

## Механизмы вытеснения нефти из пористой среды с использованием наножидкостей на основе углеродных наночастиц

Руслан Фаридович Сафаргалиев<sup>1</sup>✉, Юрий Вавилович Пахаруков<sup>1</sup>,  
Борис Семенович Ездин<sup>2</sup>, Сергей Александрович Васильев<sup>2</sup>,  
Александр Сергеевич Чупров<sup>1</sup>, Роман Дмитриевич Гуменюк<sup>1</sup>,  
Фарид Канафеевич Шабиев<sup>1,3</sup>

<sup>1</sup> Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

<sup>2</sup> Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия

<sup>3</sup> Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

Контакт для переписки: safargalievrf@tyuiu.ru ✉

**Аннотация.** В данной работе приведен мини-обзор существующих методов повышения нефтеотдачи и места технологий вытеснения с использованием наночастиц углерода. Предлагается новый механизм вытеснения нефти из пористой среды, присущий только углеродным наночастицам и связанный с образованием самоорганизующейся наноструктурированной пленки на границе раздела сред углеводород–наножидкость. В данном исследовании предложена экспериментальная методика наблюдения за процессами формирования и движения пленки при движении флюидов относительно друг друга и относительно твердой поверхности (монокристалл кремния). Показано, что в процессе движения пленки относительно подложки образуются гофрированные поверхности, ускоряющие движение флюидов. Гофрированная поверхность пленки есть результат неустойчивости Кельвина–Гельмгольца. В работе вводится новый безразмерный параметр, равный отношению сил Ван-дер-Ваальса и капиллярных сил.

**Ключевые слова:** многослойный графен, наножидкости на основе графена, механизм вытеснения нефти, неустойчивость Кельвина–Гельмгольца, капиллярно-ван-дер-ваальсово число

**Благодарности:** исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 25-71-00047 (<https://rscf.ru/project/25-71-00047/>).

**Цитирование:** Сафаргалиев Р. Ф., Пахаруков Ю. В., Ездин Б. С., Васильев С. А., Чупров А. С., Гуменюк Р. Д., Шабиев Ф. К. 2026. Механизмы вытеснения нефти

из пористой среды с использованием наножидкостей на основе углеродных наночастиц // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 12. № 2 (46). С. 40–59. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2026-12-2-40-59>

Поступила 27.02.2026; одобрена 06.03.2026; принята 10.03.2026

## Mechanisms of oil displacement from a porous medium using nanofluids based on carbon nanoparticles

Ruslan F. Safargaliev<sup>1</sup>✉, Yuri V. Pakharukov<sup>1</sup>, Boris S. Ezdin<sup>2</sup>,  
Sergey A. Vasilev<sup>2</sup>, Alexander S. Chuprov<sup>1</sup>, Roman D. Gumenyuk<sup>1</sup>,  
Farid K. Shabiev<sup>1,3</sup>

<sup>1</sup> Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

<sup>2</sup> Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

<sup>3</sup> University of Tyumen, Tyumen, Russia

Corresponding author: safargalievrf@tyuiu.ru ✉

**Abstract.** This paper provides a mini-review of existing methods for increasing oil recovery and the location of carbon nanoparticle displacement technologies. A new mechanism of oil displacement from a porous medium is proposed, which is unique to carbon nanoparticles and is associated with the formation of a self-organizing nanostructured film at the interface between hydrocarbon and nanofluid media. In this study, an experimental technique is proposed for observing the processes of film formation and motion during the movement of fluids relative to each other and relative to a solid surface (monocrystalline silicon). It is shown that during the movement of the film relative to the substrate, corrugated surfaces are formed, accelerating the movement of fluids. The corrugated surface of the film is the result of the Kelvin–Helmholtz instability. The paper introduces a new dimensionless parameter equal to the ratio of Van der Waals forces and capillary forces.

**Keywords:** multilayer graphene, graphene-based nanofluids, oil displacement mechanism, Kelvin–Helmholtz instability, capillary Van Der Waals number

**Acknowledgements:** the study was supported by the Russian Science Foundation, grant No. 25-71-00047 (<https://rscf.ru/project/25-71-00047/>).

**Citation:** Safargaliev, R. F., Pakharukov, Yu. V., Ezdin, B. S., Vasilev, S. A., Chuprov, A. S., Gumenyuk, R. D. & Shabiev, F. K. (2026). Mechanisms of oil displacement from

a porous medium using nanofluids based on carbon nanoparticles. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 12(2), 40–59. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2026-12-2-40-59>

Received Feb. 27, 2026; Reviewed Mar. 6, 2026; Accepted Mar. 10, 2026

## Список сокращений

ТРИЗ — трудноизвлекаемые запасы.  
КИН — коэффициент извлечения нефти.  
МУН — методы увеличения нефтеотдачи.  
ПАВ — поверхностно-активные вещества.  
ASP — Alkaline–Surfactant–Polymer (щелочь–ПАВ–полимер).  
МН — межфазное натяжение.  
УНЖ — углеродная наножиждкость.  
АСМ — атомно-силовая микроскопия.

## Введение

Трудноизвлекаемые запасы стали основой российской нефтедобычи, и их доля по прогнозам достигнет 80% к 2030 году [Алтунина, Кувшинов, 2007; Алтунина и др., 2012]. Более 70% отечественных ТРИЗ сосредоточено в низкопроницаемых и карбонатных коллекторах [Isaev et al., 2019; Alekseev et al., 2019]. КИН при традиционном заводнении таких объектов не превышает 10–20% [Круглов, Мое, 2018]. В среднем по России с применением современных МУН извлекается около 34% от начальных запасов, что указывает на значительный потенциал для модернизации технологий третичного воздействия [Sheng et al., 2015].

К широко применяемым химическим МУН относятся технологии на основе ПАВ, ASP (щелочь–ПАВ–полимер) и гели. Анионные полиакриламиды способствуют снижению межфазного натяжения и подавлению морфологической неустойчивости [Биз и др., 1990; Измайлова, Ямпольская, 1992]. Однако их эффективность критически зависит от минерализации пластовой воды. В условиях высокой и динамически меняющейся минерализации, характерной для многих российских месторождений [Алтунина и др., 2014], микроэмульсии теряют стабильность, что снижает эффективность вытеснения [Биз и др., 1990; Идогова и др., 2014]. Комбинированная закачка щелочи, ПАВ и полимера позволяет повысить КИН на 15–25% за счет синергетического эффекта [Alekseev et al., 2019; Алтунина и др., 2011; Алтунина и др., 2012]. Механизм основан на снижении МН и гидрофобности породы [Мартосов, 1974; Усманова и др., 2013]. Однако технология имеет существенные недостатки: высокая стоимость специализированных ПАВ [Alekseev et al., 2019; Nelson et al., 1984], чувствительность реагентов к пластовым условиям, риски коррозии оборудования и негативное экологическое

воздействие [Мартосов, 1974; Усманова и др., 2013; Нажису, Ерофеев, 2017]. Гелевые системы применяются для изоляции высокопроницаемых зон и перераспределения фильтрационных потоков. Однако они не решают проблему снижения МН на границе фаз нефть–вода, что может приводить к преждевременным прорывам вытесняющего агента [Алтунина и др., 2014; Алтунина и др., 2011; Ганеева и др., 2013]. Таким образом, ключевыми проблемами традиционных методов являются низкая стабильность в жестких пластовых условиях (высокая температура, давление, минерализация) и высокая стоимость.

Использование наночастиц [Хавкин, 2010; Peng et al., 2017; El-Masry et al., 2023], в частности углеродных [Bahiraei, Heshmatian, 2019; Iravani et al., 2023; Kang et al., 2022; Zhao et al., 2024], представляет собой перспективное направление для повышения нефтеотдачи пластов. Эти материалы работают за счет воздействия на физико-химические свойства границы раздела фаз: нефть–вода, нефть–порода, вода–порода [Glushchenko et al., 2012; Savitskaya, Kholodova, 1969; Zhu et al., 2016; Amin Foisal, 2025]. Воздействия могут осуществляться как на отдельные границы раздела, так и в комбинациях, отсюда выделяются различные механизмы повышения нефтеотдачи.

Один из механизмов — изменение смачиваемости породы. Так, наножидкости на основе модифицированного оксида графена, диоксида кремния ( $\text{SiO}_2$ ) или диоксида циркония ( $\text{ZrO}_2$ ) способны изменять смачиваемость поверхности коллектора с олеофильной (гидрофобной) на гидрофильную. Например, обработка карбонатного керна модифицированным оксидом графена снижает угол смачивания с  $161^\circ$  до  $35^\circ$  [Jafarbeigi et al., 2022]. Подобный эффект подтвержден и для других неорганических наночастиц [Karimi et al., 2012]. Кроме того, возможно снижение МН. Адсорбируясь на границе раздела нефть–вода, наночастицы снижают МН. В исследованиях с оксидом графена МН снижалось с 18,45 мН/м до 8,8 мН/м, что способствовало увеличению коэффициента вытеснения [Jafarbeigi et al., 2022].

Другой механизм — создание расклинивающего давления. Наночастицы, такие как сульфированный графен, могут создавать расклинивающее давление, способствующее отделению нефтяной пленки от поверхности породы. Этот механизм признан доминирующим в ряде исследований и может приводить к повышению коэффициента вытеснения на 19% и более [Radnia et al., 2018; Хавкин, 2010].

Еще один механизм связан со стабилизацией эмульсий и пен (эффект Пикеринга). Углеродные наночастицы, адсорбируясь на границе раздела фаз, формируют прочные барьеры, создавая эмульсии и пены, значительно более устойчивые к высокой температуре, давлению и минерализации, чем системы на основе обычных ПАВ [Dong et al., 2019; Li et al., 2022, Yousufi et al., 2025].

Регулирование реологических свойств и числа подвижности также определяет условие для повышения нефтеотдачи. Введение наночастиц изменяет вязкость вытесняющего агента. Зависимость вязкости наножидкости от объемной доли частиц ( $\varphi$ ) описывается уравнением [Рудяк и др., 2009]:

$$\mu_{NF} = \mu_{BF}(a\varphi^2 + b\varphi + 1), \quad (1)$$

где  $\mu_{NF}$ ,  $\mu_{BF}$  — коэффициент динамической вязкости наножидкости и базовой жидкости соответственно;  $\varphi$  — объемная доля наночастиц.

Управление вязкостью позволяет оптимизировать число подвижности  $M$ , подавляя развитие вязкостной пальцеобразной неустойчивости («вязких пальцев») и повышая охват пласта воздействием [Гиматулинов, 1982; Pakharukov et al., 2022; Ali et al., 2023; Шабиев и др., 2022; Пахаруков, 2018]:

$$M = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w}, \quad (2)$$

где  $\mu_o$ ,  $\mu_w$  — коэффициент динамической вязкости нефти и воды соответственно;  $k_w$ ,  $k_o$  — фазовая проницаемость для воды и нефти соответственно.

Введение наночастиц приводит к существенному росту вязкости базовой жидкости при положительных коэффициентах  $a$  и  $b$ . Применение наножидкостей в качестве вытесняющего агента позволяет подавлять развитие «вязкостных пальцев». В частности, исследованиями [Pakharukov et al., 2022; Ali et al., 2023; Шабиев и др., 2022] установлено, что вязкость наножидкостей на основе графена может как возрастать, так и снижаться в зависимости от концентрации и структуры углеродных наночастиц:

$$\mu_{NF} = \mu_{BF} \left[ th \left( \frac{A\varphi}{RT} \right) - th \left( \frac{B\varphi}{RT} \right) + a\varphi^2 + b\varphi + 1 \right], \quad (3)$$

где  $A$  и  $B$  — эмпирические константы.

Данный механизм увеличения КИН посредством введения углеродных наночастиц был экспериментально подтвержден в работах [Пахаруков и др., 2018; Ezdin et al., 2022; Пахаруков и др. 2020], где показано подавление формирования «вязкостных пальцев» в модельной ячейке Хеле–Шоу.

Для углеродных наноструктур описан особый механизм — формирование упругой наноструктурированной межфазной пленки, которая действует как подвижный поршень, эффективно вытесняя нефть. Лабораторные эксперименты демонстрируют, что данный механизм может увеличивать коэффициент вытеснения более чем на 6% и повышать проницаемость [Luo et al., 2016; Пахаруков, Шабиев, Григорьев, Сафаргалиев, Поточняк, 2019; Пахаруков и др., 2022]. Повышение проницаемости связывается с формированием гофрированных поверхностей, включающих молекулы углеводородов и наночастицы графена [Пахаруков, Шабиев, Григорьев, Сафаргалиев, Поточняк, 2019; Пахаруков и др., 2022; Пахаруков, Шабиев, Мавринский, Сафаргалиев, Воронин, 2019].

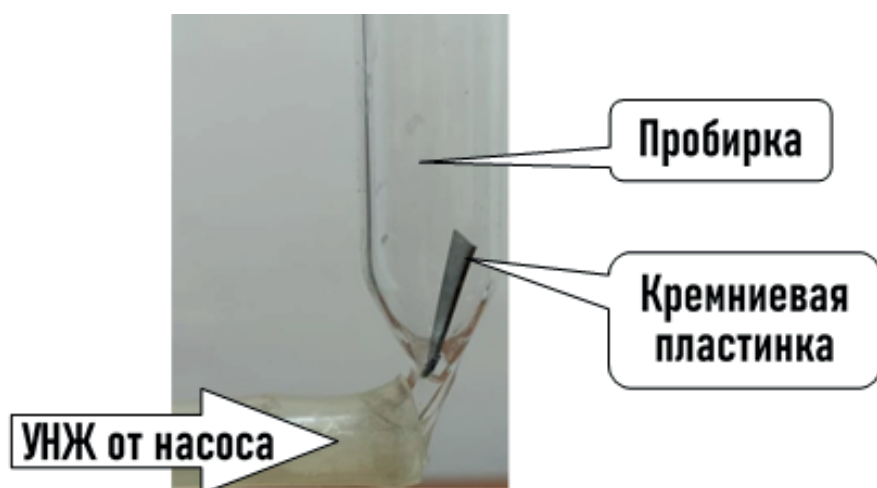
Научная новизна настоящего исследования заключается в изучении динамики формирования и движения пленки, включая анализ связанных с ней гофрированных структур и неустойчивостей. В работе показан новый механизм вытеснения нефти с помощью наножидкости на основе наночастиц углерода.

## Материалы и методы

УНЖ были синтезированы при помощи ультразвукового диспергирования исходных углеродных наночастиц в дистиллированной воде с определенной концентрацией.

Синтез наночастиц углерода осуществлялся с использованием химического реактора сжатия пиролизом ацетилена и моносила в атмосфере буферного газа по методике [Ezdin et al., 2022].

Для изучения динамики формирования гофрированных пленок была сконструирована установка, изображенная на рис. 1.



**Рис. 1.** Рабочая часть установки по изучению динамики формирования гофрированных пленок

**Fig. 1.** Working part of the installation for studying the dynamics of corrugated film formation

В пробирку из нижней части насосом закачивается подготовленная УНЖ так, что она покрывает часть кремниевой пластинки. Сверху наливается жидкий углеводород (парафин) при температуре, близкой к кристаллизации  $\sim 56^\circ\text{C}$ . Далее система выдерживается в термостате 3 часа до образования наноструктурированной пленки. После чего температура начинает уменьшаться, и в этот момент насос прокачивает наножидкость, имитируя движение границы раздела в капилляре. В процессе движения образовавшаяся пленка формирует на поверхности кремниевой пластинки структурированные образования. Далее кремниевая пластинка извлекается и подвергается анализу поверхности с применением АСМ на атомно-силовом микроскопе Ntegra Aura (NT-MDT). Исследование с помощью АСМ проводилось полуконтактным способом на участке площадью приблизительно  $1\text{ см}^2$ . Для понимания динамики развития неустойчивости и формирования гофрированных поверхностей изучение структуры пленки производилось в разных областях пластинки, для чего на нее была нанесена лазерная маркировка в виде линейки.

## Результаты и обсуждения

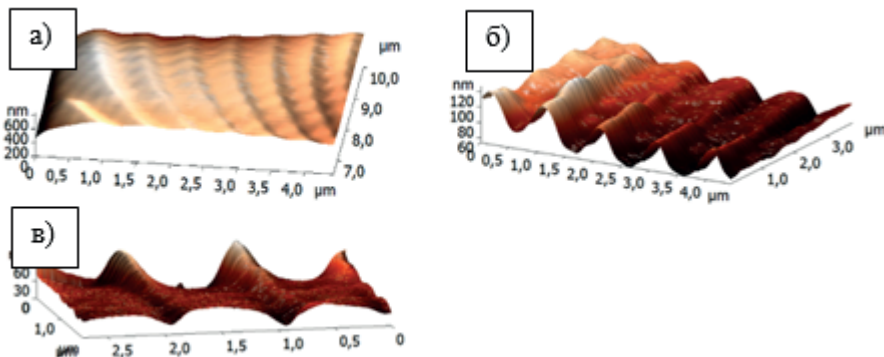
На рис. 2 можно видеть образование наноструктурированной пленки на границе УНЖ–парафин. Данная пленка сформирована после 3 часов выдержки в термостате при температуре 60 °С.



**Рис. 2.** Образование наноструктурированной плѐнки на межфазной границе УНЖ–парафин

**Fig. 2.** Formation of a nanostructured film at the interfacial boundary carbon nanofluid – paraffin

Подробно структура пленки изучалась ранее в работах [Ezdin et al., 2022; Pakharukov et al., 2021; Пахаруков и др., 2025; Пахаруков, Шабиев, Мавринский, Сафаргалиев, Воронин, 2019]. Рассмотрение структуры поверхности пленки в результате движения границы раздела показало наличие гофрированной поверхности (рис. 3).

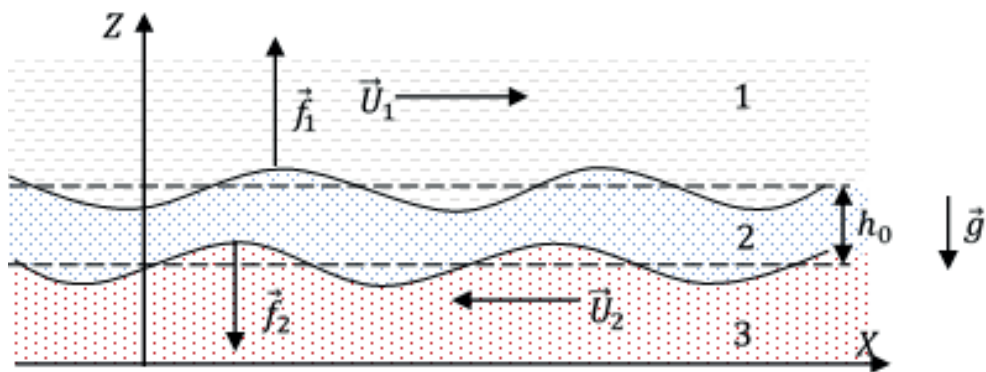


**Рис. 3.** АСМ изображения структуры поверхности пленки

**Fig. 3.** Atomic force microscopy image of the film surface structure

Рассмотрим динамику образования гофрированных формирований. На рис. 3а показана поверхность пленки в начальной точке формирования гофрированных образований. На рис. 3б показана промежуточная область на расстоянии 5 мм от начальной точки. На рис. 3в показана структура поверхности на последнем участке — 15 мм от начала отчета. В начальной области на координате 0 мм пленка подвергалась большому воздействию со стороны движущегося флюида, при этом амплитуда является максимальной и составляет  $28 \pm 0,1$  нм. Пики гофрированной поверхности ярко выражены и расположены плотно друг к другу. Длина волны гофры составляет  $1025 \pm 1$  нм. На поверхности можно рассмотреть дисперсию в виде коротковолновых образований с длиной волны 200 нм. На следующем промежутке период воздействия был меньше предыдущего, и поэтому область имеет гофрированную поверхность с амплитудой гребней в  $7 \pm 0,1$  нм, что меньше предыдущего отрезка (рис. 3б). Форма гребней не отличается. Однако на последнем отрезке форма пиков меняется, и амплитуда также ниже и составляет  $3 \pm 0,1$  нм, длина волны сохраняется и составляет  $1025 \pm 1$  нм. Таким образом, можно наблюдать процесс формирования неустойчивостей на различных этапах.

Изучим математическую модель образования неустойчивости, описанной в эксперименте. Рассмотрим две несжимаемые жидкости, между которыми располагается пленка толщиной  $h_0$  (рис. 4).



**Рис. 4.** Геометрия задачи: 1 — углеводород плотностью  $\rho_1$ , 2 — пленка толщиной  $h_0$ , 3 — УНЖ плотность  $\rho_2$

**Fig. 4.** Problem geometry: 1 — hydrocarbon with density  $\rho_1$ , 2 — film with thickness  $h_0$ , 3 — density of carbon nanofluid  $\rho_2$

Исходные уравнения гидродинамики для каждой жидкости ( $j = 1, 2$ ) запишем в следующем виде:

$$\rho_j \left[ \frac{\partial \mathbf{V}_j}{\partial t} + (\mathbf{V}_j \cdot \nabla) \mathbf{V}_j \right] = -\nabla p_j + \rho_j \mathbf{g} + \rho_j \mathbf{f}_j + \mu_j \nabla^2 \mathbf{V}_j,$$

$$\frac{\partial \rho_j}{\partial t} = 0, \quad \operatorname{div} \mathbf{V}_j = 0, \quad (4)$$

где  $V_j = (U_j, w_j)$ ,  $U_j$  — горизонтальная и  $w_j$  — вертикальная составляющие скорости, плотности  $\rho_j$  и динамические вязкости  $\mu_j$ , жидкостей ( $j = 1, 2$ ),  $f_j$  — удельная ван-дер-ваальсова сила,  $g$  — ускорение силы тяжести.

Плоская граница раздела  $z = 0$  в невозмущенном состоянии. Верхняя жидкость ( $j = 1$ ) — углеводород. Нижняя жидкость ( $j = 2$ ) — УНЖ. Течение происходит вдоль оси  $x$ . Возмущение границы запишем в виде:  $z = \eta(x, t) = \eta_0 \exp(ikx - i\omega t)$ .

До возмущения жидкости движутся с постоянными горизонтальными скоростями  $\vec{U}_1$  (углеводород) и  $\vec{U}_2$  (УНЖ). Вертикальные скорости равны нулю. Давление в каждой жидкости постоянно по горизонтали и меняется с высотой по гидростатическому закону с поправкой на силу Ван-дер-Ваальса ( $f_j$ ), действующую на молекулы/частицы у границы раздела. Она определяется как градиент потенциала Леннарда–Джонса  $U(z)$ . Для тонкой пленки (малые  $z$ ) доминирует притягивающая часть потенциала ( $\sim \frac{1}{z^3}$  — например, для взаимодействия графена с молекулами углеводородов аппроксимируется как  $\frac{A}{z^n}$ , где  $A$  — константа Гамакера,  $n \sim 3 \div 4$  [Пахаруков, Шабиев, Мавринский, Сафаргалиев, Воронин, 2019; Френкель, 1975]). Для малых возмущений можно разложить силу в ряд по  $\eta$ .

Решая уравнения (4) по методикам, приведенным в работах [Пахаруков и др., 2022; Пахаруков, Шабиев, Мавринский, Сафаргалиев, Воронин, 2019; Саночкин, 2003], получим выражения для фазовой скорости  $c$ :

$$c = \frac{\rho_1 U_1 + \rho_2 U_2}{\rho_1 + \rho_2} \pm \sqrt{\frac{\sigma k + \frac{\Pi'}{k}}{\rho_1 + \rho_2} - \frac{\rho_1 \rho_2}{(\rho_1 + \rho_2)^2} \cdot (U_1 - U_2)^2}, \quad (5)$$

где  $\sigma$  — поверхностное натяжение.

Произведем анализ устойчивости и найдем критические длины волн. Волны неустойчивы при условии  $\operatorname{Im}(\omega) = k \operatorname{Im}(c) > 0$ . Условие начала неустойчивости (нейтральная устойчивость):

$$\frac{\sigma k + \frac{\Pi'(h_0)}{k}}{\rho_1 + \rho_2} = \frac{\rho_1 \rho_2}{(\rho_1 + \rho_2)^2} (U_1 - U_2)^2$$

или

$$\sigma k + \frac{\Pi'}{k} = \frac{\rho_1 \rho_2}{(\rho_1 + \rho_2)} (U_1 - U_2)^2. \quad (6)$$

Рассмотрим влияние сил Ван-дер-Ваальса на устойчивость системы.

$\Pi'(h_0) > 0$  (для притягивающего потенциала). На малых  $k$  (длинные волны) доминирует член  $\frac{\Pi'(h_0)}{k}$  — Ван-дер-Ваальсовое взаимодействие стабилизирует длинные волны. На больших  $k$  (короткие волны) доминирует член  $\sigma \cdot k$  — поверхностное натяжение стабилизирует короткие волны.

Существует критическая длина волны  $\lambda_m = \frac{2\pi}{k_m}$ , где величина  $\left(\sigma k + \frac{\Pi'}{k}\right)$  минимальна. Находим минимум:

$$\frac{d}{dk} \left( \sigma k + \frac{\Pi'}{k} \right) = \sigma - \frac{\Pi'}{k^2} = 0 \Rightarrow k_m = \sqrt{\frac{\Pi'(h_0)}{\sigma}}. \quad (7)$$

При этом волновом числе стабилизирующий эффект минимален. Подставляя  $k_m$  в (7), получаем критическую разность скоростей для возникновения неустойчивости:

$$(U_1 - U_2)_{crit}^2 = \frac{\rho_1 + \rho_2}{\rho_1 \rho_2} \cdot 2\sqrt{\sigma \Pi'(h_0)}. \quad (8)$$

Если  $(U_1 - U_2)^2 > (U_1 - U_2)_{crit}^2$  то существует диапазон волновых чисел  $k$ , для которых выражение под корнем в (6) отрицательно, и система неустойчива. Неустойчивыми будут волны, для которых  $k$  лежит в интервале, где

$$\sigma k + \frac{\Pi'}{k} < \frac{\rho_1 \rho_2}{(\rho_1 + \rho_2)} (U_1 - U_2)^2.$$

Это квадратное неравенство относительно  $k$ . Решая, находим  $k_{min} < k < k_{max}$ , определяется балансом инерции и поверхностного натяжения.  $k_{min}$  определяется балансом инерции и сил Ван-дер-Ваальса. Силы Ван-дер-Ваальса подавляют очень длинноволновые возмущения ( $k \rightarrow 0$ ).

Из уравнения (6) и выражения  $c = \frac{\omega}{k}$  получим дисперсионное уравнение:

$$\omega = k \frac{\rho_1 U_1 + \rho_2 U_2}{\rho_1 + \rho_2} \pm k \sqrt{\frac{\sigma k + \frac{\Pi'(h_0)}{k}}{\rho_1 + \rho_2} - \frac{\rho_1 \rho_2}{(\rho_1 + \rho_2)^2} (U_1 - U_2)^2}, \quad (9)$$

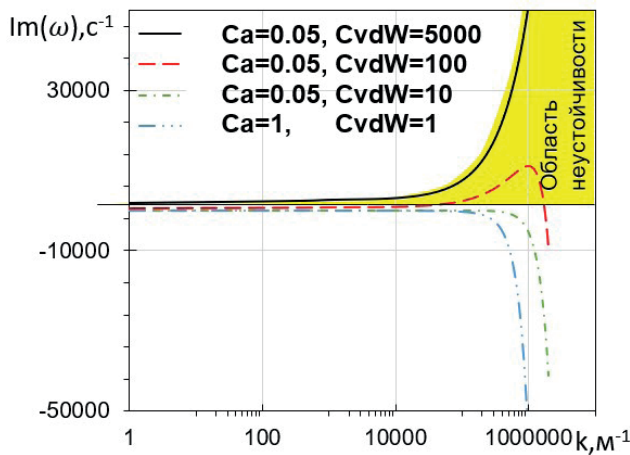
где  $\Pi'(h_0) = \frac{A}{2\pi h_0^4}$ ,  $A$  — постоянная Гамакера.

Введем безразмерный параметр — отношение сил Ван-дер-Ваальса к капиллярным силам, или капиллярно-ван-дер-ваальсовое число  $CvdW$ :

$$CvdW = \frac{A}{\sigma \cdot h^2},$$

где  $A$  — постоянная Гамакера,  $\sigma$  — коэффициент поверхностного натяжения,  $h$  — характерный размер. В данном случае под величиной  $h$  будем понимать толщину пленки. Рассмотрим также капиллярное число

$$Ca = \frac{\mu(U_1 - U_2)}{\sigma}.$$



**Рис. 5.** Анализ дисперсионного уравнения (закрашенная область — область неустойчивости)

**Fig. 5.** Dispersion equation analysis (highlighted area — unstable area)

В результате анализа дисперсионного уравнения (10) можно видеть, что при малых числах  $Ca < 0,01$  и при сверхбольших значениях числа  $CvdW \gg 1$  область неустойчивости формируется для всего диапазона волновых чисел. Это означает, что при большом ван-дер-ваальсовом взаимодействии молекул углеводородов и углеродных наночастиц формирование неустойчивости возможно для любых волн: длинных  $\sim 1$  мм, коротких  $\sim 1$  мкм и сверхкоротких  $\sim 100$  нм (рис. 5). Так, на дисперсионной кривой при числах  $Ca = 0,005$  и  $CvdW = 5000$  можно видеть такое поведение системы (рис. 5, черная сплошная линия). Однако такое значение числа  $CvdW$  возможно при очень сильном ван-дер-ваальсовом взаимодействии с коэффициентом Гамакера  $A \sim 10^{-17}$  Дж. При средних значениях числа  $CvdW = 100$  и малом значении  $Ca = 0,005$  можно видеть, что область неустойчивости уменьшается и ее проявление возможно для коротких и сверхкоротких волн (рис. 5, пунктирная красная линия). При малом ван-дер-ваальсовом взаимодействии  $CvdW \leq 10$  формирование неустойчивости невозможно, потому как

капиллярные силы становятся преобладающими и неустойчивость развивается по классическому сценарию с образованием гравитационно-капиллярных волн, где верхняя жидкость должна быть с большей плотностью (рис. 5, зеленая штрихпунктирная линия). При малых значениях  $C_{vdW} \leq 1$  и больших числах  $Ca \geq 1$  также развитие неустойчивости невозможно (рис. 5, синяя штрих – двойная пунктирная линия).

Рассмотрим один из возможных механизмов вытеснения пленочной нефти, в основе которого лежит формирование гофрированных образований, являющихся результатом неустойчивости гидродинамического течения двух вязких жидкостей. Пленка образуется на межфазной границе нефть – УНЖ. В процессе движения флюидов пленка оказывается на стенке капилляра. Таким образом, нефтяная пленка оказывается зажатой между пленкой и поверхностью капилляра (рис. 6). В результате проявления неустойчивости Кельвина–Гельмгольца нарастающая амплитуда волн приводит к смыву пленочной нефти.



**Рис. 6.** Механизм вытеснения нефти с образованием гофрированной наноструктурированной пленки

**Fig. 6.** Oil displacement mechanism with the formation of a corrugated nanostructured film

## Заключение

Исследование механизма вытеснения нефти с использованием наночастиц углерода показало, что в процессе движения флюидов образовавшаяся наноструктурированная гибридная пленка переходит на поверхность капилляра, образуя гофрированные образования. Теоретический анализ экспериментальных данных указывает, что гофрированные образования — это результат гидродинамического движения флюидов относительно друг друга или неустойчивости Кельвина–Гельмгольца. В результате изучения теоретического материала было получено дисперсионное уравнение, которое показывает, что основной вклад в формирование неустойчивости вносят ван-дер-ваальсовы силы взаимодействия молекул углеводородов и наноструктурированной углеродной пленки. Проявление неустойчивости возможно при условии малости капиллярных чисел  $Ca < 0,01$  и больших значениях капиллярно ван-дер-ваальсового числа  $C_{vdW} \gg 1$ . Проявление подобной неустойчивости лежит в основе механизма вытеснения пленочной нефти из капилляров пористой среды.

## Список источников

- Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. 2007. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений // Успехи химии. Том 76. № 10. С. 1034–1052. <https://doi.org/10.1070/RC2007v076n10ABEH003723>
- Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Кувшинов И. В. 2014. Физико-химические технологии с применением гелей, золь и композиций ПАВ для увеличения нефтеотдачи месторождений на поздней стадии разработки // Георесурсы. № 4 (59). С. 20–27.
- Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Кувшинов И. В. 2011. Залежи с трудно извлекаемыми запасами. Комплексная технология увеличения нефтеотдачи // Oil & Gas Journal Russia. № 6. С. 110–116.
- Алтунина Л., Кувшинов В., Кувшинов И., Урсегов С. 2012. Композиции для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей // Oil & Gas Journal Russia. № 7. С. 44–51.
- Бизэ Ж., Клэн Б., Лаланн П. 1990. Микроэмульсии. Структура и динамика / под ред.: С. Е. Фриберг, П. Боторель. М.: Мир. 319 с.
- Ганеева З. М., Хисаметдинов М. Р., Ризванов Р. З., Мусабилов М. Х. 2013. Развитие технологий повышения нефтеотдачи, основанных на применении силикатного геля в ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. № 8. С. 82–84.
- Гиматудинов Ш. К. 1982. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра. 311 с.
- Идогова Я. В., Прочухан К. Ю., Прочухан Ю. А. (2014). Влияние минерализации воды на реологические свойства полимера // Башкирский химический журнал. Том 21. № 4. С. 80–82.
- Измайлова В. Н., Ямпольская Г. П. 1992. Структурно-механический барьер // Успехи коллоидной химии и физико-химической механики. М.: Наука. С. 103.
- Мартос В. Н. 1974. Применение полимеров в нефтедобывающей промышленности. М.: ВНИИОЭНГ. 95 с.
- Нажису, Ерофеев В. И. 2017. Исследование и применение комплексной технологии заводнения для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. № 10. С. 96–100.
- Пахаруков Ю. В., Шабиев Ф. К., Григорьев Б. В., Сафаргалиев Р. Ф., Поточняк И. Р. 2019. Фильтрация нефти в пористой среде при наличии наночастиц графена // Прикладная механика и техническая физика. Том 60. № 1. С. 37–40.
- Пахаруков Ю. В., Шабиев Ф. К., Мавринский В. В., Сафаргалиев Р. Ф., Воронин В. В. 2019. Формирования волновой структуры на поверхности графеновой пленки // Письма в Журнал экспериментальной и теоретической физики. Том 109. № 9. С. 634–638.
- Пахаруков Ю. В., Шабиев Ф. К., Сафаргалиев Р. Ф. 2018. Вытеснение нефти из пористой среды с использованием графитовой суспензии // Письма в Журнал технической физики. Том 44. № 4. С. 3–8.
- Пахаруков Ю. В., Шабиев Ф. К., Сафаргалиев Р. Ф., Галунин Е. В. 2025. Иерархия процессов самоорганизации и самосборки на примере роста пленок на границе «углеводород–графеновый нанофлюид» // Журнал технической физики. Том 95. № 3. С. 565–574.
- Пахаруков Ю. В., Шабиев Ф. К., Сафаргалиев Р. Ф., Ездин Б. С., Каляда В. В. 2020. Использование нанофлюидов на основе углеродных наночастиц для вытеснения нефти из модели

- пористой среды // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 6. № 4 (24). С. 141–157.
- Пахаруков Ю. В., Шабиев Ф. К., Сафаргалиев Р. Ф., Шабиева А. В. 2022. Увеличение проницаемости микрокапилляра со стенками покрытыми гофрированной графеновой пленкой // Прикладная механика и техническая физика. Том 63. № 6. С. 116–121.
- Рудяк В. Я., Белкин А. А., Егоров В. В. 2009. Об эффективной вязкости наносuspензий // Журнал технической физики. Том 79. № 8. С. 18–25.
- Саночкин Ю. В. 2003. Ван-дер-ваальсовы волны в жидкостях со свободной поверхностью // Журнал технической физики. Том 73. № 5. С. 24–29.
- Усманова Л. Р., Прочухан К. Ю., Прочухан Ю. А. 2013. Поверхностно-активные вещества для интенсификации процессов нефтедобычи // Fundamental Science and Technology — Promising Developments II. Vol. 1. М.: Научно-издательский центр «Академический». С. 196–200.
- Френкель Я. И. 1975. Кинетическая теория жидкостей. Ленинград: Наука. 592 с.
- Хавкин А. Я. 2010. Наноявления и нанотехнологии в добыче нефти и газа. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». 691 с.
- Шабиев Ф. К., Пахаруков Ю. В., Сафаргалиев Р. Ф., Ездин Б. С., Васильев С. А. 2022. Снижение вязкости нефти с добавлением графеновых нанопластинок // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 8. № 3 (31). С. 106–125.
- Alekseev A. N., Bogoviz A. V., Goncharenko L. P., Sybachin S. A. 2019 A critical review of Russia's energy strategy in the period until 2035 // International Journal of Energy Economics and Policy. Vol. 9. No. 6. Pp. 95–102.
- Ali I., Pakharukov Yu. V., Shabiev F. K., Galunin E. V., Safargaliev R. F., Vasiljev S. A., Ezdin B. S., Burakov A. E., AlOthman Zeid A., Sillanpää Mika. 2023. Preparation of graphene based nanofluids: Rheology determination and theoretical analysis of the molecular interactions of graphene nanoparticles // Journal of Molecular Liquids. Vol. 390. Article 122954.
- Bahiraei M., Heshmatian S. 2019. Graphene family nanofluids: A critical review and future research directions // Energy Conversion and Management. Vol. 196. Pp. 1222–1256.
- Dong Z. et al. 2019. Carbon nanoparticle-stabilized Pickering emulsion as a sustainable and high-performance interfacial catalysis platform for enzymatic esterification/transesterification // ACS Sustainable Chemistry & Engineering. Vol. 7. No. 8. Pp. 7619–7629.
- El-Masry J. F. et al. 2023. A comprehensive review on utilizing nanomaterials in enhanced oil recovery applications // Energies. Vol. 16. No. 2. Article 691.
- Ezdin B. S., Pakharukov Yu. V., Kalyada V. V., Shabiev F. K et al. 2022. The novel method of synthesis of nanostructured materials for the enhancing recovery in oil displacement technologies // Catalysis Today. Vol. 397–399. Pp. 249–256.
- Foaisal A. R., Imran A. B., Chowdhury A. N. 2025. Eco-friendly biomass-based carbon dots, carbon nanotubes, graphene, and their derivatives for enhanced oil recovery: A new horizon for petroleum industry // ChemistryOpen. Vol. 14. No. 7. Article e202400353.

- Glushchenko V.N., Kuz'micheva E.O., Dashkina E.F. 2012 Development of environmentally friendly surfactants and their adaptation to the conditions of the oil industry. The development of science at the present stage. // *Tsentr naukovykh publikatsii Publ.* pp. 20-25.
- Iravani M., Khalilnezhad Z., Khalilnezhad A. 2023. A review on application of nanoparticles for EOR purposes: History and current challenges // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. Vol. 13. Pp. 959–994.
- Isaev V. I., Kuzmenkov S. G., Ayupov R. Sh., Kuzmin Yu. A., Lobova G. A., Stulov P. A. 2019. Hard-to-recover reserves of Yugra oil (West Siberia) // *Geophysical Journal*. Vol. 41. No. (1). Pp. 33–43.
- Jafarbeigi E., Salimi F., Kamari E., Mansouri M. 2022. Effects of modified graphene oxide (GO) nanofluid on wettability and IFT changes: Experimental study for EOR applications // *Petroleum Science*. Vol. 19. No. 4. Pp. 1779–1792.
- Kang W. L. et al. 2022. Advances in enhanced oil recovery technologies for low permeability reservoirs // *Petroleum Science*. Vol. 19. No. 4. Pp. 1622–1640.
- Karimi A. et al. 2012. Wettability alteration in carbonates using zirconium oxide nanofluids: EOR implications // *Energy & Fuels*. Vol. 26. No. 2. Pp. 1028–1036.
- Kryukov V., Moe A. 2018. Does Russian unconventional oil have a future? // *Energy Policy*. Vol. 119. Pp. 41–50. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.04.021>
- Li W. et al. 2022. Recent advances on Pickering emulsions stabilized by diverse edible particles: Stability mechanism and applications // *Frontiers in Nutrition*. Vol 9. Article 864943.
- Luo D., Wang F., Zhu J., Cao F., Liu Y., Li X. et al. 2016. Nanofluid of graphene-based amphiphilic Janus nanosheets for tertiary or enhanced oil recovery: High performance at low concentration // *Proceedings of the National Academy of Sciences*. Vol. 113. No. 28. Pp. 7711-7716.
- Nelson R. C., Lawson J. B., Thigpen D. R. & Stegemeier G. L. 1984. Cosurfactant-enhanced alkaline flooding // *SPE Enhanced Oil Recovery Symposium*. SPE 12672. <https://doi.org/10.2118/12672-MS>
- Pakharukov Yu. V., Shabiev F. K., Safargaliev R. F., Volkova S. S. 2021. Quenching of graphene suspension photoluminescence with saturated hydrocarbons // *Colloid and Interface Science Communications*. Vol. 42. Article 100431.
- Pakharukov Yu., Shabiev F., Safargaliev R., Mavrinskii V., Vasiljev S., Ezdin B., Grigoriev B., Salihov R. 2022. The mechanism of oil viscosity reduction with the addition of graphene nanoparticles // *Journal of Molecular Liquids*. Vol. 361. Article 119551.
- Peng B. et al. 2017. A review of nanomaterials for nanofluid enhanced oil recovery // *RSC Advances*. Vol. 7. No. 51. Pp. 32246–32254.
- Radnia H. et al. 2018. A novel nanofluid based on sulfonated graphene for enhanced oil recovery // *Journal of Molecular Liquids*. Vol. 271. Pp. 795–806.
- Savitskaya M. N., Kholodova Yu.D. 1969 Polyacrylamide. // *Tekhnika Publ.* 18 p.
- Sheng J. J., Leonhardt B., Azri N. 2015. Status of polymer-flooding technology // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. Vol. 54 (02). Pp. 116–126. <https://doi.org/10.2118/174541-pa>
- Yousufi M. M. et al. 2025. Evaluation of activated carbon as a Pickering emulsion stabilizer for conformance control at high temperature and salinity: A focus on stability and rheology // *Journal of Molecular Liquids*. Vol. 419. Article 126764.

- Zhao M. et al. 2024. Review on principles, influence and applications of nanomaterials in enhancing oil recovery // *Fuel*. Vol. 371. Article. 131985.
- Zhu Y. Y., Zhang Y., Niu J. L., Liu W. D., Hou Q. F. 2016. The progress in the alkali-free surfactant-polymer combination flooding technique // *Petroleum Exploration and Development*. Vol. 39. No. 3.

## References

- Altunina, L. K., & Kuvshinov, V. A. (2007). Physico-chemical methods for increasing oil recovery from oil fields. *Russian Chemical Reviews*, 76(10), 1034–1052. <https://doi.org/10.1070/RC2007v076n10ABEH003723> [In Russian]
- Altunina, L. K., Kuvshinov, V. A., & Kuvshinov, I. V. (2014). Physico-chemical technologies using gels, sols and surfactant compositions. *Georesources*, (4), 20–27. [In Russian]
- Altunina, L. K., Kuvshinov, V. A., & Kuvshinov, I. V. (2011). Deposits with difficult-to-recover reserves. Complex technology for increasing oil recovery. *Oil & Gas Journal Russia*, (6), 110–116. [In Russian]
- Altunina, L., Kuvshinov, V., Kuvshinov, I., & Ursegov, S. (2012). Compositions for increasing oil recovery from deposits of high-viscosity oils. *Oil & Gas Journal Russia*, (7), 44–51. [In Russian]
- Bie, J., Klan, B., & Lalann, P. (1990). *Microemulsions. Structure and Dynamics* (Edited by S. E. Friberg, P. Botorel). Mir. [In Russian]
- Ganeeva, Z. M., Khisametdinov, M. R., Rizvanov, R. Z., & Musabirov, M. Kh. (2013). Development of technology for increasing oil recovery based on the use of silicate gel in Tatneft. *Oil Industry*, (8), 82–84. [In Russian]
- Gimatudinov, Sh. K. (1982). *Physics of the Oil and Gas Reservoir*. Nedra. [In Russian]
- Idogova, Ya. V., Prochukhan, K. Yu., & Prochukhan, Yu. A. (2014). Influence of water mineralization on the rheological properties of polymer. *Bashkir Chemical Journal*, 21(4), 80–82. [In Russian]
- Izmailova, V. N., & Yampolskaya, G. P. 1992. Structural & mechanical barrier. In *Advances in Colloidal Chemistry and Physico-Chemical Mechanics* (p. 103). Nauka. [In Russian]
- Martos, V. N. (1974). *Application of the Polymers in the Oil Industry*. VNIIOENG Publ. [In Russian]
- Najisu, & Erofeev, V. I. (2017). Investigation and application of integrated technology of the plant for improvement of petroleum oil refining. *Advances in Current Natural Sciences*, (10), 96–100.
- Pakharukov, Yu. V., Shabiev, F. K., Grigoriev, B. V., Safargaliev, R. F., & Potochnyuk, I. R. (2019). Filtration of oil in a porous medium with the participation of graphene nanoparticles. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, 60(1), 37–40. [In Russian]
- Pakharukov, Yu. V., Shabiev, F. K., Mavrinsky, V. V., Safargaliev, R. F., & Voronin, V. V. (2019). Wave structure formation on the surface of a graphene film. *JETP Letters*, 109(9), 634–638. [In Russian]
- Pakharukov, Yu. V., Shabiev, F. K., & Safargaliev, R. F. (2018). Displacement of oil from a porous medium using graphite suspension. *Technical Physics Letters*, 44(4), 3–8. [In Russian]

- Pakharukov, Yu. V., Shabiev, F.K., Safargaliev, R. F., Galunin, E. V. (2025). Hierarchy of self-organization and self-assembly processes using the example of film growth at the hydrocarbon–graphene nanofluid interface. *Journal of Technical Physics*, 95(3), 565–574 [In Russian]
- Pakharukov, Yu. V., Shabiev, F. K., Safargaliev, R. F., Yezdin, B. S., & Kalyada, V. V. (2020). Use of nanofluids based on carbon nanoparticles to displace oil from the porous medium model. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 6(4), 141–157. [In Russian]
- Pakharukov, Yu. V., Shabiev, F. K., Safargaliev, R. F., & Shabieva, A. V. (2022). Increase in microcapillary permeability with walls coated with a corrugated graphene film. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, 63(6), 116–121. [In Russian]
- Rudiyak, V. Ya., Belkin, A. A., Egorov, V. V. (2009). On the effective viscosity of nanosuspensions. *Journal of Technical Physics*, 79(8), 18–25. [In Russian]
- Sanochkin, Yu. V. (2003). Van der Waals waves in liquids with a free surface. *Journal of Technical Physics*, 73(5), 24–29. [In Russian]
- Usmanova, L. R., Prochukhan, K. Yu., & Prochukhan, Yu. A. (2013). Surfactants for intensification of oil production process. In *Fundamental Science and Technology — Promising Developments II. Vol. 1.* (pp. 196–200). Academicheskii. [In Russian]
- Frenkel, Ya. I. (1975). *Kinetic Theory of Liquids*. Nauka. [In Russian]
- Khavkin, A. Ya. (2010). *Nanoappearance and Nanotechnology in Oil and Gas Production*. Institute of Computer Research, Scientific Research Center “Regular and Chaotic Dynamics”. [In Russian]
- Shabiev, F. K., Pakharukov, Yu. V., Safargaliev, R. F., Yezdin, B. S., & Vasiliev, S. A. (2022). Reduction of oil viscosity with the addition of graphene nanoplates. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, and Energy*, 8(3), 106–125. [In Russian]
- Alekseev, A. N., Bogoviz, A. V., Goncharenko, L. P., & Sybachin, S. A. (2019). A critical review of Russia's energy strategy in the period until 2035. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 9(6), 95–102.
- Ali, I., Pakharukov, Yu. V., Shabiev, F. K., Galunin, E. V., Safargaliev, R. F., Vasiljev, S. A., Yezdin, B. S., Burakov, A. E., AlOthman Zeid, A., & Sillanpää, Mika. (2023). Preparation of graphene based nanofluids: Rheology determination and theoretical analysis of the molecular interactions of graphene nanoparticles. *Journal of Molecular Liquids*, 390, 122954.
- Bahiraei, M., & Heshmatian, S. (2019). Graphene family nanofluids: A critical review and future research directions. *Energy Conversion and Management*, 196, 1222–1256.
- Dong, Z. et al. (2019). Carbon nanoparticle-stabilized Pickering emulsion as a sustainable and high-performance interfacial catalysis platform for enzymatic esterification/transesterification. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 7(8), 7619–7629.
- El-Masry, J. F. et al. (2023). A comprehensive review on utilizing nanomaterials in enhanced oil recovery applications. *Energies*, 16(2), 691.
- Ezdin, B. S., Pakharukov, Yu. V., Kalyada, V. V., Shabiev, F. K et al. (2022). The novel method of synthesis of nanostructured materials for the enhancing recovery in oil displacement technologies. *Catalysis Today*, 397–399, 249–256.

- Foisal, A. R., Imran, A. B., & Chowdhury, A. N. (2025). Eco-friendly biomass-based carbon dots, carbon nanotubes, graphene, and their derivatives for enhanced oil recovery: A new horizon for petroleum industry. *ChemistryOpen*, 14(7), e202400353.
- Glushchenko, V. N., Kuz'micheva, E. O., & Dashkina, E. F. (2012). *Development of Environmentally Friendly Surfactants and their Adaptation to the Conditions of the Oil Industry. The Development of Science at the Present Stage* (pp. 20–25). Tsentr naukovykh publikatsii Publ.
- Iravani, M., Khalilnezhad, Z., & Khalilnezhad, A. (2023). A review on application of nanoparticles for EOR purposes: History and current challenges. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 13, 959–994.
- Isaev, V. I., Kuzmenkov, S. G., Ayupov, R. Sh., Kuzmin, Yu. A., Lobova, G. A., & Stulov, P. A. (2019). Hard-to-recover reserves of Yugra oil (West Siberia). *Geophysical Journal*, 41(1), 33–43.
- Jafarbeigi, E., Salimi F., Kamari, E., & Mansouri, M. (2022). Effects of modified graphene oxide (GO) nanofluid on wettability and IFT changes: Experimental study for EOR applications. *Petroleum Science*, 19(4), 1779–1792.
- Kang, W. L. et al. (2022). Advances in enhanced oil recovery technologies for low permeability reservoirs. *Petroleum Science*, 19(4), 1622–1640.
- Karimi, A. et al. (2012). Wettability alteration in carbonates using zirconium oxide nanofluids: EOR implications. *Energy & Fuels*, 26(2), 1028–1036.
- Kryukov V., & Moe A. (2018). Does Russian unconventional oil have a future? *Energy Policy*, 119, 41–50. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.04.021>
- Li, W. et al. (2022). Recent advances on Pickering emulsions stabilized by diverse edible particles: Stability mechanism and applications. *Frontiers in Nutrition*, 9, 864943.
- Luo, D., Wang, F., Zhu, J., Cao, F., Liu, Y., Li, X. et al. (2016). Nanofluid of graphene-based amphiphilic Janus nanosheets for tertiary or enhanced oil recovery: High performance at low concentration. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 113(28), 7711–7716.
- Nelson, R. C., Lawson, J. B., Thigpen, D. R. & Stegemeier, G. L. (1984) Cosurfactant-enhanced alkaline flooding. *SPE Enhanced Oil Recovery Symposium*. SPE 12672. <https://doi.org/10.2118/12672-MS>
- Pakharukov, Yu. V., Shabiev, F. K., Safargaliev, R. F., & Volkova, S. S. (2021). Quenching of graphene suspension photoluminescence with saturated hydrocarbons. *Colloid and Interface Science Communications*, 42, 100431.
- Pakharukov, Yu., Shabiev, F., Safargaliev, R., Mavrinskii, V., Vasiljev, S., Ezdin, B., Grigoriev, B., & Salihov, R. (2022). The mechanism of oil viscosity reduction with the addition of graphene nanoparticles. *Journal of Molecular Liquids*, 361, 119551.
- Peng, B. et al. (2017). A review of nanomaterials for nanofluid enhanced oil recovery. *RSC Advances*, 7(51), 32246–32254.
- Radnia, H. et al. (2018). A novel nanofluid based on sulfonated graphene for enhanced oil recovery. *Journal of Molecular Liquids*, 271, 795–806.
- Savitskaya, M. N., & Kholodova, Yu. D. (1969). *Polyacrylamide*. Tekhnika Publ.
- Sheng, J. J., Leonhardt, B. & Azri, N. (2015). Status of polymer-flooding technology. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 54(02), 116–126. <https://doi.org/10.2118/174541-pa>

- Yousufi, M. M. et al. (2025). Evaluation of activated carbon as a Pickering emulsion stabilizer for conformance control at high temperature and salinity: A focus on stability and rheology. *Journal of Molecular Liquids*, 419, 126764.
- Zhao, M. et al. (2024). Review on principles, influence and applications of nanomaterials in enhancing oil recovery. *Fuel*, 371, 131985.
- Zhu, Y. Y., Zhang, Y., Niu, J. L., Liu, W. D., & Hou, Q. F. (2016). The progress in the alkali-free surfactant-polymer combination flooding technique. *Petroleum Exploration and Development*, 39(3).

## Информация об авторах

Руслан Фаридович Сафаргалиев, кандидат физико-математических наук, доцент, кафедра физики и приборостроения, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия  
safargalievrf@tyuiu.ru, <https://orcid.org/0000-0002-4799-8651>

Юрий Вавилович Пахаруков, доктор физико-математических наук, доцент, профессор кафедры физики и приборостроения, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия  
pacharukovy@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0002-3937-4937>

Борис Семенович Ездин, кандидат физико-математических наук, научный сотрудник ОПФ НИЧ, Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия  
bse@nsu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-4563-9265>

Сергей Александрович Васильев, научный сотрудник ОПФ НИЧ, Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия  
s.vasilev3@nsu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-0076-9445>

Александр Сергеевич Чупров, студент, кафедра физики и приборостроения, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия  
a.chuprov06@gmail.com

Роман Дмитриевич Гуменюк, лаборант, кафедра физики и приборостроения, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Фарид Канафиевич Шабиев, кандидат физико-математических наук, доцент, доцент кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет; профессор кафедры прикладной и технической физики, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия  
faridshab@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-0551-3836>

## Information about the authors

Ruslan F. Safargaliev, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor, Department of Physics and Instrument Engineering, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia  
safargalievrf@tyuiu.ru, <https://orcid.org/0000-0002-4799-8651>

Yuri V. Pakharukov, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor, Professor of the Department of Physics and Instrument Engineering, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia  
pacharukovy@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0002-3937-4937>

*Boris S. Ezdin*, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Researcher at the Department of Applied Physics of Scientific and Research Division, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia  
bse@nsu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-4563-9265>

*Sergey A. Vasiliev*, Researcher of the Department of Applied Physics of Scientific and Research Division, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia  
s.vasilev3@nsu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-0076-9445>

*Alexander S. Chuprov*, Student, Department of Physics and Instrument Engineering, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia  
a.chuprov06@gmail.com

*Roman D. Gumenyuk*, Laboratory Assistant, Department of Physics and Instrument Engineering, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*Farid K. Shabiev*, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor, Associate Professor of the Department of Technosphere Security, Industrial University of Tyumen; Professor of the Department of Applied and Technical Physics, University of Tyumen, Tyumen, Russia  
faridshab@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-0551-3836>