

Моделирование влияния акустического воздействия на подвижность флюида в пористой среде для интенсификации добычи нефти

Евгений Александрович Марфин^{1,2}✉

¹ Институт энергетики и перспективных технологий ФИЦ Казанский научный центр РАН, Казань, Россия

² Институт физики, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Контакт для переписки: marfin_ea@mail.ru✉

Аннотация. В условиях роста доли трудноизвлекаемых запасов нефти акустическое воздействие предлагается как экологичная альтернатива традиционным методам повышения нефтеотдачи. В работе разработана математическая модель, связывающая параметры акустического поля (частота, амплитуда) с подвижностью флюида в пористой среде. На основе энергетического подхода выведено уравнение для приращения подвижности, учитывающее поглощение звуковой энергии, амплитуду колебаний и градиент давления. Экспериментальная верификация на образцах с проницаемостью 0,1–7 мД подтвердила зависимость эффективности от начальной проницаемости через коэффициент η , имеющий логнормальное распределение. Установлено, что максимальный прирост дебита достигается в низкопроницаемых коллекторах (до 30 мД) при амплитудах ~1 атм и частотах килогерцового диапазона. На примере Ромашкинского месторождения модель прогнозирует кратное увеличение дебита нефти. Полученные результаты формируют научную основу для оптимизации акустических методов воздействия на нефтяные пласты.

Ключевые слова: акустическая стимуляция, пористая среда, подвижность флюида, фильтрационные процессы, низкопроницаемые коллекторы, коэффициент нефтеотдачи, скважинный излучатель, математическое моделирование

Цитирование: Марфин Е. А. (2025) Моделирование влияния акустического воздействия на подвижность флюида в пористой среде для интенсификации добычи нефти // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 11. № 3 (43). С. 93–111. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2025-11-3-93-111>

Поступила 01.08.2025; одобрена 25.09.2025; принята 26.09.2025

Modeling the influence of acoustic impact on fluid mobility in porous media for oil production intensification

Evgeny A. Marfin^{1,2}✉

¹ Institute of Power Engineering and Advanced Technologies, FRC Kazan Scientific Center, Russian Academy of Sciences, Kazan, Russia

² Institute of Physics, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia

Corresponding author: marfin_ea@mail.ru✉

Abstract. In light of the escalating proportion of oil reserves deemed to be uneconomical to recover, the utilisation of acoustic impact as a substitute for conventional techniques in enhancing oil recovery is being advocated as a more environmentally sustainable approach. The paper presents a mathematical model that establishes a correlation between acoustic field parameters (frequency, amplitude) and fluid mobility in a porous medium. The derivation of an equation for mobility increment is based on an energy approach. This equation takes into account sound energy absorption, oscillation amplitude, and pressure gradient. Through experimental verification on samples with permeability ranging from 0.1 to 7 mD, the dependence of efficiency on initial permeability was confirmed. This dependence was found to be characterised by a coefficient of efficiency, termed “ η ”, which exhibited a lognormal distribution. It has been established that the maximum increase in flow rate is achieved in low-permeability reservoirs (up to 30 mD) at amplitudes of approximately 1 atm and frequencies in the kilohertz range. Utilising the Romashkinskoye field as a case study, the model forecasts a substantial augmentation in oil flow rate. The results obtained from this study provide a scientific foundation for the optimisation of acoustic methods employed in the influence of oil reservoirs.

Keywords: acoustic stimulation, porous medium, fluid mobility, filtration processes, low-permeability reservoirs, oil recovery factor, wellbore emitter, mathematical modeling

Citation: Marfin, E. A. (2025). Modeling the influence of acoustic impact on fluid mobility in porous media for oil production intensification. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 11 (3), 93–111. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2025-11-3-93-111>

Received Aug. 1, 2025; Reviewed Sep. 25, 2025; Accepted Sep. 26, 2025

Введение

Современный этап разработки нефтяных месторождений характеризуется возрастающей долей трудноизвлекаемых запасов, связанных с низкопроницаемыми и истощенными коллекторами [Куленцан, Марчук, 2022]. Это обуславливает необходимость внедрения эффективных методов интенсификации добычи, направленных на восстановление фильтрационных характеристик продуктивных пластов, особенно на поздней стадии эксплуатации [Гасанов, Гасимова, 2021; Гурбанов, Мамедова, 2022; Магадова и др., 2023; Манжай и др., 2021]. Среди таких методов — тепловые, химические и гидродинамические технологии, каждая из которых обладает как преимуществами, так и существенными ограничениями.

Тепловые методы (паротепловое воздействие, внутрипластовое горение и др.) обеспечивают снижение вязкости нефти за счет повышения температуры в пласте [Гильманов и др., 2021; Гильманов и др., 2023; Нуриев и др., 2023; Шарафутдинов и др., 2024], однако требуют значительных энергетических ресурсов и сопряжены с рисками разрушения коллектора и экологическими последствиями. Химические технологии, включая кислотные обработки, закачку ПАВ, полимеров и гелеобразующих систем, направлены на модификацию межфазных взаимодействий и увеличение нефтеотдачи [Алтунина, Кувшинов, 2025; Велиев, 2020; Дмитриева и др., 2024; Степанов и др., 2022; Хабибуллин, 2020; Яркеева и др., 2023]. Их эффективность, однако, чувствительна к минерализации пластовой воды, требует точного контроля и часто ограничена стоимостью реагентов. Гидродинамические методы (нагнетание воды, газа, водогазовых смесей и др.) широко применяются [Kozhevnikov et al., 2021; Иванов и др., 2021; Поплыгин, Уирсигроч, 2020; Рожкова, Гуляев, 2022], но на поздних стадиях разработки теряют эффективность из-за неравномерного охвата пласта и увеличения обводненности.

В контексте ограничений традиционных подходов растет интерес к физическим методам воздействия, в частности к акустической стимуляции, как экологически безопасной и селективной технологии [Бажалук и др., 2012; Ведменский, Стрекалов 2020; Кравцов и др., 2016; Beresnev, Johnson, 1994]. Акустическое воздействие позволяет мобилизовать остаточные запасы за счет изменения фильтрационных свойств пористой среды. Воздействие упругих волн на насыщенные флюидом коллекторы инициирует ряд физических процессов, способствующих повышению нефтеотдачи: ослабление капиллярных сил [Beresnev, Deng, 2010]; снижение вязкости нефти [Galimzyanova et al., 2024; Volkova, Morozova, 2023, Марфин, 2025]; разрушение коагулирующих отложений и повышение подвижности флюидов [Elkhoury et al., 2011; Гатауллин, 2022]. Особенно

важно, что акустическая технология может применяться многократно без разрушения структуры пласта.

Физическая природа акустического воздействия на продуктивный пласт заключается в возбуждении упругих колебаний в пористой среде, насыщенной жидкостью. Теоретическая основа моделирования этих процессов базируется на механике деформируемых двухфазных сред, в частности на модели Френкеля–Био–Николаевского [Николаевский, 1996], которая рассматривает пористую среду как упругое тело, насыщенное флюидом. При распространении акустических волн в такой среде возникают продольные волны первого и второго рода, а также поперечные сдвиговые волны, вызывающие относительные смещения между твердым скелетом и жидкостью. Эти смещения формируют осцилляционную фильтрацию — колебательное движение флюида, сопровождаемое локальными перепадами давления и скоростей фильтрации [Ганиев и др., 2007].

Наиболее значимый эффект акустического воздействия — временное нарушение равновесия капиллярных сил и межфазных границ, что способствует мобилизации нефти и очистке пор от коагулирующих частиц. Воздействие особенно эффективно при частотах, соответствующих резонансным свойствам поровой структуры [Черемисин, Черемисин, 2009]. Акустические волны также способны разрушать газовые пробки и коагуляцию, улучшая проницаемость и активируя новые пути фильтрации.

Результат воздействия во многом определяется параметрами волны — частотой, амплитудой и длительностью возбуждения. Низкие частоты обеспечивают глубокое проникновение, но слабое воздействие, тогда как высокие быстро затухают. Поскольку пласт содержит макро-, мезо- и микронеоднородности, возникают требования к длине волны — частоте воздействия. Эффективным представляется звуковой диапазон частот, который варьируется от сотен герц до нескольких килогерц и зависит от геологических характеристик пласта.

Генерация упругих колебаний в скважинных условиях осуществляется с помощью специализированных излучателей, включая гидродинамические проточные устройства, которые преобразуют часть энергии потока в акустические волны [Abdrashitov, Marfin, 2021; Marfin et al., 2022]. Для обработки призабойной зоны вблизи скважины эффективно ультразвуковое воздействие [Муллакаев и др., 2019; Шиканов и др., 2019]. Формируемое при воздействии волновое поле в пласте имеет сложную структуру, обусловленную геометрией, акустическими контрастами и неоднородностями среды [Губайдуллин и др., 2022; Зайченко и др., 2010; Максимов, Радченко, 2005].

Несмотря на экспериментальные данные, подтверждающие эффективность акустической стимуляции, в настоящее время отсутствует универсальная физико-математическая модель, позволяющая количественно оценить влияние параметров воздействия на фильтрационные процессы и дебит скважин. Большинство существующих подходов опираются на эмпирический выбор частот и амплитуд, что снижает воспроизводимость и предсказуемость результатов. Существенным ограничением также остается недоста-

точная техническая проработанность и надежность оборудования для широкомасштабного внедрения технологии [Гатауллин и др., 2021].

Настоящая работа направлена на разработку математической модели, описывающей влияние акустического воздействия на подвижность флюида в насыщенной пористой среде. Рассматриваются особенности формирования волнового поля скважинным излучателем и его взаимодействие с флюидом, анализируется зависимость дебита нефти от параметров воздействия. Полученные результаты могут стать основой для алгоритма выбора оптимальных режимов акустической стимуляции, учитывающего геологические характеристики и режим эксплуатации конкретного месторождения.

Модель подвижности флюида в акустическом поле

Механизм интенсификации фильтрации флюида в пористой среде при акустическом воздействии связан с передачей энергии упругих колебаний от твердого скелета к насыщающей жидкости. При этом часть энергии упругой волны, поглощенная в поровом пространстве, расходуется на преодоление вязкостного сопротивления и может приводить к локальному снижению эффективной вязкости флюида, изменению смачиваемости и, как следствие, к увеличению его подвижности. Подвижность флюида, в классическом понимании, определяется как отношение проницаемости среды к вязкости:

$$\lambda = \frac{k}{\mu}, \quad (1)$$

где λ — подвижность флюида; k — проницаемость пористой среды; μ — вязкость флюида.

В качестве гипотезы для количественного описания влияния акустического воздействия на подвижность введем следующее предположение. Пусть часть мощности, поглощенной пористой средой в результате затухания упругой волны, приводит к снижению затрат энергии на фильтрацию, что тем самым эквивалентно увеличению подвижности флюида.

Рассмотрим участок пористой среды длиной L и площадью сечения S , через который фильтруется флюид (нефть, пластовая вода и др.) с вязкостью μ под действием постоянного перепада давления Δp (и, соответственно, градиента давления $\Delta p/L$). Согласно закону Дарси, для рассматриваемого случая, объемный расход жидкости равен:

$$Q = \frac{kS}{\mu L} \Delta p = \lambda S \frac{\Delta p}{L}. \quad (2)$$

Затрачиваемая мощность на осуществление фильтрации при этом равна произведению объемного расхода жидкости на перепад давления:

$$P_{\Phi} = Q \Delta p = \lambda S \frac{(\Delta p)^2}{L}. \quad (3)$$

Рассмотрим теперь акустическое воздействие. Предположим, что в объеме пористой среды распространяется акустическая волна, и ее поглощенная энергия частично расходуется на снижение гидродинамического сопротивления фильтрации. Это приводит к росту подвижности до $\lambda_{\text{ак}}$.

При постоянном перепаде давления Δp , снижение энергетических потерь в результате акустического воздействия приводит к увеличению объемного расхода до $Q_{\text{ак}}$. Тогда новый расход можно выразить как:

$$Q_{\text{ак}} = \lambda_{\text{ак}} S \frac{\Delta p}{L}. \quad (4)$$

Пусть разница между новой и исходной мощностью, затрачиваемой на фильтрацию жидкости в пористой среде, равна мощности, поглощенной упругой волной, умноженной на коэффициент η , т. е.:

$$P_{\phi}^* = P_{\phi} + \eta P_{\text{погл}}. \quad (5)$$

Коэффициент η является эффективным параметром калибровки модели, который включает не только долю поглощенной энергии, но и поправочные множители, связанные с системой единиц и нормировкой мощности. Он интерпретируется как эмпирический коэффициент чувствительности подвижности к акустическому воздействию, а не как строгая доля энергии, и его численные значения могут выходить за предел $[0; 1]$.

Поскольку Δp неизменно, то:

$$Q_{\text{ак}} = \frac{P_{\phi}^*}{\Delta p} = \frac{P_{\phi} + \eta P_{\text{погл}}}{\Delta p} = Q + \frac{\eta P_{\text{погл}}}{\Delta p}. \quad (6)$$

Выразим подвижность флюида при акустическом воздействии:

$$\lambda_{\text{ак}} = \frac{Q_{\text{ак}} L}{S \Delta p} = \frac{\left(Q + \frac{\eta P_{\text{погл}}}{\Delta p} \right) L}{S \Delta p} = \frac{Q L}{S \Delta p} + \frac{\eta P_{\text{погл}} L}{S (\Delta p)^2} = \lambda + \frac{\eta P_{\text{погл}} L}{S (\Delta p)^2}. \quad (7)$$

Учитывая, что интенсивность звука ($I = \frac{p_0^2}{2\rho c}$) зависит от амплитуды колебаний p_0 , плотности насыщенной пористой среды ρ и скорости звука в ней c , мощность поглощенной звуковой энергии $P_{\text{погл}}$ можно записать в виде:

$$P_{\text{погл}} = S(I_1 - I_2) = S \frac{p_0^2}{2\rho c} (1 - \exp(-2\alpha L)), \quad (8)$$

где I_1 и I_2 — интенсивности звука в начале и в конце участка пористой среды длиной L соответственно, α — коэффициент затухания звука.

Уравнение подвижности при акустическом воздействии примет вид:

$$\lambda_{\text{ак}} = \lambda + \frac{\eta P_{\text{полл}} L}{S(\Delta p)^2} = \lambda \left(1 + \frac{\eta p_0^2 L (1 - \exp(-2\alpha L))}{2\rho c \lambda (\Delta p)^2} \right) = \lambda (1 + \delta\lambda). \quad (9)$$

Перепишем второе слагаемое в скобках и рассмотрим приращение подвижности в пределе $L \rightarrow 0$.

$$\delta\lambda = \frac{\eta p_0^2 L^2 (1 - \exp(-2\alpha L))}{2\rho c \lambda (\Delta p)^2 L} = \frac{\eta}{2\rho c \lambda} \frac{(1 - \exp(-2\alpha L))}{L} \left(\frac{p_0}{\Delta p / L} \right)^2. \quad (10)$$

Учитывая, что

$$\lim_{L \rightarrow 0} \frac{(1 - \exp(-2\alpha L))}{L} = 2\alpha, \quad (11)$$

получаем, что относительный прирост подвижности флюида равен:

$$\delta\lambda = \frac{\eta \alpha}{\rho c \lambda} \left(\frac{p_0}{\text{grad } p} \right)^2. \quad (12)$$

Выражение в скобках в формуле (12) представляет собой величину, связывающую параметры акустического воздействия (амплитуда) и гидродинамические условия течения (градиент давления).

Анализ полученного выражения показывает, что относительное приращение подвижности $\delta\lambda$ пропорционально квадрату отношения амплитуды колебаний к градиенту давления. При этом чем меньше начальная подвижность флюида, тем больше эффект воздействия. Полученное уравнение может быть использовано для оценки прироста дебита, зная параметры волнового воздействия и характеристики пласта.

Для оценки параметра η воспользуемся экспериментальными данными работы [Elkhoury et al., 2011]. Так как при постоянной вязкости μ подвижность λ пропорциональна проницаемости k , относительное изменение подвижности эквивалентно относительному изменению проницаемости. В дальнейшем для удобства анализа перейдем к интерпретации через проницаемость. В этой работе авторы исследовали изменение проницаемости в образцах пористых сред под воздействием упругих колебаний при фильтрации воды вязкостью 0,889 мПа·с, значение которой не меняется при воздействии. Экспериментальные точки относительного изменения проницаемости для различных амплитуд колебаний приведены на рис. 1. Используя необходимые для формулы (12) данные, получаем, что коэффициент η зависит от начальной проницаемости (или подвижности флюида). Так, для образца начальной проницаемостью 1,0 мД (10^{-15} м^2) $\eta = 761,4$, а для образца с проницаемостью 0,1 мД (10^{-16} м^2) $\eta = 104,6$.

Для уточнения параметра η были проведены экспериментальные испытания, в которых перепад давления на пористых образцах и амплитуда колебаний поддерживалась постоянной ($\Delta p = 0,3 \text{ МПа}$, $p_0 = 600 \text{ Па}$). Остальные параметры эксперимента представлены в табл. 1. В качестве флюида использовалась модель пластовой воды — рассол поваренной соли с концентрацией 120 г/л.

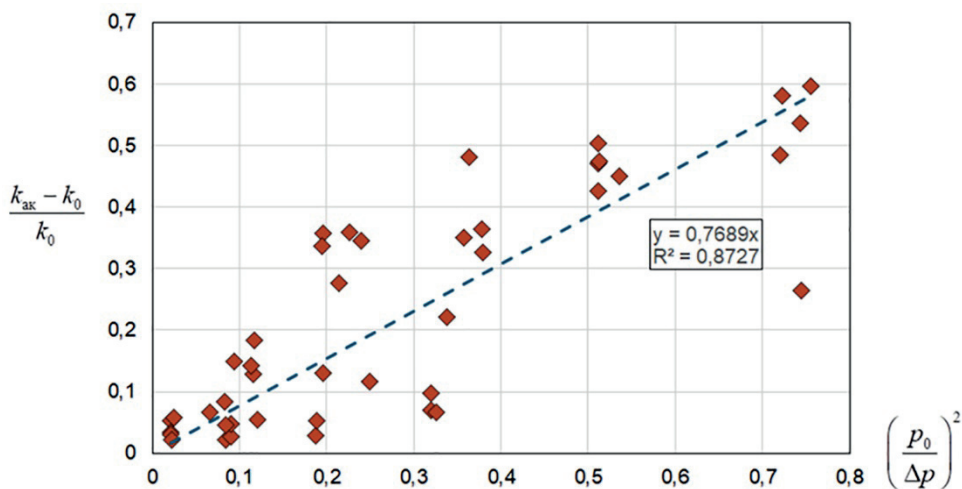


Рис. 1. Относительное изменение проницаемости пористых материалов от квадрата приведенной амплитуды колебаний [Elkhoury et al., 2011].
Fig. 1. Relative change in permeability of porous materials from the square of the reduced amplitude of oscillations (Elkhoury et al., 2011)

Таблица 1. Параметры лабораторного эксперимента
Table 1. Parameters of the laboratory experiment

Номер образца	Начальная проницаемость k_0 , мД	Частота воздействия f , Гц	Коэффициент затухания звука α , м ⁻¹	Проницаемость при воздействии $k_{ак}$, мД
1	2	1000	0,0616	2,2
2	3	2000	0,1232	3,5
3	4,7	4000	0,2464	5,4
4	6,9	8000	0,4928	7,5

Расчет параметра η по формуле (12) показал, что его значение действительно зависит от начальной проницаемости. Анализ гистограммы экспериментальных данных показал, что наилучшее соответствие по сравнению с альтернативными функциями (экспоненциальной, степенной, нормальной) получено при логнормальной аппроксимации (оранжевая линия на рис. 2):

$$\eta = 15100 \cdot f_x(k) = 15100 \frac{1}{k\sqrt{2\pi\sigma}} e^{-(\ln k - \mu)^2 / 2\sigma^2}, \tag{13}$$

где значения проницаемости определяются в мД (10^{-15} м²), а параметры σ и μ определены методом наименьших квадратов ($\sigma = 0,6$ и $\mu = 1,39$).

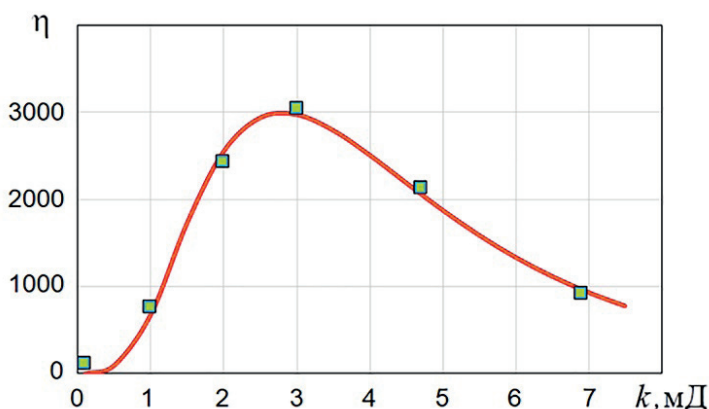


Рис. 2. Зависимость коэффициента η от начальной проницаемости

Fig. 2. Dependence of the coefficient η on the initial permeability

Моделирование акустического воздействия на добычу нефти

Полученная математическая модель демонстрирует количественную связь между параметрами акустического воздействия и подвижностью флюида. Она позволяет объяснить рост дебита скважин при акустической стимуляции как результат перераспределения энергии: часть энергии упругих колебаний расходуется на уменьшение эффективного сопротивления фильтрации. Эта модель может быть использована для выбора оптимальных режимов воздействия с целью максимизации отдачи при минимальных энергетических затратах.

Рассмотрим процесс притока нефти к вертикальной скважине для модельного кругового пласта, параметры которого близки к характеристикам Турнейского яруса Ромашкинского месторождения, который обладает следующими параметрами: карбонатный коллектор на глубине 1245 м; средняя эффективная нефтенасыщенная толщина — 4,3 м; проницаемость — 30 мД; пластовое давление — 11 МПа; вязкость нефти в пластовых условиях — 32,6 мПа·с; плотность нефти — 904 кг/м³; радиус контура питания — 600 м; радиус скважины — 0,06 м. Начальный дебит (Q_0) для забойного давления, равного 4,0 МПа, рассчитывается по формуле Дюпюи и для заданных условий составляет 1,48 т/сут. Акустическое воздействие, создаваемое скважинным излучателем, формирует в пласте волновое поле. Амплитуда волны уменьшается пропорционально квадратному корню расстояния из-за расширения волнового фронта и экспоненциально — вследствие поглощения, величина которого зависит от частоты колебаний [Максимов, Радченко, 2005]. С помощью программы Maple проведем численный расчет относительного изменения дебита скважины, вызванного увеличением подвижности флюида, для заданных условий. На рис. 3 показана трехмерная зависимость относительного дебита скважины от амплитуды и частоты акустических колебаний излучателя.

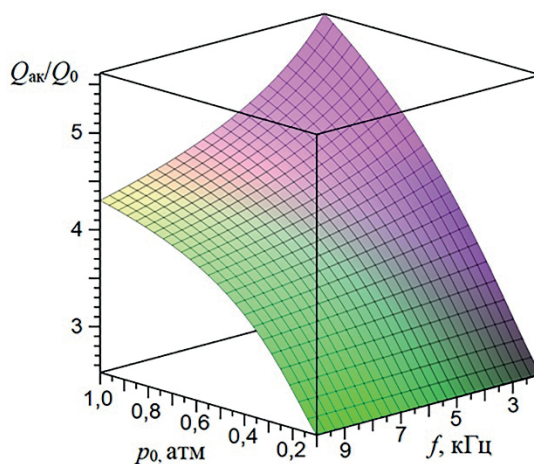


Рис. 3. Относительное изменение дебита от параметров акустического воздействия

Fig. 3. Relative change in flow rate from acoustic impact parameters

Проведенное моделирование подтвердило, что акустическое воздействие существенно влияет на подвижность флюида в пористой среде с низкой проницаемостью, приводя к кратному увеличению дебита скважины. Анализ трехмерной зависимости (рис. 3) показывает, что при амплитуде колебаний до 1,0 атм прирост дебита сильнее зависит от амплитуды, чем от частоты колебаний. Увеличение частоты колебаний приводит к снижению эффективности из-за усиленного поглощения акустической энергии.

Обсуждение результатов

Разработанная математическая модель подвижности флюида в пористой среде под действием акустических волн позволила количественно оценить влияние параметров упругих колебаний — частоты и амплитуды — на фильтрационные характеристики пласта и дебит скважин. Полученные результаты находятся в хорошем согласии с экспериментальными данными, представленными в литературе [Elkhoury et al., 2011], и подтверждают потенциал акустической стимуляции как эффективного метода интенсификации добычи, особенно на поздних стадиях разработки и в условиях низкопроницаемых коллекторов.

Анализ модели показал, что прирост подвижности флюида существенно зависит от амплитуды акустических колебаний и обратно пропорционален градиенту давления в пласте. В частности, модель демонстрирует квадратичную зависимость подвижности от отношения амплитуды колебаний к градиенту давления. Наибольший эффект наблюдается в коллекторах с исходно низкой проницаемостью, где даже незначительное снижение капиллярных и вязкостных сил приводит к заметному росту дебита. Это подтверждает перспективность применения акустического воздействия на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами.

Сравнительный анализ влияния частоты и амплитуды показал, что эффективность стимуляции в большей степени определяется амплитудой колебаний. В то же время частотные характеристики оказывают критическое влияние на глубину проникновения воздействия. Частоты свыше 4 кГц способствуют быстрому затуханию волн, что ограничивает радиус эффективного действия. Согласно расчетам в диапазоне частот 1–4 кГц при амплитудах воздействия от 1,0 атм и выше достигается высокая эффективность. Эти значения обеспечивают достаточную энергию для возбуждения колебательных процессов в поровом пространстве без избыточного затухания.

В модели введен коэффициент эффективности воздействия η , зависящий от начальной проницаемости пористой среды. Его логнормальное распределение (13) позволяет адаптировать параметры акустического воздействия под конкретные геолого-физические условия, что значительно повышает точность прогноза и управляемость технологического процесса. Учет перераспределения энергии волнового поля в объеме пласта позволяет оптимизировать режимы генерации волн, минимизируя энергетические затраты при сохранении высокой эффективности стимуляции. Таким образом, предложенный подход может быть экономически предпочтительнее по сравнению с традиционными методами воздействия — тепловыми и химическими.

Результаты моделирования согласуются с выводами, представленными в других работах [Максимов, Радченко, 2005; Зайченко и др., 2010], где также указывается роль резонансных частот и амплитуд в изменении фильтрационных характеристик. Однако в отличие от предыдущих исследований, предложенная модель впервые формализует количественную зависимость между параметрами акустического поля и изменением подвижности флюида, что ранее рассматривалось преимущественно на качественном или эмпирическом уровне.

Важно отметить, что модель была верифицирована на основе лабораторных данных, что обеспечивает ее корректность в условиях контролируемых экспериментов. Однако для масштабирования на реальные геологические условия требуется проведение полевых испытаний, с учетом неоднородности пластов, наличия трещин, многокомпонентности флюидов и прочих факторов, оказывающих влияние на фильтрационные процессы.

Для промышленного внедрения технологии необходимо развитие технических решений, способных обеспечивать стабильную генерацию акустических волн в условиях высоких температур, давлений и химически агрессивных сред. Перспективным направлением является применение гидродинамических проточных излучателей [Marfin et al., 2022], позволяющих эффективно преобразовывать энергию потока в акустические колебания непосредственно в призабойной зоне. Такие излучатели могут быть спроектированы на основе струйного осциллятора Гельмгольца [Abdrashitov, Marfin, 2021]. При использовании сжимаемой жидкости (газ, пар и др.) в качестве рабочего агента можно применять газоструйные излучатели, одной из разновидностей которых является свисток Гартмана. Принцип его работы основан на периодическом заполнении и опорожнении резонирующей полости нерасчетной струей, истекающей из конического сопла. При размещении данной пары сопло-резонатор внутри второго полузамкнутого канала в определенном месте можно добиться генерации высокоинтенсивного акусто-

конвективного потока с частотами от 100 до 10 000 Гц с максимальной интенсивностью от 160 до 180 дБ [Zhilin, Golubev, 2018; Жилин, 2024]. Полученные в физическом эксперименте амплитудно-частотные параметры были воспроизведены при численном моделировании в работе [Kravchenko, Zhilin, 2019].

Дополнительно, акустическое воздействие может быть эффективно интегрировано с другими методами интенсификации — например, закачкой поверхностно-активных веществ (ПАВ) или циклическим гидродинамическим нагнетанием — для достижения синергетического эффекта. Совмещение технологий требует дополнительного теоретического и экспериментального изучения, но открывает широкие возможности для повышения нефтеотдачи при оптимизации затрат.

В целом, полученные результаты закладывают основу для рационального выбора параметров акустического воздействия с учетом геологических и технологических условий, а также формируют научно обоснованную базу для дальнейшей инженерной реализации и масштабирования метода.

Заключение

В данной работе представлена математическая модель, описывающая влияние акустического воздействия на подвижность флюида в пористой среде, с учетом ключевых параметров колебательного воздействия и геолого-физических характеристик пласта. Установлено, что эффективность акустической стимуляции существенно зависит от амплитуды и частоты упругих колебаний, а также от начальной проницаемости коллектора. Наибольший прирост дебита достигается в низкопроницаемых породах при амплитудах порядка 1,0 атм и частотах в диапазоне 1–4 кГц, что указывает на высокую перспективность применения акустического метода в условиях трудноизвлекаемых запасов.

Проведенный анализ показал, что акустическая стимуляция может быть энергетически и технологически эффективной альтернативой традиционным методам повышения нефтеотдачи, таким как тепловое и химическое воздействие. Модель позволяет количественно описывать связь между параметрами акустического поля и изменением фильтрационно-емкостных свойств пласта, что обеспечивает основу для прогнозируемого и управляемого применения технологии в полевых условиях.

Согласование результатов моделирования с данными экспериментальных исследований подтверждает корректность теоретического подхода и обоснованность основных выводов. Вместе с тем для перехода к практической реализации метода необходимы дальнейшие исследования, включая: масштабные полевые испытания с учетом геологической неоднородности; влияние трещиноватости и многокомпонентных флюидов; разработку и адаптацию высоконадежных скважинных акустических излучателей, устойчивых к агрессивным условиям эксплуатации.

Перспективным направлением является интеграция акустической стимуляции с другими методами воздействия (например, закачкой ПАВ, циклическим нагнетанием), что может обеспечить синергетический эффект и повысить эффективность разработки. Комплексный подход требует междисциплинарных исследований, охватывающих как моделирование, так и экспериментальные и инженерные аспекты.

Таким образом, представленная работа вносит вклад в развитие физико-технических методов интенсификации нефтеизвлечения, расширяет теоретическую базу акустической стимуляции и открывает новые возможности для повышения эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

Список источников

- Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. 2025. Фундаментальные и прикладные аспекты физико-химических методов увеличения нефтеотдачи, созданных в ИХН СО РАН. Композиции на основе ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов // *Химия в интересах устойчивого развития*. Том 33. № 1. С. 99–129. <https://doi.org/10.15372/KhUR2025635>
- Бажалук Я. М., Карпаш О. М., Климишин Я. Д., [и др.]. 2012. Способы увеличения отбора нефти путем воздействия на пласты полями упругих колебаний разных частот // *Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина*. № 4(269). С. 28–40.
- Ведменский А. М., Стрекалов А. В. 2020. Классификация технологий акустического воздействия на нефтяной пласт с целью повышения нефтеотдачи // *Естественные и технические науки*. № 2(140). С. 124–126.
- Велиев Э. Ф. 2020. Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий // *SOCAR Proceedings*. № 2. С. 50–66. <https://doi.org/10.5510/OGP20200200432>
- Ганиев Р. Ф., Украинский Л. Е., Ганиев О. Р. 2007. Резонансные фильтрационные потоки в пористой среде, насыщенной жидкостью // *Доклады Академии наук*. Том 412. № 1. С. 48–51.
- Гасанов Р. А., Гасимова Д. Р. 2021. Способы улучшения фильтрационных свойств призабойной зоны скважины // *Горный журнал*. № 10. С. 76–80. <https://doi.org/10.17580/gzh.2021.10.09>
- Гатауллин Р. Н. 2021. Технические средства волнового воздействия на продуктивные пласты // *Технологии нефти и газа*. № 2(133). С. 34–41. <https://doi.org/10.32935/1815-2600-2021-133-2-34-41>
- Гатауллин Р. Н., Галимзянова А. Р., Марфин Е. А. 2022. Влияние акустического воздействия на проницаемость пористых сред (обзор) // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. Том 333. № 10. С. 186–202. <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/10/3750>
- Гильманов А. Я., Ковальчук Т. Н., Скобликов Р. М., [и др.] 2023. Анализ влияния теплофизических параметров пласта и флюида на процесс пароциклического воздействия на нефтяные пласты // *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*. Том 9. № 3(35). С. 6–27. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-3-6-27>
- Гильманов А. Я., Федоров К. М., Швелев А. П. 2021. Анализ тепловых полей на первичной стадии процесса парогравитационного дренажа // *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*. Том 7. № 2(26). С. 27–42. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-2-27-42>

- Губайдуллин А. А., Болдырева О. Ю., Дудко Д. Н. 2022. Методика численного моделирования волновых процессов в неоднородной гидратосодержащей пористой среде // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 8. № 3(31). С. 59–71. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2022-8-3-59-71>
- Гурбанов Р. С., Мамедова М. А. 2022. О возможных путях повышения коэффициента нефтеотдачи пластов // Нефтегазовое дело. Том 20. № 6. С. 59–63. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2022-6-59-63>
- Дмитриева А. Ю., Батулин Н. И., Лутфуллин А. А., [и др.]. 2024. Исследование оптимальных вариантов термопенокислотной обработки карбонатных коллекторов // Нефтяное хозяйство. № 7. С. 39–43. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-7-39-43>
- Жилин А. А. 2024. Экспериментальное исследование параметров газодинамического течения в канале АКСУ с глубоким цилиндрическим резонатором в присутствии и без исследуемого образца // Челябинский физико-математический журнал. Том 9. № 2. С. 222–231. <https://doi.org/10.47475/2500-0101-2024-9-2-222-231>
- Зайченко В. М., Майков И. А., Торчинский В. М. 2010. Определение параметров волнового воздействия на газоконденсатную систему // Тепловые процессы в технике. Том 2. № 5. С. 227–229.
- Иванов А. Н., Велиев М. М., Владимиров И. В., [и др.]. 2021. Сравнение эффективности применения потокоотклоняющих технологий и гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. № 4. С. 67–70. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-4-67-70>
- Кравцов Я. И., Марфин Е. А., Абдрашитов А. А. 2016. Повышение эффективности метода парогравитационного дренажа за счет волнового воздействия на пласт // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. № 5. С. 35–39.
- Куленцан А. Л., Марчук Н. А. 2022. Анализ добычи нефти из пластов в Российской Федерации // Российский химический журнал. Том 66. № 1. С. 71–75.
- Магадова Л. А., Давлетов З. Р., Вагапова Ю. Ж. 2023. Обзор и анализ технологий, повышающих эффективность нефтеизвлечения из пластов баженовской свиты // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. Том 334. № 2. С. 206–216. <https://doi.org/10.18799/24131830/2023/2/3854>
- Максимов Г. А., Радченко А. В. 2005. Моделирование интенсификации нефтедобычи при акустическом воздействии на пласт из скважины // Акустический журнал. Том 51, № 5. С. 118–131.
- Манжай В. Н., Ульянюк М. П., Рождественский Е. А. 2021. Перспективная технология для увеличения нефтеотдачи на месторождениях с разной проницаемостью пластов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. Том 332. № 9. С. 92–99. <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/9/3356>
- Марфин Е. А. 2025. Эффекты ультразвукового воздействия на высоковязкую нефть // ТРУДЫ МФТИ. Труды Московского физико-технического института (национального исследовательского университета). Том 17. № 1(65). С. 161–172.
- Муллакаев М. С., Салтыков А. А., Салтыков Ю. А., [и др.]. 2019. Анализ существующего акустического оборудования и технологий его применения для повышения нефтеотдачи // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. № 10. С. 60–70. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-10\(334\)-60-70](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-10(334)-60-70)

- Николаевский В. Н. 1996. Геомеханика и флюидодинамика. М.: Недра. 447 с.
- Нуриев И. А., Хайртдинов Р. К., Саттаров А. И., Фаррахов И. М. 2023. Промысловый опыт теплового воздействия на карбонатный резервуар с сверхвязкой нефтью // Георесурсы. Том 25. № 3. С. 140–145. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.17>
- Поплыгин В. В., Уирсигроч М. 2020. Исследование эффективности комплексного нестационарного воздействия на залежь с высоковязкой нефтью // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. Том 331. № 1. С. 7–12. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/1/2442>
- Рожкова В. В., Гуляев В. Н. 2022. Анализ взаимовлияния нестационарного воздействия на пласт и физико-химических методов // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. № 3(308). С. 77–81. [https://doi.org/10.33285/2073-9028-2022-3\(308\)-77-81](https://doi.org/10.33285/2073-9028-2022-3(308)-77-81)
- Степанов А. В., Зубарева И. А., Волгин Е. Р. 2022. Гидродинамическое моделирование лабораторных экспериментов по вытеснению нефти термополимерным раствором // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 8. № 2(30). С. 77–100. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2022-8-2-77-100>
- Хабидуллин М. Я. 2020. Совершенствование оборудования и технологии избирательной кислотной обработки скважин // Нефтегазовое дело. Том 18. № 5. С. 114–121. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2020-5-114-121>
- Черемисин Н. А., Черемисин А. Н. 2009. Резонансное поглощение акустических волн и его использование для мониторинга процесса разработки пористых коллекторов // Нефтяное хозяйство. № 7. С. 87–89.
- Шарафутдинов Р. Ф., Валиуллин Р. А., Бабаназаров Д. И., Канафин И. В. 2024. Моделирование теплового поля пласта при фильтрации газированной нефти и воды с учетом теплоты разгазирования и термодинамических эффектов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 10. № 1(37). С. 6–18. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-1-6-18>
- Шиканов А. Е., Жуйков Ю. Ф., Ильинский А. В., Шиканов Е. А. 2019. Исследование увеличения проницаемости нефтяного пласта при ультразвуковом воздействии с использованием методов нейтронного каротажа // SOCAR Proceedings. № 2. С. 53–58. <https://doi.org/10.5510/OGP20190200389>
- Яркеева Н. Р., Бахтегареев А. И., Павлова А. А. 2023. Технология применения полимерного заводнения, как метода увеличения нефтеотдачи пластов // Нефтегазовое дело. Том 21. № 2. С. 92–98.
- Abdrashitov A. A., Marfin E. A. 2021. Nozzle length effect on the performance of the jet-driven Helmholtz oscillator // Fluid Dynamics. Vol. 56. No. 1. Pp. 142–151. <https://doi.org/10.1134/S0015462821010018>
- Beresnev I. A., Deng W. 2010. Viscosity effects in vibratory mobilization of residual oil // Geophysics. Vol. 75. No. 4. Pp. 79–85. <https://doi.org/10.1190/1.3429999>
- Beresnev I. A., Johnson P. A. 1994. Elastic-wave stimulation of oil production: A review of methods and results // Geophysics. Vol. 59. Pp. 1000–1017. <https://doi.org/10.1190/1.1443645>
- Elkhoury J. E., Niemeijer A., Brodsky E. E., Marone C. 2011. Laboratory observations of permeability enhancement by fluid pressure oscillation of in situ fractured rock //

- Journal of Geophysical Research: Solid Earth. Vol. 116(2). B02311. <https://doi.org/10.1029/2010JB007759>
- Galimzyanova A. R., Gataullin R. N., Stepanova Yu. S. [et al.] 2024. Elucidating the impact of ultrasonic treatment on bituminous oil properties: A comprehensive study of viscosity modification // *Geoenergy Science and Engineering*. Vol. 233. 212487. <https://doi.org/10.1016/j.jgeoen.2023.212487>
- Kozhevnikov E. V., Turbakov M. S., Riabokon E. P., Poplygin V. V. 2021. Effect of effective pressure on the permeability of rocks based on well testing results // *Energies*. Vol. 14. No. 8. 2306. <https://doi.org/10.3390/en14082306>
- Kravchenko A. S., Zhilin A. A. 2019. Mathematical modeling of the generation of acoustic waves in a two-channel system // *Journal of Physics: Conference Series*. Vol. 1268. 012037. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1268/1/012037>
- Marfin E. A., Gataullin R. N., Abdrashitov A. A. 2022. Acoustic stimulation of oil production by a downhole emitter based on a jet-driven Helmholtz oscillator // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Vol. 215. 110705. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110705>
- Volkova G. I., Morozova A. V. 2023. Effects of petroleum resins and ultrasonic treatment on the properties of petroleum paraffin solutions in n-Decane and on the structural-group composition of precipitated resins // *Petroleum Chemistry*. Vol. 63. No. 1. Pp. 111–119. <https://doi.org/10.1134/s096554412302010x>
- Zhilin A. A., Golubev E. A. 2018. Experimental study of the amplitude-frequency characteristics in a two-channel system // *AIP Conference Proceedings*. Vol. 1939. 020016. <https://doi.org/10.1063/1.5027328>

References

- Altunina, L. K., & Kuvshinov, V. A. (2025). Fundamental and applied aspects of physicochemical methods for enhanced oil recovery, created at the IPC SB RAS. Surfactants-based compositions for enhancing oil recovery. *Chemistry for Sustainable Development*, 33(1), 99–129. <https://doi.org/10.15372/KhUR2025635> [In Russian]
- Bazhaluk, Ya. M., Karpash, O. M., Klimishin, Ya. D., et al. (2012). Methods of increasing oil recovery by influencing formations with fields of elastic vibrations of different frequencies. *Proceedings of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas*, 4(269), 28–40. [In Russian]
- Vedmenskii, A. M., & Strekalov, A. V. (2020). Classification of technologies of acoustic impact on oil reservoir for the purpose of increasing oil recovery. *Estestvennye i tekhnicheskie nauki = Natural and Technical Sciences*, 2(140), 124–126. [In Russian]
- Veliev, E. F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50–66. <https://doi.org/10.5510/OGP20200200432> [In Russian]
- Ganiev, R. F., Ukrainskii, L. E., & Ganiev, O. R. (2007). Resonant filtration flows in a porous medium saturated with liquid. *Doklady Akademii nauk = Reports of the Academy of Sciences*, 412(1), 48–51. [In Russian]
- Gasanov, R. A., & Gasymova, D. R. (2021). Methods of permeability enhancement in wellbottom zone. *Gornyi zhurnal = Mining Journal*, 10, 76–80. <https://doi.org/10.17580/gzh.2021.10.09> [In Russian]
- Gataullin, R. N. (2021). Technical means of wave action on reservoirs. *Oil and Gas Technologies*, 2(133), 34–41. <https://doi.org/10.32935/1815-2600-2021-133-2-34-41> [In Russian]

- Gataullin, R. N., Galimzyanova, A. R., & Marfin, E. A. (2022). Acoustic influence effect on porous media permeability (review). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 333(10), 186–202. <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/10/3750> [In Russian]
- Gilmanov, A. Ya., Kovalchuk, T. N., Skoblikov, R. M., et al. (2023). Analysis of the influence of the thermophysical parameters of the reservoir and fluid on the process of cyclic steam stimulation. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 9(3), 6–27. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-3-6-27> [In Russian]
- Gilmanov, A. Ya., Fedorov, K. M., & Shevelev, A. P. (2021). The analysis of thermal fields at the primary stage of the steam-assisted gravity drainage process. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, vol. 7, no. 2(26), 27–42. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-2-27-42> [In Russian]
- Gubaidullin, A. A., Boldyreva, O. Yu., & Dudko, D. N. (2022). Technique of numerical simulation of wave processes in a heterogeneous hydrate-containing porous medium. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, vol. 8, no. 3(31), 59–71. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2022-8-3-59-71> [In Russian]
- Gurbanov, R. S., & Mamedova, M. A. (2022). Possible ways to increase the oil recovery. *Petroleum Engineering*, 20(6), 59–63. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2022-6-59-63> [In Russian]
- Dmitrieva, A. Yu., Baturin, N. I., & Lutfullin, A. A., et al. (2024). Study of optimal thermo-foam acid treatments of carbonate reservoirs. *Oil Industry Journal*, 7, 39–43. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-7-39-43> [In Russian]
- Zhilin, A. A. (2024). Experimental study of gas dynamics flow parameters in the ACDI channel with a deep cylindrical resonator in the presence and without the studied sample. *Chelyabinsk Physical and Mathematical Journal*, 9(2), 222–231. <https://doi.org/10.47475/2500-0101-2024-9-2-222-231> [In Russian]
- Zaichenko, V. M., Maikov, I. L., & Torchinskii, V. M. (2010). Determination of parameters of wave action on a gas condensate system. *Thermal Processes in Engineering*, 2(5), 227–229. [In Russian]
- Ivanov, A. N., Veliev, M. M., Vladimirov, I. V., et al. (2021). Comparison of flow deviation technologies and hydrodynamic enhanced oil recovery methods. *Oil Industry*, 4, 67–70. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-4-67-70> [In Russian]
- Kravtsov, Ya. I., Marfin, E. A., & Abdrashitov, A. A. (2016). Improving the efficiency of the steam-assisted gravity drainage method by using wave action on the formation. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 5, 35–39. [In Russian]
- Kulentsan, A. L., & Marchuk, N. A. (2022). Analysis of oil production from reservoirs in the Russian Federation. *Russian Chemistry Journal*, 66(1), 71–75. [In Russian]
- Magadova, L. A., Davletov, Z. R., & Vagapova, Yu. Zh. (2023). Review and analysis of technologies increasing the efficiency of oil recovery from the Bazhenov formation reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 334(2), 206–216. <https://doi.org/10.18799/24131830/2023/2/3854> [In Russian]
- Maksimov, G. A., & Radchenko, A. V. (2005). Modeling of intensification of oil production with acoustic impact on the formation from the well. *Akusticheskii zhurnal = Acoustic Journal*, 51(S), 118–131. [In Russian]
- Manzhai, V. N., Ulyanyuk, M. P., & Rozhdestvenskii, E. A. (2021). Promising technology for enhanced oil recovery of oilfields with different reservoir permeability. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 332(9), 92–99. <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/9/3356> [In Russian]

- Marfin, E. A. (2025). Effects of ultrasonic irradiation on high-viscosity oil. *PROCEEDINGS OF MIPT*, vol. 17, no. 1(65), 161–172. [In Russian]
- Mullakaev, M. S., Saltykov, A. A., Saltykov, Yu. A., et al. (2019). Analysis of the existing acoustic equipment and technologies of its application to enhanced oil recovery. *Geology, Geophysics, and Development of Oil and Gas Fields*, 10, 60–70. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-10\(334\)-60-70](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-10(334)-60-70) [In Russian]
- Nikolaevskii, V. N. (1996). *Geomechanics and Fluid Dynamics*. Nedra. [In Russian]
- Nuriev, I. A., Khairtdinov, R. K., Sattarov, A. I., & Farrakhov, I. M. (2023). Practical experience of heat treatment of an oil carbonate reservoir. *Georesources*, 25(3), 140–145. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.17> [In Russian]
- Poplygin, V. V., & Wiercigroch, M. (2020). Research of efficiency of complex non-stationary impact on layer with high-quality oil. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 331(1), 7–12. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/1/2442> [In Russian]
- Rozhkova, V. V., & Gulyaev, V. N. (2022). Analysis of interaction of non-stationary flooding on formation and physico-chemical methods. *Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*, 3(308), 77–81. [https://doi.org/10.33285/2073-9028-2022-3\(308\)-77-81](https://doi.org/10.33285/2073-9028-2022-3(308)-77-81) [In Russian]
- Stepanov, A. V., Zubareva, I. A., & Volgin, E. R. (2022). Hydrodynamic modeling of laboratory experiments related to oil displacement with thermopolymer solution. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, vol. 8, no. 2(30), 77–100. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2022-8-2-77-100> [In Russian]
- Khabibullin, M. Ya. (2020). Equipment and technologies improvement for selective acid well treatment. *Petroleum Engineering*, 18(5), 114–121. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2020-5-114-121> [In Russian]
- Cheremisin, N. A., & Cheremisin, A. N. (2009). Resonant absorption of acoustic waves and its use in monitoring the development process of porous reservoirs. *Oil Industry*, 7, 87–89. [In Russian]
- Sharafutdinov, R. F., Valiullin, R. A., Babanazarov, D. I., & Kanafin, I. V. (2024). Simulation of the thermal field in reservoir during the filtration of live oil and water with considering the heat of oil degassing and thermodynamic effects. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 10(1), 6–18. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-1-6-18> [In Russian]
- Shikanov, A. E., Zhuikov, Yu. F., Ilinskii, A. V., & Shikanov, E. A. (2019). Study of increase in oil reservoir permeability under ultrasonic influence using neutron logging methods. *SOCAR Proceedings*, 2, 53–58. <https://doi.org/10.5510/OGP20190200389> [In Russian]
- Yarkeeva, N. R., Bakhtegareev, A. I., & Pavlova, A. A. (2023). Technology of application of polymer flooding as a method of increasing oil recovery. *Petroleum Engineering*, 21(2), 92–98. [In Russian]
- Abdrashitov, A. A., & Marfin, E. A. (2021). Nozzle length effect on the performance of the jet-driven Helmholtz oscillator. *Fluid Dynamics*, 56(1), 142–151. <https://doi.org/10.1134/S0015462821010018>
- Beresnev, I. A., & Deng, W. (2010). Viscosity effects in vibratory mobilization of residual oil. *Geophysics*, 75(4), 79–85. <https://doi.org/10.1190/1.3429999>
- Beresnev, I. A., & Johnson, P. A. (1994). Elastic-wave stimulation of oil production: A review of methods and results. *Geophysics*, 59, 1000–1017. <https://doi.org/10.1190/1.1443645>

- Elkhoury, J. E., Niemeijer, A., Brodsky, E. E., & Marone, C. (2011). Laboratory observations of permeability enhancement by fluid pressure oscillation of in situ fractured rock. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 116(2), B02311. <https://doi.org/10.1029/2010JB007759>
- Galimzyanova, A. R., Gataullin, R. N., Stepanova, Yu. S., et al. (2024). Elucidating the impact of ultrasonic treatment on bituminous oil properties: A comprehensive study of viscosity modification. *Geoenery Science and Engineering*, 233, 212487. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212487>
- Kozhevnikov, E. V., Turbakov, M. S., Riabokon, E. P., & Poplygin, V. V. (2021). Effect of effective pressure on the permeability of rocks based on well testing results *Energies*, 14(8), 2306. <https://doi.org/10.3390/en14082306>
- Kravchenko, A. S., & Zhilin, A. A. (2019). Mathematical modeling of the generation of acoustic waves in a two-channel system. *Journal of Physics: Conference Series*, 1268, 012037. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1268/1/012037>
- Marfin, E. A., Gataullin, R. N., & Abdrashitov, A. A. (2022). Acoustic stimulation of oil production by a downhole emitter based on a jet-driven Helmholtz oscillator. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 215, 110705. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110705>
- Volkova, G. I., & Morozova, A. V. (2023). Effects of petroleum resins and ultrasonic treatment on the properties of petroleum paraffin solutions in n-Decane and on the structural-group composition of precipitated resins. *Petroleum Chemistry*, 63(1), 111–119. <https://doi.org/10.1134/s096554412302010x>
- Zhilin, A. A., & Golubev, E. A. (2018). Experimental study of the amplitude-frequency characteristics in a two-channel system. *AIP Conference Proceedings*, 1939, 020016. <https://doi.org/10.1063/1.5027328>

Информация об авторе

Евгений Александрович Марфин, кандидат технических наук, доцент, ведущий научный сотрудник, лаборатория теплофизики и волновых технологий, Институт энергетики и перспективных технологий, Федеральный исследовательский центр «Казанский научный центр РАН», Казань, Россия; доцент, кафедра радиоэлектроники, Институт физики, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
marfin_ea@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8248-806X>, <https://www.webofscience.com/wos/author/record/C-3010-2015>, <https://www.scopus.com/authid/detail.uri?authorId=12038897200>, https://elibrary.ru/author_profile.asp?authorid=42348

Information about the author

Evgeny A. Marfin, Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor, Leading Researcher, Laboratory of Thermal Physics and Wave Technologies, Institute of Power Engineering and Advanced Technologies, FRC Kazan Scientific Center, Russian Academy of Sciences, Kazan, Russia; Associate Professor, Department of Radio Electronics, Institute of Physics, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia
marfin_ea@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8248-806X>, <https://www.webofscience.com/wos/author/record/C-3010-2015>, <https://www.scopus.com/authid/detail.uri?authorId=12038897200>, https://elibrary.ru/author_profile.asp?authorid=42348