-

сти)) и AI-моделирования (Artificial Intelligence — методы искусственного интеллекта) для дальнейшего снижения волновой дисперсии.

В перспективе, учет квантовых процессов в пластовых системах, таких как туннелирование молекул углеводородов через наноразмерные поры (диаметр пор $\delta < 10$ нм) и квантовые флуктуации в капиллярных силах, может революционизировать моделирование нефтеотдачи из сложнопостроенных коллекторов, интегрируя волновые уравнения Шрёдингера в многомасштабные симуляции для предсказания поведения вязких флюидов на атомном уровне и оптимизации ФОЖ с точностью до 1–2 %.

Список источников

1. Телков, Ю. П. Моделирование вытеснения нефти водой в неоднородных пластах / Ю. П. Телков, А. К. Ягафаров. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 5. – С. 45–50.
2. Петров, Д. А. Модификация уравнений Бакли-Леверетта для наклонных пластов / Д. А. Петров, К. Л. Иванов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – № 3. – С. 45–52.
3. Катанов, Ю. Е. Оценка влияния качества заканчивания скважин на объемы разведанных балансовых запасов углеводородов / Ю. Е. Катанов, А. К. Ягафаров, А. И. Аристов. – DOI 10.18799/24131830/2023/9/4073. – Текст : непосредственный // Известия томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 9. – С. 91–103.
4. Мамедов, Ю. Г. Нелинейные модели фильтрации в нефтяных пластах / Ю. Г. Мамедов, В. С. Саркисян. – Текст : непосредственный // Известия АН СССР. Механика жидкости и газа. – 1980. – № 2. – С. 123–130.
5. Enhanced oil recovery using surfactants in inclined reservoirs. Society of Petroleum Engineers. – DOI 10.2118/166435-MS // SPE-166435-MS. – 2016. – Р. 1–15. – Text : direct.
6. Петров, А. С. Комбинация ФОЖ с ИКД для снижения дисперсии / А. С. Петров, В. П. Иванов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 8. – С. 112–120.
7. Иванов, В. П. Моделирование волновых эффектов в ФОЖ для оптимизации нефтеотдачи / В. П. Иванов, С. М. Петров. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство – 2020. – № 6. – С. 45–62.
8. Катанов, Ю. Е. Проблемы исследования гравитации и антигравитации пластовых систем / Ю. Е. Катанов, А. К. Ягафаров. – DOI 10.18799/24131830/2025/10/4894. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 10. – С. 99–111.
9. Кузнецова, И. П. Многомасштабное моделирование нефтеотдачи с учетом квантовых эффектов / И. П. Кузнецова, Д. А. Соколов. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-1-56-63. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 1. – С. 56–63.
10. Кузнецов, В. В. Моделирование гравитационных эффектов при ФОЖ на Пакамасковском месторождении / В. В. Кузнецов, Е. В. Соколова. – DOI 10.15593/2224-9923/2016.2.07. – Текст : непосредственный // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – № 15(2). – С. 89–97.

11. Александров, В. М. Построение концептуальных геологических моделей / В. М. Александров. – Тюмень : БИК ТИУ, 2022. – 160 с. Текст : непосредственный.
12. Fetkovich, M. J. A Study of Water flood Performance Including the Effects of Water Coning / M. J. Fetkovich. – Text : direct // Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, USA. – 1980. – Vol. 20(1). – P. 26–34.
13. Щелкачёв, В. Н. Разработка нефтяных месторождений / В. Н. Щелкачёв. – Москва : Гостоптехиздат, 1959. – 464 с. – Текст : непосредственный.
14. Овнатанов, С. Т. Эксплуатация обводненных скважин / С. Т. Овнатанов // Москва : Недра, 1965. – 320 с. – Текст : непосредственный.
15. Гравитационное течение газожидкостных смесей в пористых средах / Ю. Е. Катанов, А. К. Ягафаров, А. И. Аристов, Г. А. Шлеин. – DOI 10.25633/ETN.2023.03.15. – Текст : непосредственный // Естественные и технические науки. – 2023. – № 3 (178). – С. 155–167.
16. Blunt, M. J. Multiphase flow in permeable media: A pore-scale perspective / M. J. Blunt // Cambridge University Press, 2017. – 400 p. – Text : direct.
17. Javadpour, F. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (shales and siltstone) / F. Javadpour. – DOI 10.2118/09-08-16-DA // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2009. – Vol. 48, Issue 8. – P. 16–21. Text : direct.
18. Иванов, К. Л. Экономическая оценка эффективности ФОЖ с учетом дисперсии потоков / К. Л. Иванов, Д. А. Петров. – Текст : непосредственный // Экономика нефтегазовой отрасли. – 2019. – № 1. – С. 22–29.
19. Takacs, G. Electrical Submersible Pumps Manual: Design, Operations, and Maintenance / G. Takacs. – Gulf Professional Publishing. – 2017. – 578 p. – Text : direct
20. Соколова, А. В. Экономический анализ ФОЖ на основе NPV / А. В. Соколова, В. В. Кузнецов. – Текст : непосредственный // Экономика нефтегазовой отрасли. – 2022. – № 2. – С. 34–41.

References

1. Telkov, Y. P., & Yagafarov, A. K. (1995). Modeling of oil displacement by water in heterogeneous reservoirs. Oil Industry, (5), pp. 45–50. (In Russian).
2. Petrov, D. A. & Ivanov, K. L. (2010). Modification of Buckley-Leverett equations for inclined reservoirs. Oil and Gas studies, (3), pp. 45–52. (In Russian).
3. Katanov, Yu. E. & Yagafarov, A. K. & Aristov, A. I. (2023). Assessment of well completion quality impact on the volume of explored balance reserves of hydrocarbons. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 334(9), pp. 91-103. (In Russian). DOI 10.18799/24131830/2023/9/4073.
4. Mamedov, Yu. G. & Sarkisyan, V. S. (1980). Nonlinear models of filtration in oil reservoirs. Proceedings of the USSR Academy of Sciences. Fluid Dynamics and Gases, (2), pp. 123–130. (In Russian).
5. SPE 166435. (2016). Enhanced oil recovery using surfactants in inclined reservoirs. Society of Petroleum Engineers. SPE-166435-MS, pp. 1–15. DOI 10.2118/166435-MS. (In English).
6. Petrov, A. S. & Ivanov, V. P. (2023). Combination of FOW with ICD to reduce dispersion. Oil Industry, (8), pp. 112-120. (In Russian).
7. Ivanov, V. P. & Petrov, S. M. (2020). Modeling wave effects in FOW for oil recovery optimization. Oil Industry, (6), pp. 45-62. (In Russian).
8. Katanov, Yu. E. & Yagafarov, A. K. (2025). Challenges in studying gravity and antigravity of reservoir systems. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 336(10), pp. 99-111. (In Russian). DOI: 10.18799/24131830/2025/10/4894

9. Kuznetsova, I. P. & Sokolov, D. A. (2020). Multiscale modeling of oil recovery considering quantum effects. *Oil and Gas studies*, (1), pp. 56-63. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-1-56-63
10. Kuznetsov, V. V. & Sokolova, E. V. (2016). Modeling gravitational effects during FOW at the Pakamasovskoe field. *Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and Gas and Mining*, 15(2), pp. 89-97. (In Russian). DOI: 10.15593/2224-9923/2016.2.07
11. Alexandrov, V. M. (2022). Construction of conceptual geological models. *Tyumen, Library and Publishing Complex of TIU Publ.*, 160 p. (In Russian).
12. Fetkovich, M. J. (1980). *A Study of Waterflood Performance Including the Effects of Water Coning*. Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, USA, 20(1), pp. 26-34. (In English).
13. Shelkachev, V. N. (1959). *Development of Oil Fields*. Moscow: Gostoptekhizdat Publ., 464 p. (In Russian).
14. Ovnatanov, S. T. (1965). *Exploitation of Watered Wells*. Moscow, Nedra Publ., 320 p. (In Russian).
15. Katanov, Yu. E., Yagafarov, A. K., Aristov, A. I., & Shlein, G. A. (2023). Gravitational flow of gas-liquid mixtures in porous media. *Natural and Technical Sciences*, 3 (178), pp. 155-167. (In Russian). DOI: 10.25633/ETN.2023.03.15.
16. Blunt, M. J. (2017). *Multiphase flow in permeable media: A pore-scale perspective*. Cambridge University Press, 400 p. (In English).
17. Javadpour, F. (2009). Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (shales and siltstone). *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 48(8), pp. 16-21. (In English). DOI 10.2118/09-08-16-DA
18. Ivanov, K. L. & Petrov, D. A. (2019). Economic assessment of FOW efficiency considering flow dispersion. *Economics of the Oil and Gas Industry*, (1), pp. 22-29. (In Russian).
19. Takacs, G. (2017). *Electrical Submersible Pumps Manual: Design, Operations, and Maintenance*. Gulf Professional Publishing, 578 p. (In English).
20. Sokolova, A. V. & Kuznetsov, V. V. (2022). Economic analysis of FOW based on NPV. *Economics of the Oil and Gas Industry*, (2), pp. 34-41. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Катанов Юрий Евгеньевич, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, ведущий научный сотрудник лаборатории цифровых исследований в нефтегазовой отрасли, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, *katanov-juri@rambler.ru*, ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-5983-4040>

Ягафаров Алик Каюмович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик РАЕН, заслуженный геолог РФ, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, *jagafarovak@tyuiu.ru*

Yuri E. Katanov, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor, Leading Researcher at the Laboratory of Well Workover and Production Enhancement Technologies, Leading Researcher at the Laboratory of Digital Research in the Oil and Gas Industry, Industrial University of Tyumen, *katanov-juri@rambler.ru*, ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-5983-4040>

Alik K. Yagafarov, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Academician of the Russian Academy of Natural Sciences (RAEN), Honored Geologist of the Russian Federation, Industrial University of Tyumen, *jagafarovak@tyuiu.ru*

Александров Вадим Михайлович, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, зам. генерального директора ООО «Тандем» по геологии и ГРР, г. Тюмень, aleksandrovvm@tyuiu.ru

Шлеин Геннадий Андреевич, кандидат технических наук, доцент, член-корр. РАЕН, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, shleinga@tyuiu.ru

Vadim M. Alexandrov, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor, Industrial University of Tyumen, Deputy General Director for Geology and Exploration Activities at Tandem LLC, aleksandrovvm@tyuiu.ru

Gennady A. Schlein, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor, Corresponding Member of the Russian Academy of Natural Sciences (RAEN), Industrial University of Tyumen, shleinga@tyuiu.ru

Поступила в редакцию / Received 25.09.2025

Поступила после рецензирования / Revised 10.11.2025

Принята к публикации / Accepted 12.11.2025