ISSN 2712-8008
Том / Volume 25 №4 2025
Домашняя страница журнала: https://ered.pstu.ru/index.php/geo
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.276
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2025

# Изменения в составе и свойствах нефти и АСПО после микробиологической обработки

**Г.Г. Курбанова[1], Н.Н. Садыков[1], А.А. Гарипова[1], Ю.М. Ганеева[2], Е.Е. Барская[2], И.Г. Фаттахов[1]**

[1]Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина (Российская Федерация, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 186а)
[2]Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова ФИЦ Казанский научный центр РАН
(Российская Федерация, 420088, г. Казань, ул. Академика Арбузова, 8)

# Changes in the Composition and Properties of Oil and Wax Depositions after Microbiological Treatment

**Gulnara G. Kurbanova[1], Nazir N. Sadykov[1], Aigul A. Garipova[1], Yulia M. Ganeeva[2], Ekaterina E. Barskaya[2], Irik G. Fattakhov[1]**

[1]TatNIPIneft R&D Institute of the PJSC TATNEFT named after V.D. Shashin (186a Sovetskaya st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation)
[2]Arbuzov Institute of Organic and Physical Chemistry, FRC Kazan Scientific Center, Russian Academy of Sciences
(8 Academika Arbuzova st., Kazan, 420088, Russian Federation)

**Получена / Received: 02.06.2025. Принята / Accepted: 31.10.2025. Опубликована / Published: 21.11.2025**

*Ключевые слова:*
нефть, АСПО, состав, свойства, биодеградация, консорциумы микроорганизмов, насадка-ловушка Дина-Старка, данные спектроскопии, снижение доли ароматического ядра.

Отложения асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПО) представляют собой одну из наиболее сложных проблем в нефтедобыче, приводящих к снижению производительности скважин и увеличению затрат на их ремонт и профилактические работы. В настоящей работе впервые представлены результаты сравнительного анализа изменения состава и физико-химических свойств нефти и высокомолекулярных соединений при воздействии аборигенными штаммами микроорганизмов, выделенных из пластовой воды и АСПО Ромашкинского месторождения, продемонстрировавшие высокую эффективность биодеградации. В биодеградированных нефти и АСПО зафиксировано снижение содержания низкомолекулярных алканов, изменение состава смолисто-асфальтеновых компонентов и структуры асфальтенов. Выявлен различный потенциал используемых бактериальных консорциумов для обработки нефти и АСПО. Полученные результаты могут быть использованы для разработки микробиологического метода предотвращения образования и удаления АСПО. На сегодняшний день известны множество методов удаления асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), среди которых микробиологический метод выделяется как наиболее экологически безопасный и экономичный. Суть данного метода заключается в применении микробной ассоциации углеводородоокисляющих бактерий, способных преобразовывать АСПО. В скважину или призабойную зону пласта вводят аэробные и анаэробные микроорганизмы, которые используют углеводороды нефти в качестве единственного источника питания. Раствор оставляют в обработанной зоне на 5–7 дней. Микроорганизмы, закачанные в пласт, в процессе своей жизнедеятельности выделяют в среду: спирты, растворители, биополимеры и слабые органические кислоты (такие как уксусная, муравьиная и другие), снижающие вязкость и температуру текучести нефти, газы, повышающие пластовое давление, что способствует вытеснению нефти к стволу скважины. Продукты жизнедеятельности микроорганизмов, способных окислять углеводороды нефти, проявляют разрушительные, моющие и ингибирующие свойства и в отношении АСПО. Основным технологическим результатом такого подхода является увеличение межочистного периода, при этом частота обработки скважин составляет от 4 до 12 месяцев.

*Keywords:*
oil, wax depositions, composition, properties, biodegradation, microbial consortia, Dean-Stark trap, spectroscopy data, reduction of aromatic nucleus content.

Wax depositions are one of the most challenging problems in oil production, leading to reduced well productivity and increased repair and maintenance costs. This paper presents the first comparative analysis of changes in the composition and physicochemical properties of oil and high-molecular-weight compounds exposed to indigenous microbial strains isolated from formation water and wax depositions at the Romashkinskoye field, demonstrating high biodegradation efficiency. Biodegraded oil and wax depositions demonstrated a decrease in the content of low-molecular-weight alkanes, changes in the composition of resin-asphaltene components, and changes in the structure of asphaltenes. Different potentials of the bacterial consortia used for oil and wax depositions treatment were identified. The obtained results can be used to develop a microbiological method for preventing the formation and removal of wax depositions. Numerous methods for removing wax depositions are currently known, among which the microbiological method stands out as the most environmentally friendly and cost-effective. This method utilizes a microbial association of hydrocarbon-oxidizing bacteria capable of converting asphaltene, resin, and paraffin deposits. Aerobic and anaerobic microorganisms, which utilize oil hydrocarbons as their sole nutritional source, are injected into the wellbore or near-wellbore formation zone. The solution is left in the treated zone for 5–7 days. During their life cycle, the microorganisms injected into the formation release alcohols, solvents, biopolymers, and weak organic acids (such as acetic, formic, and others) into the environment. These acids reduce the viscosity and pour point of the oil, as well as gases that increase formation pressure, thereby promoting oil displacement toward the wellbore. The waste products of microorganisms capable of oxidizing oil hydrocarbons show destructive, cleaning, and inhibitory properties against asphaltene, resin, and paraffin deposits. The main technological result of this approach is an increase in the interval between treatments, with the frequency of well treatments ranging from 4 to 12 months.

**Курбанова Гульнара Гайнельхаковна** – заведующий лабораторией разработки биотехнологий (e-mail: Kurbanova-GG@tatnipi.ru, тел.: +007 (855) 331 08 00, доб. 53056).
**Садыков Назир Назарович** – научный сотрудник, лаборатория разработки биотехнологий (e-mail: SadykovNN@tatneft.ru, тел.: +007 (855) 331 08 00, доб. 53108).
**Гарипова Айгуль Айратовна** – научный сотрудник, лаборатория разработки биотехнологий (e-mail: GaripovaAygulA@tatnipi.ru, тел.: +007 (855) 331 08 00, доб. 53091).
**Ганеева Юлия Муратовна** – доктор химических наук, главный научный сотрудник (e-mail: ganeeva@iopc.ru, тел.: +007 (843) 273 93 65).
**Барская Екатерина Евгеньевна** – кандидат химических наук, старший научный сотрудник (e-mail: barskaya@iopc.ru, тел.: +007 (843) 273 93 65).
**Фаттахов Ирик Галиханович** – доктор технических наук, доцент, директор по повышению нефтеотдачи пластов, волновым и биотехнологиям (e-mail: fattakhovig@tatneft.ru, тел.: +007 (855) 331 08 00, доб. 53221).

**Gulnara G. Kurbanova** (ORCID: 0009-0002-9568-0557) – Head of the Biotechnology Development Laboratory (tel.: +7 (855) 331 08 00, e-mail: Kurbanova-GG@tatnipi.ru)
**Nazir N. Sadykov** (ORCID: 0000-0001-8696-2400) – Researcher at the Biotechnology Development Laboratory (tel.: +7 (855) 331 08 00, e-mail: SadykovNN@tatneft.ru)
**Aigul A. Garipova** (ORCID: 0009-0007-1830-7915) – Researcher at the Biotechnology Development Laboratory (tel.: +7 (855) 331 08 00, e-mail: GaripovaAygulA@tatnipi.ru)
**Yulia M. Ganeeva** (Author ID in Scopus: 6506799082, ORCID: 0000-0002-0940-9377) – Doctor in Chemistry, Chief Researcher (tel.: +7 (843) 273 93 65, e-mail: ganeeva@iopc.ru). The contact person for correspondence.
**Ekaterina E. Barskaya** (Author ID in Scopus: 6507072698, ORCID: 0000-0002-8476-4782) – PhD in Chemistry, Senior Researcher (tel.: +7 (843) 273 93 65, e-mail: barskaya@iopc.ru).
**Irik G. Fattakhov** (Author ID in Scopus: 48560997700, ORCID: 0000-0002-3086-4323) – Doctor in Engineering, Associate Professor, Director of Enhanced Oil Recovery, Wave and Biotechnology (tel.: +7 (855) 331 08 00, e-mail: fattakhovig@tatneft.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Изменения в составе и свойствах нефти и АСПО после микробиологической обработки / Г.Г. Курбанова, Н.Н. Садыков, А.А. Гарипова, Ю.М. Ганеева, Е.Е. Барская, И.Г. Фаттахов // Недропользование. – 2025. – Т.25, №4. – С. 388–397. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.4.14

Please cite this article in English as:
Kurbanova G.G., Sadykov N.N., Garipova A.A., Ganeeva Yu.M., Barskaya E.E., Fattakhov I.G. Changes in the Composition and Properties of Oil and Wax Depositions after Microbiological Treatment. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2025, vol.25, no.4, pp. 388-397. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.4.14

## Введение

В работе [5] исследована биодеградация асфальтенов с использованием микроорганизмов, выделенных из нефтяных образцов. Проведенные исследования показали, что определенные штаммы бактерий способны эффективно разлагать асфальтены, преобразуя их в менее сложные соединения. Эксперименты подтвердили, что применение таких микроорганизмов может быть перспективным для решения проблем, связанных с асфальтенообразованием в нефтяных системах.

В статьях [7–11] рассматривается биодеградация асфальтенов при различных условиях: в динамическом и в статическом состояниях. Исследование направлено на оценку влияния этих условий на эффективность разложения асфальтенов микроорганизмами. Авторы выявили, что динамические условия (встряхивание) способствуют более активной биодеградации благодаря улучшению контакта между микроорганизмами и асфальтенами. При статических условиях скорость деградации была ниже, однако микроорганизмы продолжали проявлять активность. Результаты исследования демонстрируют важность оптимизации физических условий для повышения эффективности микробиологической обработки нефти. Полученные данные обозначают перспективу для разработки более эффективных методов биодеградации асфальтенов в нефтедобывающей отрасли.

В статьях [12–14] исследована способность бактерий удалять углеводороды из загрязненных сред. Авторы изучили эффективность адаптированных штаммов микроорганизмов, выделенных из природных источников, в условиях, близких к реальным. Проведенные эксперименты показали, что данные бактерии способны эффективно разлагать углеводороды в течение длительного времени, демонстрируя высокую устойчивость к токсичности углеводородов и адаптивные механизмы выживания. Биодеградация привела к разрушению углеводородных цепей с образованием менее сложных соединений, что способствовало снижению загрязнения. Авторы отметили значимость адаптированных штаммов для очистки почв и водоемов, загрязненных нефтепродуктами. Исследование подчеркивает важность применения биоремедиации с использованием местных микроорганизмов, приспособленных к специфическим условиям, для экологически безопасного и экономически эффективного устранения загрязнений, вызванных нефтяными углеводородами. Полученные результаты имеют практическое значение для разработки технологий очистки, ориентированных на минимизацию ущерба окружающей среде.

Специалистами Новосибирского государственного университета предложен микробиологический способ удаления асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) из добывающих скважин [16, 17]. Метод основан на использовании специально выделенных штаммов микроорганизмов, способных разлагать компоненты АСПО. В затрубное пространство добывающей скважины вводятся суспензии микроорганизмов аэробных углеводородокислящих микроорганизмов в водном растворе питательных веществ и осуществляется циркуляция этой суспензии путем соединения выкидной линии скважинного насоса с затрубным пространством скважины. При этом для поддержания жизненного цикла бактерий и насыщения потока жидкости кислородом через насос, подключенный на устье к пробоотборнику, выполняют импульсную закачку воздуха в добывающую скважину, создающую колебания столба жидкости и вибрацию в скважинном оборудовании [18, 19].

Как показывает обзор литературы, сведений об использовании микробиологических методов при борьбе с АСПО не так много, и связано это со сложностью состава АСПО и большим содержанием в них высокомолекулярных полициклических ароматических и парафиновых соединений. Поэтому исследования в этой области, безусловно, являются актуальной задачей [20].

Ранее с использованием классических микробиологических, физико-химических и аналитических методов, с соблюдением строгих асептических условий на всех этапах работ были: 1) проведены исследования пластовых флюидов, нефти, АСПО с труб НКТ и манифольдной линии; 2) выделены и идентифицированы штаммы микроорганизмов, изучены их биохимические свойства, выделяемые метаболиты и подобраны перспективные штаммы, обладающие способностью к биодеградации АСПО; 3) определена толерантность микроорганизмов к углеводородам и проведены исследования на совместимость штаммов по отношению друг к другу [21]; 4) изучено влияния микроорганизмов на скважинное оборудование для исключения рисков биокоррозии [22]; 5) из подобранных наиболее эффективных штаммов для ускорения процесса деградации АСПО созданы консорциумы, состоящие из наиболее толерантных и неантагонистических бактериальных изолятов с учетом физиологических характеристик аэробных органотрофных бактерий [23]. В ходе предварительных исследований были выделены 88 штаммов микроорганизмов, среди которых 18 штаммов были получены из образцов АСПО и 16 – из образцов пластовой воды. Установлено, что из общего числа выделенных штаммов 39 обладают способностью к биодеградации АСПО с различной степенью активности, а эффективность смешанных культур (консорциумов) может достигать 45–60 %. В представленной работе проведены детальные исследования изменения состава и физико-химических свойств нефти и АСПО до и после обработки наиболее эффективными консорциумами микроорганизмов [24–29].

## Экспериментальная часть

Объектом исследования являются пробы нефти из скв. 2### (далее нефть), а также 4 образца АСПО из скв. 20###, 13###, 21###, 8### (далее АСПО1, АСПО2, АСПО3 и АСПО4), извлеченные из добывающих скважин Ромашкинского месторождения, до и после микробиологической обработки [30].

Пробы нефти до и после микробиологической обработки содержали воду и газы, поэтому исследования состава и свойств нефтяных проб проводили на обезвоженных остатках нефти после отгона бензиновой фракции с $T_к < 200$ °С [31].

Пробы АСПО до и после обработки имели пастообразную консистенцию, содержали воду, механические примеси и нефтяную (органическую) составляющую. Для химического анализа состава органической части АСПО предварительно проведена ее экстракция путем растворения проб в органических растворителях и удаления неорганических примесей (воды и механических примесей). В качестве растворителей использовали смесь бензола (х.ч., производства АО «ЭКОС-1») и толуола (х.ч., производства АО «ЭКОС-1») в соотношении 1:1. После экстракции растворители удаляли. Исследования состава и свойств проводились на экстрактах органической составляющей АСПО [32–34].

Бактериальные консорциумы, используемые для обработки нефти, обозначены как ***1*** и ***2***.

Бактериальные консорциумы, используемые для обработки АСПО, обозначены как ***A***, ***B*** и ***C***.

Таблица 1

Список проб нефти и АСПО, содержание в них воды, механических примесей и легких фракций до и после микробиологической обработки

| Образец / обработка бактериальным консорциумом | Содержание воды, мас. % | Содержание механических примесей, мас. % | Содержание легких фракций н.к. до 200 °С для нефти и до 150 °С для АСПО, мас. % |
|---|---|---|---|
| Нефть | следы* | – | 22,8 |
| Нефть / ***1*** | 10,5 | – | 19,7 |
| Нефть / ***2*** | 7,4 | – | 11,8 |
| АСПО1 | 22,7 | 2,3 | 0,7 |
| АСПО2 | 6,8 | 1,1 | 2,9 |
| АСПО3 | 4,1 | 16,3 | 7,2 |
| АСПО4 | 8,1 | 1,6 | 3,0 |
| АСПО1 / ***A*** | 30,7 | 1,0 | 0,4 |
| АСПО2 / ***A*** | 6,5 | 0,6 | 6,5 |
| АСПО3 / ***B*** | 35,1 | 0,7 | 4,3 |
| АСПО4 / ***C*** | 18,5 | 2,2 | 3,9 |

Примечание: * – содержание менее 0,1 %.

Методы исследования. Пробы нефти и АСПО проверены на наличие воды по ГОСТ 2477-2014 с использованием насадки-ловушки Дина – Старка, содержание механических примесей в пробах определяли согласно ГОСТ 6370-2018 с использованием установки для фильтрования под вакуумом. Содержание легких фракций в составе нефти или АСПО определяли методом простой перегонки при атмосферном давлении до температуры соответственно 200 °С или 150 °С, согласно ГОСТ 2177-99.

Плотность определяли пикнометром согласно ГОСТ 3900-2022. Динамическую вязкость определяли на вискозиметре SMART (Fungilab, Италия) по методу Брукфильда с использованием адаптера для малых проб с цилиндрической геометрией и термостатирующей рубашкой [35].

Групповой состав определяли согласно стандартным методикам (ГОСТ 11851-2018. Метод А). Асфальтены выделяли осаждением 40-кратным избытком *н*-гептана «горячим» методом Гольде. Разделение нефтяных деасфальтизатов на масла и смолы проводили методом жидкостно-адсорбционной колоночной хроматографии на силикагеле марки АСК с последовательным элюированием смесью растворителей: *н*-гексан + четыреххлористый углерод (3:1) (элюат — масла); бензол (элюат — бензольные смолы (БС)) и изопропиловый спирт + бензол (1:1) (элюат — спиртобензольные смолы (СБС)). В случае АСПО элюирование компонентов проводили «горячим» способом в аппаратах Сокслета. Из масел, полученных после разделения компонентов, выделяли твердые парафины по ГОСТ 11851-2018 [36].

ЭПР-спектры асфальтенов снимали на спектрометре ЭПР SE/X-2544 фирмы RadioPAN при комнатной температуре. На ЭПР-спектре фиксировали сигналы двух типов – синглет от стабильного свободного радикала (ССР) с g-фактором = 2,0023 и шириной ΔН и многокомпонентный спектр от ванадилпорфиринового комплекса (ВК). При подсчете количества ВК использовалась линия +1/2, находящаяся по соседству с линией ССР в области более слабого магнитного поля. Содержание ССР и ВК (в условных единицах – усл. ед) оценивалось по интенсивности соответствующего сигнала с последующим нормированием на массу использованной навески ($I_{ССР}$ и $I_{ВК}$ соответственно) [37–39].

Энтальпии и температуры плавления определялись с использованием калориметра С80 фирмы SETARAM (Франция). Калибровка прибора по тепловому эффекту проводилась по Джоуль-эффекту, корректировка температуры – по температуре плавления чистого индия. Погрешность измерений температуры составила ± 0,2°С, тепловых эффектов – 4 %.

Углеводородный состав изучен методом газовой хроматографии на хроматографе «Кристал-2000М» фирмы «Хроматек» (Россия) с пламенно-ионизационным детектором, капиллярная колонка DB-1 длиной 15 м, внутренний диаметр 0,32 мм, в режиме линейного программирования температуры от 50 до 320 °С со скоростью 3 °С/мин. Объем пробы 1 мл, разведение 1:20 в $CCl_4$.

Структурно-групповой состав определяли методом инфракрасной спектроскопии. ИК-спектры снимали на инфракрасном спектрометре Vector 22 (Bruker) в диапазоне 4000–400 $см^{-1}$ с разрешением 4 $см^{-1}$. Образец был выполнен в виде тонкой пленки между двумя плоскопараллельными пластинками из KBr. Спектры обработаны в программе OPUS с использованием общей базовой линии для группы полос в области 2000–400 $см^{-1}$, нормировка спектра проведена по полосе 1470 $см^{-1}$. Определены оптические плотности характеристических полос поглощения различных типов связи: $C=O_{карб}$ (1710 $см^{-1}$), $-CH_3$ (1380 $см^{-1}$), -SO (1030 $см^{-1}$), $-CH_2-$ (720 $см^{-1}$) и $C=C_{аром}$ (1600 $см^{-1}$). Рассчитаны спектральные коэффициенты: $A = (D_{720}+D_{1380})/D_{1600}$ – алифатичность, характеризующая долю парафиновых фрагментов по отношению к ароматическим; $O=(D_{1710}+D_{1030})/D_{1600}$ - суммарное количество кислородсодержащих структур относительно ароматических; $R = D_{1380}/D_{720}$ – разветвленность парафиновых структур [40].

## Обсуждение результатов

Штаммы микроорганизмов, действие которых, в том числе и в составе разнообразных консорциумов, изучалось на нефти и АСПО Ромашкинского месторождения, были выделены из пластовой воды и АСПО этого же месторождения. Предварительными исследованиями показано, что консорциумы ***1*** и ***2*** для обработки нефти и консорциумы ***A***, ***B*** и ***C*** для обработки АСПО являются наиболее эффективными, что выражается в 45–60 мас.% снижении массы обрабатываемого материала. В представленной работе проведен сравнительный анализ состава и физико-химических свойств нефти и АСПО до и после обработки наиболее эффективными консорциумами микроорганизмов [41–43].

В исследуемых образцах нефти и АСПО присутствуют вода, механические примеси, а также легкие фракции, содержание которых зависит от условий отбора, хранения и доставки образцов (табл. 1). Именно поэтому сравнительный анализ состава и свойств нефти и АСПО до и после микробиологической обработки проводился на остатках нефти после удаления воды и отгона бензиновых фракций с $T_к < 200$ °С и на экстрактах АСПО.

Таблица 2

Плотность нефти и экстрактов АСПО до и после микробиологической обработки

| Образец / обработка бактериальным консорциумом | Относительная плотность при 20 °С |
|---|---|
| Обезвоженная нефть | 0,866 |
| Обезвоженная нефть / ***2*** | 0,8901 |
| Остаток нефти н.к. > 200°С | 0,8947 |
| Остаток нефти н.к. > 200°С / ***2*** | 0,9040 |
| АСПО1 | 0,9272 |
| АСПО2 | 0,9224 |
| АСПО3 | 0,9218 |
| АСПО4 | 0,9123 |
| АСПО1 / ***A*** | 0,9419 |
| АСПО2 / ***A*** | 0,9395 |
| АСПО3 / ***B*** | 0,9292 |
| АСПО4 / ***C*** | 0,9353 |

Таблица 3

Компонентный состав остатков нефти и экстрактов АСПО до и после микробиологической обработки

| Образец / обработка бактериальным консорциумом | Содержание компонентов, мас. % | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | депарафинизированные масла | твердые парафины | БС | СБС | асфальтены |
| Нефть | 69,0 | 6,8 | 16,3 | 5,4 | 2,5 |
| Нефть / ***1*** | 75,5 | 1,6 | 14,3 | 6,1 | 2,5 |
| Нефть / ***2*** | 76,7 | 2,4 | 14,7 | 6,3 | 2,2 |
| АСПО1 | 38,8 | 49,5 | 7,0 | 3,3 | 1,4 |
| АСПО2 | 33,5 | 54,7 | 6,8 | 3,6 | 1,4 |
| АСПО3 | 24,8 | 63,9 | 7,4 | 2,5 | 1,4 |
| АСПО4 | 27,7 | 58,8 | 8,8 | 3,6 | 1,3 |
| АСПО1 / ***A*** | 28,3 | 60,2 | 7,7 | 2,8 | 1,0 |
| АСПО2 / ***A*** | 28,3 | 60,1 | 7,6 | 2,8 | 1,2 |
| АСПО3 / ***B*** | 24,8 | 63,7 | 5,4 | 4,8 | 1,3 |
| АСПО4 / ***C*** | 33,7 | 57,4 | 4,4 | 3,1 | 1,4 |

Таблица 4

Температура плавления ($T_{пл}$) и энтальпия плавления ($\Delta E_{пл}$) твердых парафинов, выделенных из остатков нефти, и экстрактов АСПО до и после микробиологической обработки

| Образец / обработка бактериальным консорциумом | $T_{пл}$, °С | $\Delta E_{пл}$, Дж/г |
|---|---|---|
| Нефть | 56,6 | 52,8 |
| Нефть / ***1*** | 55,1 | 48,0 |
| Нефть / ***2*** | 58,1 | 85,2 |
| АСПО1 | 72,6 | 61,1 |
| АСПО2 | 71,2 | 86,1 |
| АСПО3 | 70,2 | 97,1 |
| АСПО4 | 70,9 | 81,1 |
| АСПО1 / ***A*** | 68,7 | 92,1 |
| АСПО2 / ***A*** | 72,1 | 92,6 |
| АСПО3 / ***B*** | 71,3 | 97,5 |
| АСПО4 / ***C*** | 69,0 | 87,1 |

## Влияние микробиологической обработки на состав и свойства нефти

Нефть обработана двумя разными бактериальными консорциумами, обозначенными как ***1*** и ***2***. Проведен сравнительный анализ значений плотности нефти до и после микробиологической обработки (табл. 2).

После микробиологической обработки плотность нефти увеличивается, содержание бензиновых фракций уменьшается (см. табл. 1). Для нефти, обработанной консорциумом ***2*** и обезвоженной, зафиксировано увеличение динамической вязкости с 15,3 (до биодеградации) до 60,8 мПа·с [44].

Сравнительный анализ компонентного состава исходной и биодеградированной в течение 7 суток нефти показал (табл. 3), что применение микробиологической обработки приводит к изменению состава нефти: увеличивается содержание полярных смол (СБС) и масляной фракции, снижается содержание неполярных смол (БС). В масляной фракции значительно снижается содержание твердых парафинов: после обработки консорциумом ***1*** – более чем в 4 раза, после обработки консорциумом ***2*** – почти в 3 раза. При обработке нефти консорциумом ***2*** в ней на 10 % снижается содержание асфальтенов (до 2,2 мас. %).

По данным калориметрии, твердые парафины, выделенные из нефти до и после биодеградации, различаются по температуре плавления и степени кристалличности, оцениваемой по величине энтальпии плавления $\Delta E_{пл}$ (табл. 4). По сравнению с твердыми парафинами из исходной нефти ($T_{пл}$ = 56,6 °С и $\Delta E_{пл}$ = 52,8 Дж/г), твердые парафины из нефти, биодеградированной консорциумом ***1***, плавятся при более низкой температуре ($T_{пл}$ = 55,1°С) и характеризуются меньшей степенью кристалличности ($\Delta E_{пл}$ = 48,0 Дж/г), а твердые парафины, выделенные из нефти, обработанной консорциумом ***2***, напротив, характеризуются большей температурой плавления ($T_{пл}$ = 58.1 °С) и большей степенью кристалличности ($\Delta E_{пл}$ = 85,2 Дж/г). Разные направления изменения термических характеристик твердых парафинов после обработки нефти консорциумами ***1*** и ***2***, возможно, свидетельствуют о разных механизмах действия этих бактериальных сообществ [45].

По данным ЭПР спектроскопии после микробиологической обработки нефти состав и структура асфальтенов меняются незначительно (табл. 5). Тем не менее одинаковые тенденции изменения содержания стабильного углеродного радикала ($I_{ССР}$) и ванадилпорфиринового комплекса ($I_{ВК}$), отражаемого

Таблица 5

Данные ЭПР спектроскопии асфальтенов, выделенных из остатков нефти и экстрактов АСПО до и после микробиологической обработки

| Образец / обработка бактериальным консорциумом | $I_{ССР}$, усл. ед. | $I_{ВК}$, усл. ед. | $I_{ССР}/I_{ВК}$ | $\Delta H$, Э |
|---|---|---|---|---|
| Нефть | 1702 | 115 | 14,7 | 5,8 |
| Нефть / **1** | 1960 | 112 | 17,4 | 5,9 |
| Нефть / **2** | 2020 | 116 | 17,4 | 5,9 |
| АСПО1 | 1923 | 96 | 19,9 | 6,2 |
| АСПО2 | 1826 | 105 | 17,3 | 6,1 |
| АСПО3 | 2114 | 114 | 18,5 | 6,1 |
| АСПО4 | 1709 | 114 | 14,9 | 6,0 |
| АСПО1 / ***A*** | 1890 | 119 | 16,0 | 6,1 |
| АСПО2 / ***A*** | 1560 | 103 | 15,1 | 6,3 |
| АСПО3 / ***B*** | 1990 | 110 | 18,1 | 6,1 |
| АСПО4 / ***C*** | 2030 | 116 | 17,6 | 6,0 |

Таблица 6

Показатели углеводородного состава остатков нефти и экстрактов АСПО до и после микробиологической обработки

| Образец / обработка бактериальным консорциумом | $K_i$ | B | D | D* | $\Sigma_i/\Sigma_n$ |
|---|---|---|---|---|---|
| Нефть | 0,7 | 2,5 | 3,8 | 11,6 | 0,3 |
| Нефть / ***1*** | 0,8 | 2,2 | 3,9 | 14,4 | 0,4 |
| Нефть / ***2*** | 0,8 | 2,2 | 3,5 | 11,6 | 0,3 |
| АСПО1 | 0,6 | 2,8 | 1,5 | 0,5 | 0,2 |
| АСПО2 | 0,7 | 2,2 | 0,4 | 0,2 | 0,1 |
| АСПО3 | 0,6 | 2,2 | 0,3 | 0,2 | 0,1 |
| АСПО4 | 0,6 | 2,6 | 0,6 | 0,3 | 0,1 |
| АСПО1 / ***A*** | 0,6 | 2,3 | 0,4 | 0,3 | 0,1 |
| АСПО2 / ***A*** | 0,6 | 1,8 | 0,4 | 0,2 | 0,1 |
| АСПО3 / ***B*** | 0,7 | 2,4 | 0,2 | 0,2 | 0,1 |
| АСПО4 / ***C*** | 0,6 | 2,6 | 0,4 | 0,4 | 0,1 |

Примечание: $K_i = \Sigma$и-$C_{19\text{-}20}/\Sigma$н-$C_{17\text{-}18}$; B = $\Sigma$и-$C_{14\text{-}18}/\Sigma$и-$C_{19\text{-}20}$; D = $\Sigma$н-$C_{12\text{-}20}/\Sigma$н-$C_{21\text{-}35}$; $\Sigma_i/\Sigma_n = \Sigma$и-$C_{14\text{-}20}/\Sigma$н-$C_{12\text{-}35}$; Пр/Ф = и-$C_{19}$/и-$C_{20}$; D* = $\Sigma$н-$C_{10\text{-}24}/\Sigma$н-$C_{25\text{-}48}$.

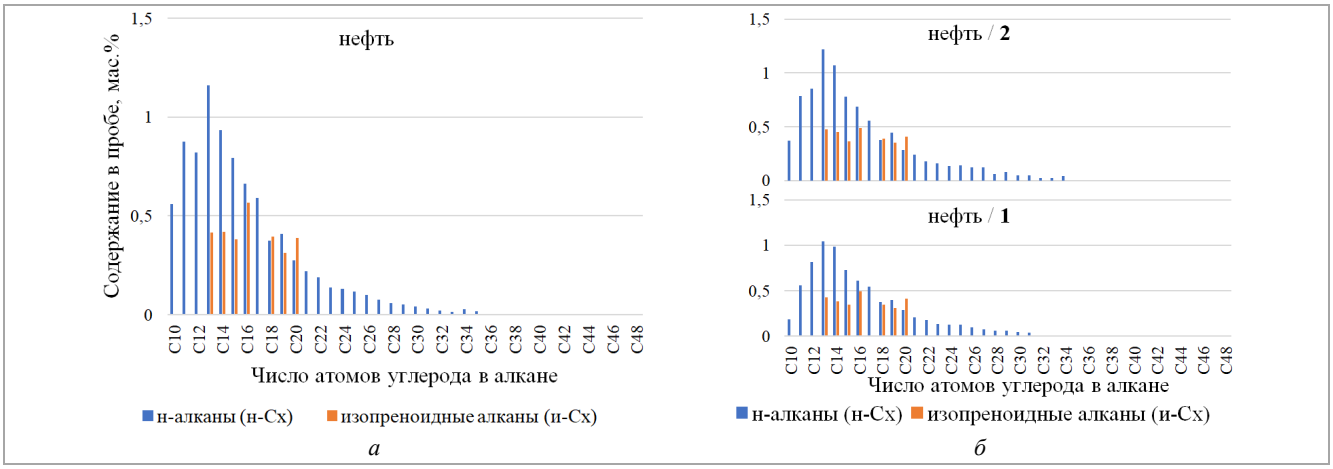



Рис. 1 Молекулярно-массовое распределение алканов (*а, б*) в остатках нефти до и после микробиологической обработки консорциумами ***1*** и ***2***

показателем $I_{ССР}/I_{ВК}$, позволяют предположить, что в асфальтенах из биодеградированной нефти увеличивается доля конденсированного ароматического ядра (увеличивается показатель $I_{ССР}/I_{ВК}$ до 17,4). Укомплектованность асфальтеновой молекулы, характеризуемая шириной сигнала от ССР ($\Delta$Н) [7, с. 358], меняется незначительно [46].

По данным газовой хроматографии в исходной нефти присутствуют *н*-алканы с числом атомов углерода от $C_{10}$ до $C_{35}$ с максимумом при $C_{13}$, зафиксировано также присутствие изопреноидных алканов от $C_{13}$ до $C_{20}$ (рис. 1). Содержание *н*-алканов составляет 20 мас. %, содержание изопреноидных алканов – 0,7 мас. %. Рассчитаны коэффициенты B и D и D*, характеризующие соотношение легких к тяжелым гомологам для изопреноидных и нормальных алканов (табл. 6). В биодеградированной нефти сохраняется такой же набор алканов, однако, согласно параметру B, в ней несколько снижается доля легких изопреноидных алканов по отношению к тяжелым гомологам. Согласно параметрам D и D*, после обработки консорциумом ***1*** в нефти значительно снижается доля высокомолекулярных *н*-алканов, а после обработки консорциумом ***2*** – снижается доля низкомолекулярных *н*-алканов относительно высокомолекулярных гомологов. Незначительное изменение параметров $K_i$ и $\Sigma_i/\Sigma_n$, характеризующих химический тип нефти [47], свидетельствует, что микробиологическая обработка не приводит к существенным изменениям в концентрационном распределении нормальных и изопреноидных алканов: исходная и биодеградированная нефть относится к химическому типу А[1].

При исследовании структурно-группового состава методом ИК-спектроскопии выявлены незначительные изменения в пробах биодеградированной нефти, а именно, окисленность (О) и разветвленность

Таблица 7

Структурно-групповой состав остатков нефти и экстрактов АСПО до и после микробиологической обработки

| Образец / обработка бактериальным консорциумом | $C=O_{карб}$ | $C=C_{аром}$ | $CH_3$ | SO | $CH_2$ | A | R | O |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Нефть | 0,17 | 0,32 | 1,17 | 0,23 | 0,31 | 4,6 | 3,7 | 1,2 |
| Нефть / **1** | 0,13 | 0,25 | 1,05 | 0,17 | 0,26 | 5,2 | 4,0 | 1,2 |
| Нефть / **2** | 0,10 | 0,32 | 1,30 | 0,25 | 0,37 | 5,2 | 3,5 | 1,1 |
| АСПО1 | 0,06 | 0,20 | 0,80 | 0,15 | 0,98 | 8,7 | 0,8 | 1,0 |
| АСПО2 | 0,17 | 0,22 | 0,66 | 0,04 | 0,90 | 7,8 | 0,7 | 1,0 |
| АСПО3 | 0,09 | 0,27 | 1,01 | 0,19 | 1,33 | 8,7 | 0,8 | 1,0 |
| АСПО4 | 0,10 | 0,18 | 0,67 | 0,13 | 0,91 | 8,9 | 0,7 | 1,3 |
| АСПО1 / ***A*** | 0,14 | 0,22 | 0,65 | 0,15 | 1,03 | 7,5 | 0,6 | 1,3 |
| АСПО2 / ***A*** | 0,06 | 0,23 | 0,83 | 0,16 | 1,14 | 8,6 | 0,7 | 1,0 |
| АСПО3 / ***B*** | 0,03 | 0,19 | 0,68 | 0,12 | 1,22 | 10,1 | 0,6 | 0,8 |
| АСПО4 / ***C*** | 0,06 | 0,21 | 0,72 | 0,13 | 1,10 | 8,7 | 0,7 | 0,9 |

алифатических структур (R) практически не меняются, алифатичность (A) увеличивается до 5,2 (табл. 7).

Таким образом, комплексный анализ полученных данных показал, что после микробиологической обработки плотность нефти растет. В биодеградированной нефти снижается содержание неполярных смол (БС), увеличивается содержание полярных смол (СБС) и масел. Возможно, микробиологическая обработка нефти консорциумами ***1*** и ***2*** приводит к частичному деалкилированию асфальтеновых молекул – асфальтены биодеградированной нефти характеризуются несколько более высокой долей конденсированного ароматического ядра. Содержание твердых парафинов в биодеградированной нефти снижается почти в 4 раза. Однако при этом можно заметить различное действие консорциумов микроорганизмов ***1*** и ***2*** на парафиновые углеводороды. Если консорциум ***2*** в основном утилизирует только низкомолекулярные алканы, то микроорганизмы, входящие в консорциум ***1***, утилизируют и низкомолекулярные алканы, и высокомолекулярные *н*-алканы [48].

### Влияние микробиологической обработки на состав и свойства АСПО

Исходные образцы АСПО относятся к парафиновому типу (вид П3 с содержанием механических примесей >0,5 % (см. табл. 1)) и характеризуются схожими физико-химическими свойствами: относительная плотность экстрактов АСПО меняется от 0,9123 до 0,9272 (см. табл. 2), динамическая вязкость при 80°С меняется от 30 до 46 мПа·с. После микробиологической обработки относительная плотность экстрактов АСПО заметно увеличивается (до 0,9292–0,9419), что свидетельствует о накоплении в биодеградированных АСПО высокомолекулярных компонентов.

Уплотнение биодеградированных АСПО подтверждается данными калориметрии (см. табл. 4), согласно которым после биодеградации в АСПО растет содержание кристаллической фазы, о чем свидетельствует увеличение энтальпии плавления ($\Delta E_{пл}$). Наибольшее увеличение наблюдается для АСПО1 – энтальпия плавления увеличивается от 61,1 до 92,1 Дж/г, наименьшее для АСПО3 – энтальпия плавления увеличивается от 97,1 до 97,5 Дж/г. Температуры плавления при этом меняются незначительно и составляют в среднем 70 ± 1°С, за исключением образца АСПО1, в котором температура плавления после биодеградации увеличивается почти на 4°С.

Проведен сравнительный анализ компонентного состава экстрактов АСПО до и после микробиологической обработки. Экстракты АСПО до биодеградации характеризуются схожим компонентным составом: содержание асфальтенов 1,3–1,4 мас.%, СБС 2,5–3,6 мас.%, БС 6,8–8,8 мас.% и масел 86,5–88,7 мас.%. Содержание твердых парафинов в АСПО составляет 50–60 мас.% (см. табл. 3).

В экстрактах биодеградированных АСПО по сравнению с исходными можно заметить следующие закономерности изменения состава. В АСПО1 и АСПО2, биодеградированных консорциумом ***A***, увеличивается содержание твердых парафинов почти на 10 %, снижается содержание полярных компонентов (СБС и асфальтенов) и увеличивается содержание неполярных смол (БС). В АСПО3 и АСПО4, биодеградированных консорциумами ***B*** и ***C*** соответственно, содержание твердых парафинов и асфальтенов практически не меняется. В этих АСПО наблюдается некоторое перераспределение в смолистых компонентах: при биодеградации консорциумом ***B*** снижается содержание неполярных (БС) и увеличивается содержание полярных смол (СБС); при биодеградации консорциумом ***C*** почти в 2 раза снижается содержание неполярных смол (БС) [49].

По данным ЭПР-спектроскопии состав и структура асфальтенов в биодеградированных АСПО поменялись незначительно (см. табл. 5): соотношение содержания конденсированных ароматических структур ($I_{ССР}$) к содержанию ванадилпорфириновых комплексов ($I_{ВК}$), характеризуемое показателем $I_{ССР}/I_{ВК}$, меняется в небольших пределах, а укомплектованность асфальтеновой молекулы, характеризуемая величиной $\Delta H$, практически не меняется. Однако учитывая общие тенденции изменения показателя $I_{ССР}/I_{ВК}$, можно предположить, что в результате жизнедеятельности консорциума ***A*** в асфальтенах несколько снижается доля ароматического ядра (возможно, в результате разрушения ароматического ядра), а в результате жизнедеятельности консорциума ***C*** доля ядра незначительно увеличивается (возможно, за счет деалкилирования ароматического ядра). Укомплектованность асфальтеновых молекул практически не меняется.

По данным ИК-спектроскопии структурно-групповой состав экстрактов АСПО до и после микробиологической обработки практически не поменялся (табл. 7): алифатичность (A), разветвленность алифатических структур (R) и окисленность (O) меняются от 8 до 10, от 0,6 до 0,7 и от 0,8 до 1,3 соответственно, и какие-то закономерности в направлении изменений выявить не представляется возможным.

Особенности углеводородного состава экстрактов биодеградированных АСПО изучены методом газовой хроматографии (рис. 2). Установлено, что до микробиологической обработки в АСПО содержание нормальных алканов составляло 21–25 мас.%, изопреноидных алканов – порядка 2 мас.%. После микробиологической обработки содержание нормальных алканов снизилось до 15–21 мас.%, а изопреноидных алканов – до 1 мас.%. Показатели углеводородного состава (см. табл. 6) позволили выявить следующие закономерности в изменении биодеградированных АСПО:

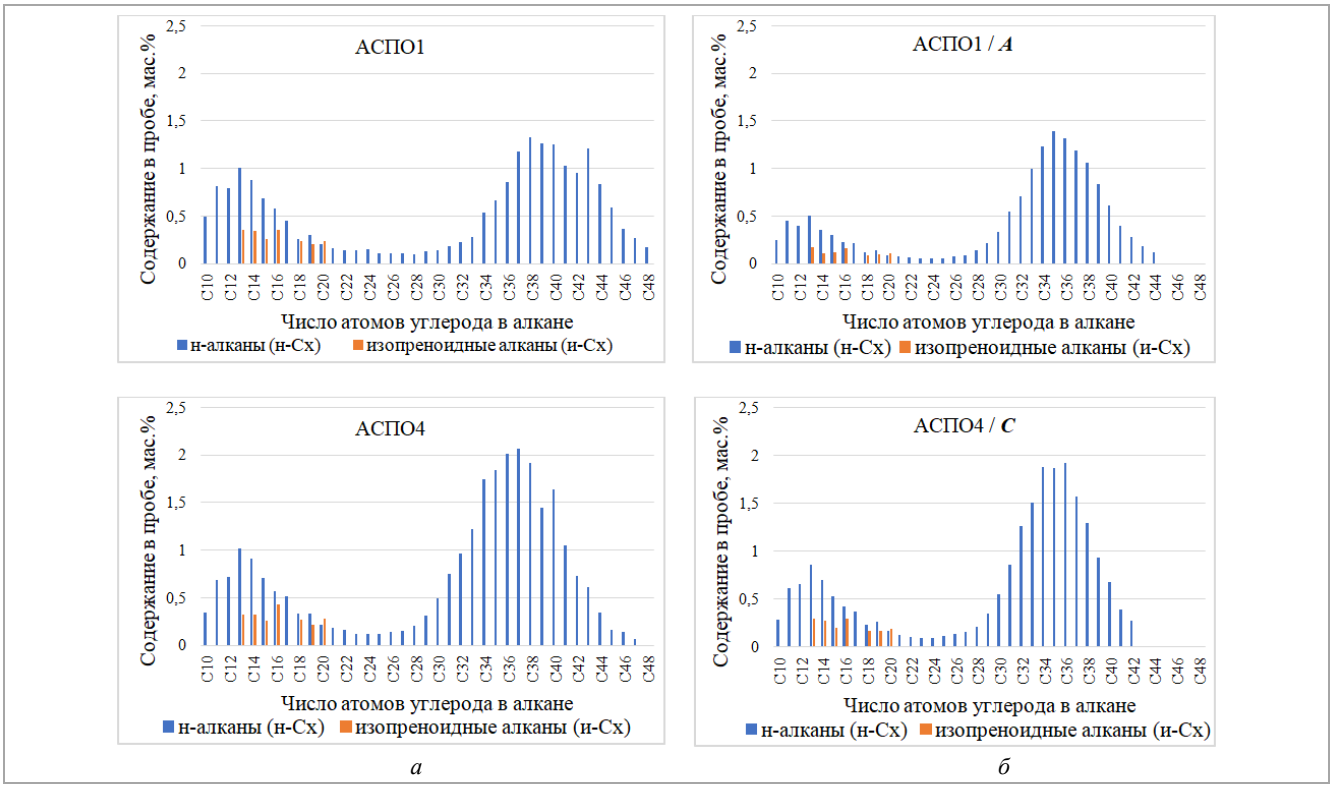



Рис. 2. Молекулярно-массовое распределение алканов в экстрактах АСПО1 и АСПО4 до (*а*) и после (*б*) микробиологической обработки

– при обработке консорциумом ***А*** в АСПО уменьшается содержание легких изопреноидных и *н*-алканов относительно тяжелых гомологов, о чем свидетельствует снижение величин показателей B, D и D*;

– при обработке консорциумом ***В*** снижается доля высокомолекулярных изопреноидных алканов относительно низкомолекулярных изопренанов (увеличение показателя B) и незначительно уменьшается содержание легких *н*-алканов относительно высокомолекулярных гомологов (уменьшение показателя D);

– при обработке консорциумом ***С*** незначительно снижается содержание легких *н*-алканов относительно высокомолекулярных *н*-алканов.

Незначительное изменение параметров Ki и Σi/Σn, как и в случае с нефтью, свидетельствует, что микробиологическая обработка не приводит к существенным изменениям в концентрационном распределении нормальных и изопреноидных алканов и не меняет химический тип нефтяной составляющей в составе АСПО.

Таким образом, в результате воздействия консорциумами микроорганизмов ***А***, ***В*** и ***С*** на АСПО парафинистого типа отложения уплотняются, в них снижается содержание низкомолекулярных алканов, увеличивается доля кристаллической фазы.

К наибольшему уплотнению привела микробиологическая обработка консорциумом ***С***. В биодеградированном продукте увеличилась доля масел и снизилось содержание неполярных смол (БС). В составе масел увеличилась доля высокомолекулярных *н*-алканов относительно низкомолекулярных гомологов. Несмотря на то что содержание асфальтенов не изменилось, в их составе значительно увеличилась доля ядра, что может свидетельствовать об утилизации микроорганизмами алкильных заместителей в асфальтеновых молекулах.

После микробиологической обработки консорциумом ***А*** в АСПО снизилось содержание полярных компонентов (СБС и асфальтенов), на 10 % увеличилось содержание твердых парафинов. В составе масел снизилась доля низкомолекулярных алканов как нормального, так и изопреноидного строения по сравнению с высокомолекулярными алканами. Одновременное снижение содержания асфальтенов и полярных смол, возможно, связано с их частичной утилизацией данным микробным сообществом, что подтверждается снижением доли ароматического ядра в асфальтеновых молекулах [50].

Под действием консорциума ***В*** АСПО испытало наименьшее уплотнение. В компонентном составе изменения затронули только смолистую часть. В углеводородном составе можно отметить снижение доли высокомолекулярных изопреноидных алканов.

## Заключение

Изучено влияние микробиологической обработки с использованием различных бактериальных сообществ на состав и свойства нефти и АСПО парафинистого типа, извлеченных из добывающих скважин Ромашкинского месторождения.

Пробы нефти и АСПО достаточно сильно различаются по составу и свойствам. Нефть, по сравнению с АСПО, характеризуется меньшими плотностью и вязкостью, почти в 2 раза большим содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов и, соответственно, меньшим содержанием масляной фракции (на 10 мас.%). Содержание твердых парафинов в нефти составляет 7 мас.%, в АСПО – почти 50 мас.%. Углеводородный состав нефти и АСПО отличается молекулярно-массовым распределением нормальных алканов. Содержание нормальных алканов в нефти составляет порядка 10 %, и практически все они представлены низкомолекулярными гомологами. В АСПО содержание нормальных алканов в 2–3 раза выше и в них существенно преобладают (в 2–10 раз) высокомолекулярные гомологи. Содержание изопреноидных алканов в нефти и АСПО сравнимо и составляет около 2 мас.%.

При исследовании влияния микробиологической обработки на состав и свойства нефти и АСПО установлено, что в результате жизнедеятельности различных бактериальных сообществ нефтяные объекты уплотняются, и в большинстве случаев это происходит, скорее всего, за счет снижения доли легких алканов. В биодеградированных АСПО увеличивается доля кристаллической фазы.

Замечено, что при обработке нефти консорциумом ***1*** и при обработке АСПО консорциумом ***B*** в образцах снижается доля высокомолекулярных алканов. Такое направление изменения углеводородного состава после микробиологической обработки является наиболее предпочтительным, поэтому на составы этих консорциумов желательно обратить наиболее пристальное внимание и провести дополнительные исследования.

Можно предположить, что в ряде случаев микробиологическая обработка затрагивает и смолисто-асфальтеновые компоненты. Например, замечено, что воздействие консорциумов ***1*** и ***2*** на нефть и консорциума ***C*** на АСПО приводит к изменению структуры асфальтеновых молекул, а именно к снижению доли алифатических заместителей в них. При обработке АСПО консорциумом ***A***, возможно, происходит частичное разрушение ароматического ядра асфальтеновых молекул. Но это предположение также требует дополнительных исследований.

Научная новизна исследования заключается в комплексном изучении эффективности воздействия в модельных условиях консорциума аборигенных штаммов микроорганизмов, выделенных непосредственно из пластовых систем и предварительно отобранных по критерию максимальной эффективности биодеградации, на состав и физико-химические свойства нефти и АСПО для последующей разработки инновационной технологии микробиологической обработки, направленного на борьбу с уже существующими АСПО и, что особенно важно, на предотвращение их дальнейшего образования.

Таким образом, результаты проведенных исследований указывают на перспективность использования бактериальных консорциумов при обработке АСПО и их различный потенциал. Полученные данные открывают новые перспективы для создания экологически безопасных биотехнологий в нефтедобывающей отрасли: использование предложенных микробиологических сообществ для обработки АСПО может стать эффективной альтернативой традиционным подходам предотвращения образования и удаления АСПО, способствуя снижению затрат и повышению экологической безопасности процессов добычи и открывает новые перспективы.

## Библиографический список


1. First evidence of mineralization of petroleum asphaltenes by a strain of Neosartoryafischeri / C. Uribe-Alvarez, M. Ayala, L. Perezgasga, L. Naranjo, H. Urbina, R. Vazquez-Duhalt // Microbial Biotechnology. – 2011. – Vol. 4, № 5. – P. 663–667. DOI: 10.1111/j.1751-7915.2011.00269.x
2. Asphaltene biodegradation using microorganisms isolated from oil samples / T. Tavassolia, S.M. Mousavib, S.A. Shojaosadatib, H. Salehizadeha // Fuel. – 2012. – Vol. 93. – P. 142–148. DOI: 10.1016/j.fuel.2011.10.021
3. Asphaltenes biodegradation under shaking and static conditions / H. Jahromia, M.H. Fazaelipoora, Sh. Ayatollahib, A. Niazic // Fuel. – 2014. – Vol. 117, part A. – P. 230–235. DOI: 10.1016/j.fuel.2013.09.085
4. Effect of different bioremediation techniques on petroleum biomarkers and asphaltene fraction in oilpolluted sea water / N.Sh. El-Gendya, H.R. Alia, M.M. El-Nadya, S.F. Deriasea, Y.M. Moustafaa, M.I. Roushdya // Desalination and Water Treatment. – 2014. –Vol. 52, № 40–42. – P. 7484–7494. DOI: 10.1080/19443994.2013.831784
5. Пат. РФ № 2818842 C1. Микробиологический способ удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в добывающих скважинах / А.В. Савченко, \С.В. Сухинин, А.Г. Квашнин. – 2024.
6. Петрова, Л.М. Формирование состава остаточных нефтей / Л.М. Петрова. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ. – 2008. – 204 с.
7. Абрютина, Н.Н. Современные методы исследования нефтей: справочно-методическое пособие / Н.Н. Абрютина, В.В. Абушаева, О.А. Арефьев; под ред. А.И. Богомолова, М.Б. Темянко, Л.И. Хотынцевой. – Л.: Недра. 1984. – 431 с.
8. Татарин, Д.В. Методы предотвращения образования АСПО / Д.В. Татарин, Г.А. Схабицкий // Материалы Международной научно-практической конференции им. Д.И. Менделеева, посвященной 15-летию Института промышленных технологий и инжиниринга: сборник статей конференции: в 3 т., Тюмень, 16–18 ноября 2023 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2024. – С. 143–146.
9. Измайлова, Г.Р. Обзор современных технологий удаления и предупреждение образования АСПО в нефтяных скважинах / Г.Р. Измайлова, Ю.И. Кудякова // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2024: сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 298–303.
10. Шамсиева, А.Р. Современные методы борьбы с АСПО / А.Р. Шамсиева // Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2024: сборник трудов IV Международной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, Октябрьский, 25 октября 2024 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. – С. 687–692.
11. Neetish Kumar, Maurya. Investigation of synergistic effect of nanoparticle and surfactant in macro emulsion based EOR application in oil reservoirs / Neetish Kumar Maurya, Ajay Mandal // Chemical Engineering Research and Design. – 2018. – Vol. 132. – P. 370–384. DOI: 10.1016/j.cherd.2018.01.049
12. Багина, П.А. Предупреждение образование АСПО применением ингибиторов / П.А. Багина, Р.Р. Ташбулатов // Трубопроводный транспорт – 2024: материалы XIX Международной научно-практической конференции, приуроченной к 95-летию со дня рождения профессора В.Ф. Новоселова и к 15-летию со дня образования ООО «НИИ Транснефть»: в 2 т., Уфа, 20–22 ноября 2024 года. – Уфа: УНПЦ «Издательство УГНТУ», 2024. – С. 21–23.
13. Некучаев, В.О. Постановка задачи численного моделирования осаждения АСПО в магистральном нефтепроводе / В.О. Некучаев, А.В. Тарсин // Рассохинские чтения – 2025: материалы 17-й международной конференции, Ухта, 06–07 февраля 2025 года. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2025. – С. 364–369.
14. Лифанов, Д.П. Анализ механизмов и факторов образования АСПО в полостях промысловых трубопроводов и оборудования / Д.П. Лифанов, Г.М. Орлова // Тенденции развития науки и образования. – 2022. – № 84-1. – С. 95–97. DOI: 10.18411/trnio-04-2022-22.
15. Дуркин, В.В. Некоторые вопросы повышения проницаемости призайбойной зоны пласта в низкопроницаемых карбонатных коллекторах, осложненных АСПО / В.В. Дуркин, Д.Ю. Саврей, П.Е. Ткаченко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 3(351). – С. 49–55. DOI: 10.33285/0130-3872-2022-3(351)-49-55
16. Булгаков, С.А. Анализ фонда скважин осложненного АСПО / С.А. Булгаков, О.А. Грибенников, Е.О. Тягаев // Ашировские чтения. – 2021. – Т. 1, № 1(13). – С. 379–386.
17. Лифанов, Д.П. Обзор методов и средств борьбы с АСПО в промысловых трубопроводах и оборудовании нефтедобычи / Д.П. Лифанов, Г.М. Орлова // Тенденции развития науки и образования. – 2022. – № 85-1. – С. 103–106. DOI: 10.18411/trnio-05-2022-30
18. Голицаев, Н.С. Перспективные методы предупреждения образования АСПО в МН / Н.С. Голицаев // Научный альманах. – 2023. – № 5-2(103). – С. 16–18.
19. Валекжанин, И.В. Коррозия под отложениями на поверхности оборудования: механизм, управление и текущие проблемы / И.В. Валекжанин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – № 2(154). – С. 131–147. DOI: 10.17122/ntj-oil-2025-2-131-147
20. Апасов, Т.К. Применение магнитных активаторов для борьбы с отложениями АСПО, солей и коррозией / Т.К. Апасов, Г.Т. Апасов, А.В. Саранча // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2-2. – С. 66.
21. Магнитные активаторы как методы борьбы с АСПО, солеотложением и коррозией / Р.Ф. Латыпов, Е.В. Митрофанов, М.Р.Р. Ахмедов, Л.Ф. Юсупова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Октябрьский, 24 апреля 2020 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. – С. 189–192.
22. Обзор микробиологических способов борьбы с отложениями высокомолекулярных компонентов нефти [Электронный ресурс] / И.А. Иванова, Р.К. Ибрагимов, Д.А. Ибрагимова, С.М. Петров // Вестник Казанского технологического университета. – 2015. – № 20. – URL: https://cyberleninka.ru/article/n/obzor-mikrobiologicheskih-sposobov-borby-s-otlozheniyami-vysokomolekulyarnyh-komponentov-nefti (дата обращения: 24.07.2025).
23. Сорокин, А.В. Особенности физико-химического механизма образования АСПО в скважинах / А.В. Сорокин, А.Я. Хавкин // Бурение и нефть. – 2007. – № 10. – С. 30–31.
24. Кузнецов, В.А. Нефтедобыча без АСПО: миф или реальность? / В.А. Кузнецов // Территория Нефтегаз. – 2007. – № 6. – С. 92–93.
25. Анализ существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) при добыче нефти / Д.Г. Антониади, Н.А. Шостак, О.В. Савенок, Д.М. Пономарев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 9. – С. 32–37.
26. Нелюбов, Д.В. Определение химического состава асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) по совокупности физико-химических свойств на примере АСПО Аганского месторождения нефти / Д.В. Нелюбов, Д.А. Важенин, А.Н. Петелин // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, Тюмень, 17–27 мая 2011 года / под редакцией О.Ф. Данилова. Т. II. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2011. – С. 49–52.
27. Шацких, И.С. Технолого-экономическое обоснование выбора способов удаления АСПО при добыче парафиносо- держащих нефтей / И.С. Шацких, М.А. Зарубина // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли: сборник научных трудов IX Международной научно-технической конференции студенческого отделения общества инженеров-нефтяников-Society of Petroleum Engineers (SPE), Тюмень, 28–29 мая 2015 года. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2015. – С. 104–107.

28. Synthesis, characterization and application of MNDEAS, an amphiphilic hydrophilic head-based single-tailed surfactant for chemical oil recovery / Xiaolong Yan, Yongmin Shi, Yu Tian, Haoxuan Zheng, Junyao Chen, Yangyang Tian, Quansheng Chen // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2025. – Vol. 714. – P. 136557. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2025.136557
29. Ардаширова, Э.Р. Исследование физико-химических свойств АСПО различных месторождений и относительной эффективности реагентов-диспергаторов / Э.Р. Ардаширова, Я.А. Дедик // Теоретические и практические аспекты научных исследований: Материалы Международной (заочной) научно-практической конференции, София, Болгария, 15 апреля 2017 года / под общ. Ред. А.И. Вострецова. – София, Болгария: Научно-издательский центр «Мир науки» (ИП Вострецов Александр Ильич), 2017. – С. 35–40.
30. Блябляс, А.Н. Повышение эффективности химических методов при удалении АСПО в нефтепромысловых трубопроводных системах (на примере Киенгопского месторождения) / А.Н. Блябляс // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 6(59). – С. 52–55.
31. An industrially potent rhamnolipid-like biosurfactant produced from a novel oil-degrading bacterium, Bacillus velezensis S2††Electronic supplementary information (ESI) available / Shahnaz Sultana, Rokaia Sultana, Md. Abdullah Al-Mansur, Md. Ahedul Akbor, Nasrin Akter Bhuiyan, Shamim Ahmed, Sabina Yasmin, A.H.M. Shofiul Islam Molla Jamal // RSC Advances. – 2024. – Vol. 14, iss. 34. – P. 24516–24533. DOI: 10.1039/d4ra02572e
32. Асеев, А.А. Разработка технологии очистки магистральных нефтепроводов от АСПО продуктами органического синтеза / А.А. Асеев // Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации: тезисы II Научно-практической конференции с международным участием, Самара, 25–27 октября 2017 года / Самарский государственный технический университет. – Самара: Самарский государственный технический университет, 2017. – С. 104.
33. An efficient biosurfactant-producing and crude-oil emulsifying bacterium Bacillus methylotrophicus USTBa isolated from petroleum reservoir / Radhika Chandankere, Jun Yao, Martin M.F. Choi, Kanaji Masakorala, Yu Chan // Biochemical Engineering Journal. – 2013. – Vol. 74. – P. 46–53. DOI: 10.1016/j.bej.2013.02.018
34. Гериев, Ш.А. Совершенствование методов удаления АСПО при применении магнитных активаторов для нефтедобычи / Ш.А. Гериев // Достижения науки и образования. – 2018. – № 9(31). – С. 9–10.
35. Bisulfite reductase gene expression of thermophilic sulphate-reducing bacteria from saline connate water of oil reservoirs with high temperature / Zapata-Peñasco, L. Salazar-Coria, M. Saucedo-García, L. Villa-Tanaca, C. Hernández-Rodríguez // International Biodeterioration & Biodegradation. – 2016. – Vol. 108. – P. 198–206. DOI: 10.1016/j.ibiod.2015.05.029
36. Characterization of hydrocarbon degrading bacteria isolated from Indian crude oil reservoir and their influence on biocorrosion of carbon steel API 5LX / Punniyakotti Parthipan, Punniyakotti Elumalai, Yen Peng Ting, Pattanathu K.S.M. Rahman, Aruliah Rajasekar // International Biodeterioration & Biodegradation. – 2018. – Vol. 129. – P. 67–80. DOI: 10.1016/j.ibiod.2018.01.006
37. Очистка полости промыслового наземного оборудования от АСПО углеводородокисляющими микроорганизмами / Е.В. Безверхая, А.А. Азеев, И.А. Трофимов [и др.] // Актуальные вопросы современной науки: сборник статей по материалам XI международной научно-практической конференции: в 2 ч. Томск, 24 апреля 2018 года.– Томск: Общество с ограниченной ответственностью Дендра, 2018. – Ч. 1. – С. 150–157.
38. Гусейнов, Ш.М. Инновационные способы борьбы с АСПО на месторождениях Западной Сибири / Ш.М. Гусейнов // Сборник тезисов VII региональной молодежной конференции им. В.И. Шпильмана «Проблемы рационального природопользования и история геологического поиска в Западной Сибири», Ханты-Мансийск, 28–29 марта 2019 года. – Ханты-Мансийск: Общество с ограниченной ответственностью «Югорский формат», 2019. – С. 12–14.
39. Кудешов, А.А. Анализ применения химических методов борьбы с АСПО при добыче нефти / А.А. Кудешов // Аллея науки. – 2019. – Т. 1, № 8(35). – С. 46–50.
40. Джаббарова, К.Ш. Разработка и испытание композиции наноПАВ в борьбе с АСПО / К.Ш. Джаббарова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 9. – С. 49–51. – EDN SFKTNA. DOI: 10.30713/0130-3872-2019-9-49-51
41. Мероприятия по борьбе с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями (АСПО) / А. Каримова, А. Кинжибаева, Т. Чаханов, И. Назар // Danish Scientific Journal. – 2020. – № 41-1. – С. 63–66.
42. Миллер, В.К. Особенности формирования АСПО в условиях обводнения добываемой продукции / В.К. Миллер, Л.В. Иванова // Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России: сборник тезисов, Москва, 08–10 февраля 2016 года. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2016. – С. 101.
43. Дарвин, Б.С. Зарубежный опыт борьбы с АСПО / Б.С. Дарвин // Наука и образование: теоретический и практический потенциал: сборник материалов Международной научно-практической конференции, Чебоксары, 15 января 2021 года. – Чебоксары: Центр научного сотрудничества "Интерактив плюс", 2021. – С. 103–105.
44. Изучение агрегационных свойств асфальтенов АСПО водонефтяных эмульсий / Н.А. Небогина, И.В. Прозорова, Н.В. Юдина, Т.В. Петренко // Химия нефти и газа: материалы IX Международной конференции, Томск, 22–25 сентября 2015 года. – Томск: Институт оптики атмосферы им. В.Е. Зуева СО РАН, 2015. – С. 417–422.
45. Draft genome sequence of rhamnolipid-producing bacteria Thermoanaerobacter thermocopriae strain CM-CNRG TB177 isolated from an oil reservoir in Mexico / Veronica Segovia, Pedro Martínez, Regina Hernández-Gama // Microbiology Resource Announcements. – 2024. – Vol. 13, iss. 9. DOI: 10.1128/mra.00434-24
46. Mono- and di-rhamnolipids mixtures from Pseudomonas aeruginosa for use in extreme conditions of pre- and post-salt oil reservoirs compared with synthetic surfactants / Lívia Vieira Araujo de Castilho, Alan Magalhães Duarte, Ilson Paranhos Pasqualino, Joab Sampaio de Sousa, Fábio C.S. Nogueira, José Gregório Cabrera Gomez, Lucy Seldin, Denise Maria Guimarães Freire // Colloids and Surfaces B: Biointerfaces. – 2025. – Vol. 245. – P. 114311. DOI: 10.1016/j.colsurfb.2024.114311
47. Najeeb Anjum Soomro. Enhanced oil recovery in high-temperature shale reservoirs using ionic surfactant blends / Najeeb Anjum Soomro // Journal of Molecular Liquids. – 2024. – Vol. 414, part B. – P. 126221. DOI: 10.1016/j.molliq.2024.126221
48. Мингазова, А.Р. Исследования поверхностно-активных свойств эмульгаторов для создания эмульсионных растворителей АСПО / А.Р. Мингазова, А.Ю. Большакова // European Scientific Conference: сборник статей XVII Международной научно-практической конференции, Пенза, 07 ноября 2019 года. – Пенза: Наука и Просвещение (ИП Гуляев Г.Ю.), 2019. – С. 88–90.
49. Effect of surfactants C12PO6 and SW320 on oil/CO2 minimum miscibility pressure of unconventional liquid reservoirs – molecular dynamics simulation study / Zhenzhen Dong, Tong Hou, Weirong Li, Changbin Hou, Chenhong Guo, Zhanrong Yang, Xueling Ma // Geoenergy Science and Engineering. – 2025. – Vol. 251. – P. 213863. DOI: 10.1016/j.geoen.2025.213863
50. Interfacial competitive behavior of water/oil/surfactant systems in ultra-deep tight reservoir – Insights from dissipative particle dynamics / Shun Liu, Ying Qiu, Jianbin Liu, Xin Chen, Long He, Yao Wang, Xin Li, Luyao Chao, Bing Yang, Tao Liu // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2025. – Vol. 717. – P. 136766. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2025.136766

## References

1. Uribe-Alvarez C., Ayala M., Perezgasga L., Naranjo L., Urbina H., Vazquez-Duhalt R. First evidence of mineralization of petroleum asphaltenes by a strain of Neosartoryafischeri. *Microbial Biotechnology*, 2011, vol. 4, no. 5, pp. 663-667. DOI: 10.1111/j.1751-7915.2011.00269.x
2. Tavassolia T., Mousavib S.M., Shojaosadatib S.A., Salehizadeha H. Asphaltene biodegradation using microorganisms isolated from oil samples. *Fuel*, 2012, vol. 93, pp. 142-148. DOI: 10.1016/j.fuel.2011.10.021
3. Jahromia H., Fazaelipoora M.H., Ayatollahib Sh. Niazic, A. Asphaltenes biodegradation under shaking and static conditions. *Fuel*, 2014, vol. 117, part A, pp. 230-235. DOI: 10.1016/j.fuel.2013.09.085
4. El-Gendya N.Sh., Alia H.R., El-Nadya M.M., Deriasea S.F., Moustafaa Y.M., Roushdya M.I. Effect of different bioremediation techniques on petroleum biomarkers and asphaltene fraction in oilpolluted sea water. *Desalination and Water Treatment*, 2014, vol. 52, no. 40-42, pp. 7484-7494. DOI: 10.1080/19443994.2013.831784
5. Savchenko A.V., Sukhinin S.V., Kvashnin A.G. Mikrobiologicheskii sposob udaleniia asfal'tosmoloparafinovykh otlozhenii v dobyvaiushchikh skvazhinakh [Microbiological method for removing asphaltene-resin-paraffin deposits in production wells]. Patent Rossiiskaia Federatsiia no. 2818842 C1 (2024).
6. Petrova L.M. Formirovanie sostava ostatochnykh neftei [Formation of the composition of residual oils]. Kazan': “Fen” AN RT, 2008, 204 p.
7. Abriutina N.N., Abushaeva V.V., Aref'ev O.A. Sovremennye metody issledovaniia neftei: spravochno-metodicheskoe posobie [Modern methods of oil exploration: a reference and methodological manual]. Eds. A.I. Bogomolov, M.B. Temianko, L.I. Khotyntseva. Leningrad: Nedra, 1984, 431 p.
8. Tatarin D.V., Skhabitskii G.A. Metody predotvrashcheniia obrazovaniia ASPO [Methods for preventing the formation of asphaltene-resin-paraffin deposits]. *Materialy Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii imeni D.I. Mendeleeva, posviashchennoi 15-letiiu Instituta promyshlennykh tekhnologii i inzhiniringa. Sbornik statei konferentsii, Tiumen', 16-18 November 2023*. Tiumen': Tiumenskii industrial'nyi universitet, 2024, pp. 143-146.
9. Izmailova G.R., Kudiakova Iu.I. Obzor sovremennykh tekhnologii udaleniia i preduprezhdenie obrazovaniia ASPO v neftianykh skvazhinakh [A review of modern technologies for the removal and prevention of formation of asphaltenes and paraffin deposits in oil wells]. *Innovatsii i perspektivy razvitiia v neftegazovom dele - 2024. Sbornik trudov IV Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii molodykh uchenykh, aspirantov i studentov, Oktiabr'skii, 25 October 2024*. Ufa: Ufimskii gosudarstvennyi neftianoi tekhnicheskii universitet, 2024, pp. 298-303.
10. Shamsieva A.R. Sovremennye metody bor'by s ASPO [Modern methods of combating asphaltenes and paraffin deposits]. *Innovatsii i perspektivy razvitiia v neftegazovom dele - 2024. Sbornik trudov IV Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii molodykh uchenykh, aspirantov i studentov, Oktiabr'skii, 25 October 2024*. Ufa: Ufimskii gosudarstvennyi neftianoi tekhnicheskii universitet, 2024, pp. 687-692.
11. Neetish Kumar Maurya, Mandal Ajay. Investigation of synergistic effect of nanoparticle and surfactant in macro emulsion based EOR application in oil reservoirs. *Chemical Engineering Research and Design*, 2018, vol. 132, pp. 370-384. DOI: 10.1016/j.cherd.2018.01.049
12. Bagina P.A., Tashbulatov R.R. Preduprezhdenie obrazovanie ASPO primeneniem ingibitorov [Prevention of asphaltenes and paraffin formation by using inhibitors]. *Truboprovodnyi transport - 2024. Materialy XIX Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii, priurochennoi k 95-letiiu so dnia rozhdeniia professora V.F. Novoselova i k 15-letiiu so dnia obrazovaniia OOO “NII Transneft”, Ufa, 20-22 November 2024*. Ufa: Ufimskii gosudarstvennyi neftianoi tekhnicheskii universitet, 2024, pp. 21-23.
13. Nekuchaev V.O., Tarsin A.V. Postanovka zadachi chislennogo modelirovaniia osazhdeniia ASPO v magistral'nom nefteprovode [Statement of the problem of numerical modeling of asphaltenes and paraffin deposition in a main oil pipeline]. *Rassokhinskie chteniia - 2025. Materialy 17-i Mezhdunarodnoi konferentsii, Ukhta, 06-07 February 2025*. Ukhta: Ukhtinskii gosudarstvennyi tekhnicheskii universitet, 2025, pp. 364-369.
14. Lifanov D.P., Orlova G.M. Analiz mekhanizmov i faktorov obrazovaniia ASPO v polostiakh promyslovykh truboprovodov i oborudovaniia [Analysis of the mechanisms and factors of formation of asphaltenes and paraffin deposition in the cavities of industrial pipelines and equipment]. *Tendentsii razvitiia nauki i obrazovaniia*, 2022, no. 84-1, pp. 95-97. DOI: 10.18411/trnio-04-2022-22.
15. Durkin V.V., Savrei D.Iu., Tkachenko P.E. Nekotorye voprosy povysheniia pronitsaemosti prizaiboinoi zony plasta v nizkopronitsaemykh karbonatnykh kollektorakh, oslozhnennykh ASPO [Some problems of increasing the permeability of the formation bottomhole zone in low-permeable carbon reservoirs complicated by asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD)]. *Stroitel'stvo neftianykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2022, no. 3 (351), pp. 49-55. DOI: 10.33285/0130-3872-2022-3(351)-49-55
16. Bulgakov S.A., Gribennikov O.A., Tiagaev E.O. Analiz fonda skvazhin oslozhnennogo ASPO [Analysis of the wells fund complicated by asphalt-resin-paraffin deposits]. *Ashirovskie chteniia*, 2021, vol. 1, no. 1 (13), pp. 379-386. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-2(638)-52-55
17. Lifanov D.P., Orlova G.M. Obzor metodov i sredstv bor'by s ASPO v promyslovykh truboprovodakh i oborudovanii neftedobychi [Review of methods and means for combating asphalt-resin-paraffin deposits in oil field pipelines and oil production equipment]. *Tendentsii razvitiia nauki i obrazovaniia*, 2022, no. 85-1, pp. 103-106. DOI: 10.18411/trnio-05-2022-30
18. Golitsaev N.S. Perspektivnye metody preduprezhdeniia obrazovaniia ASPO v MN [Promising methods of preventing the formation of ASF in MN]. *Nauchnyi al'manakh*, 2023, no. 5-2 (103), pp. 16-18.

19. Valekzhanin I.V. Korroziia pod otlozheniiami na poverkhnosti oborudovaniia: mekhanizm, upravlenie i tekushchie problemy [Under Deposit Corrosion on Equipment Surfaces: Mechanism, Control and Current Problems]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov*, 2025, no. 2 (154), pp. 131-147. DOI: 10.17122/ntj-oil-2025-2-131-147
20. Apasov T.K., Apasov G.T., Sarancha A.V. Primenenie magnitnykh aktivatorov dlia bor'by s otlozheniiami ASPO, solei i korroziei [The use of magnetic activators to combat deposits of asphaltenes, salts and corrosion]. *Sovremennye problemy nauki i obrazovaniia*, 2015, no. 2-2, 66 p.
21. Latypov R.F., Mitrofanov E.V., Akhmedov M.R.R., Iusupova L.F. Magnitnye aktivatory kak metody bor'by s ASPO, soleotlozheniem i korroziei [Magnetic activators as methods for combating asphaltenes, salt deposition and corrosion]. *Materialy 47-i Vserossiiskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii molodykh uchenykh, aspirantov i studentov s mezhdunarodnym uchastiem, Oktiabr'skii, 24 April 2020*. Oktiabr'skii: Ufimskii gosudarstvennyi neftianoi tekhnicheskii universitet, 2020, pp. 189-192.
22. Ivanova I.A., Ibragimov R.K., Ibragimova D.A., Petrov S.M. Obzor mikrobiologicheskikh sposobov bor'by s otlozheniiami vysokomolekuliarnykh komponentov nefti [A review of microbiological methods for combating deposits of high-molecular oil components]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, 2015, no. 20, available at: https://cyberleninka.ru/article/n/obzor-mikrobiologicheskih-sposobov-borby-s-otlozheniyami-vysokomolekulyarnyh-komponentov-nefti (accessed 24 July 2025).
23. Sorokin A.V., Khavkin A.Ia. Osobennosti fiziko-khimicheskogo mekhanizma obrazovaniia ASPO v skvazhinakh [Features of physical and chemical mechanism of production asphalted, resinous and of paraffin formations in the wells]. *Burenie i neft'*, 2007, no. 10, pp. 30-31.
24. Kuznetsov V.A. Neftedobycha bez ASPO: mif ili real'nost'? [Oil production without asphalted, resinous and of paraffin formations: myth or reality?]. *Territoriia Neftegaz*, 2007, no. 6, pp. 92-93.
25. Antoniadi D.G., Shostak N.A., Savenok O.V., Ponomarev D.M. Analiz sushchestvuiushchikh metodov bor'by s asfal'tosmoloparafinovymi otlozheniiami (ASPO) pri dobyche nefti [Analysis of existing methods for combating asphaltene-resin-paraffin deposits (ARPD) during oil production]. *Stroitel'stvo neftianykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2011, no. 9, pp. 32-37.
26. Neliubov D.V., Vazhenin D.A., Petelin A.N. Opredelenie khimicheskogo sostava asfal'tosmoloparafinovykh otlozhenii (ASPO) po sovokupnosti fiziko-khimicheskikh svoistv na primere ASPO Aganskogo mestorozhdeniia nefti [Determination of the chemical composition of asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD) based on a set of physicochemical properties using the example of ARPD from the Aganskoye oil field]. *Novye tekhnologii - neftegazovomu regionu. Materialy Vserossiiskoi nauchno-prakticheskoi konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh, Tiumen', 17-27 May 2011*. Ed. O.F. Danilov. Vol. II. Tiumen': Tiumenskii gosudarstvennyi neftegazovyi universitet, 2011, pp. 49-52.
27. Shatskikh I.S., Zarubina M.A. Tekhnologo-ekonomicheskoe obosnovanie vybora sposobov udaleniia ASPO pri dobyche parafinoso- derzhashchikh neftei [Technological and economic justification for the choice of methods for removing ARPD during the extraction of paraffin-containing oils]. *Innovatsionnye tekhnologii v neftegazovoi otrasli. Sbornik nauchnykh trudov IX Mezhdunarodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii studencheskogo otdeleniia obshchestva inzhenerov-neftianikov-Society of Petroleum Engineers (SPE), Tiumen', 28-29 May 2015*. Tiumen': Tiumenskii gosudarstvennyi neftegazovyi universitet, 2015, pp. 104-107.
28. Xiaolong Yan, Yongmin Shi, Yu Tian, Haoxuan Zheng, Junyao Chen, Yangyang Tian, Quansheng Chen. Synthesis, characterization and application of MNDEAS, an amphiphilic hydrophilic head-based single-tailed surfactant for chemical oil recovery. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2025, vol. 714, 136557 p. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2025.136557
29. Ardashirova E.R., Dedik Ia.A. Issledovanie fiziko-khimicheskikh svoistv ASPO razlichnykh mestorozhdenii i otnositel'noi effektivnosti reagentov-dispergatorov [Study of the physicochemical properties of ARPD from various deposits and the relative effectiveness of dispersant reagents]. *Teoreticheskie i prakticheskie aspekty nauchnykh issledovanii. Materialy Mezhdunarodnoi (zaochnoi) nauchno-prakticheskoi konferentsii, Sofiia, Bolgariia, 15 April 2017*. Ed. A.I. Vostretsov. Sofiia, Bolgariia: Nauchno-izdatel'skii tsentr "Mir nauki", 2017, pp. 35-40.
30. Bliablias A.N. Povyshenie effektivnosti khimicheskikh metodov pri udalenii ASPO v nefteprovodnykh truboprovodnykh sistemakh (na primere Kiengopskogo mestorozhdeniia) [Enhanced treatment and removal of paraffin wax and asphaltene deposits from oil field pipelines (through the example of Kiengopskoye field)]. *Ekspozitsiia Neft' Gaz*, 2017, no. 6 (59), pp. 52-55.
31. Shahnaz Sultana, Rokaia Sultana, Md. Abdullah Al-Mansur, Md. Ahedul Akbor, Nasrin Akter Bhuiyan, Shamim Ahmed, Sabina Yasmin, A.H.M. Shofiul Islam Molla Jamal. An industrially potent rhamnolipid-like biosurfactant produced from a novel oil-degrading bacterium, Bacillus velezensis S2††Electronic supplementary information (ESI) available. *RSC Advances*, 2024, vol. 14, iss. 34, pp. 24516-24533. DOI: 10.1039/d4ra02572e
32. Aseev A.A. Razrabotka tekhnologii ochistki magistral'nykh nefteprovodov ot ASPO produktami organicheskogo sinteza [Development of a technology for cleaning main oil pipelines from asphaltenes and paraffins using organic synthesis products]. *Neftegazovyi kompleks: problemy i innovatsii. Tezisy II Nauchno-prakticheskoi konferentsii c mezhdunarodnym uchastiem, Samara, 25-27 October 2017*. Samara: Samarskii gosudarstvennyi tekhnicheskii universitet, 2017, 104 p.
33. Radhika Chandankere, Jun Yao, Martin M.F. Choi, Kanaji Masakorala, Yu Chan. An efficient biosurfactant-producing and crude-oil emulsifying bacterium Bacillus methylotrophicus USTBa isolated from petroleum reservoir. *Biochemical Engineering Journal*, 2013, vol. 74, pp. 46-53. DOI: 10.1016/j.bej.2013.02.018
34. Geriev Sh.A. Sovershenstvovanie metodov udaleniia ASPO pri primenenii magnitnykh aktivatorov dlia neftedobychi [Improving methods for removing ASPO using magnetic activators for oil production]. *Dostizheniia nauki i obrazovaniia*, 2018, no. 9 (31), pp. 9-10.
35. Zapata-Peñasco I., Salazar-Coria L., Saucedo-García M., Villa-Tanaca L., Hernández-Rodríguez C. Bisulfite reductase gene expression of thermophilic sulphate-reducing bacteria from saline connate water of oil reservoirs with high temperature. *International Biodeterioration & Biodegradation*, 2016, vol. 108, pp. 198-206. DOI: 10.1016/j.ibiod.2015.05.029
36. Punniyakotti Parthipan, Punniyakotti Elumalai, Yen Peng Ting, Pattanathu K.S.M. Rahman, Aruliah Rajasekar. Characterization of hydrocarbon degrading bacteria isolated from Indian crude oil reservoir and their influence on biocorrosion of carbon steel API 5LX. *International Biodeterioration & Biodegradation*, 2018, vol. 129, pp. 67-80. DOI: 10.1016/j.ibiod.2018.01.006
37. Bezverkhaia E.V., Azeev A.A., Trofimov I.A. et al. Ochistka polosti promyslovogo nazemnogo oborudovaniia ot ASPO uglevodorodokisliaiushchimi mikroorganizmami [Cleaning the cavity of industrial ground equipment from ARPD using hydrocarbon-oxidizing microorganisms]. *Aktual'nye voprosy sovremennoi nauki. Sbornik statei po materialam XI Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii, Tomsk, 24 April 2018*. Tomsk: Obshchestvo s ogranichennoi otvetstvennost'iu Dendra, 2018, part 1, pp. 150-157.
38. Guseinov Sh.M. Innovatsionnye sposoby bor'by s ASPO na mestorozhdeniiakh Zapadnoi Sibiri [Innovative methods for combating asphaltene and paraffin deposits in Western Siberian oil fields]. *Problemy ratsional'nogo prirodopol'zovaniia i istoriia geologicheskogo poiska v Zapadnoi Sibiri. Sbornik tezisov VII regional'noi molodezhnoi konferentsii imeni V.I. Shpil'mana, Khanty-Mansiisk, 28-29 March 2019*. Khanty-Mansiisk: Obshchestvo s ogranichennoi otvetstvennost'iu "Iugorskii format", 2019, pp. 12-14.
39. Kudeshov A.A. Analiz primeneniia khimicheskikh metodov bor'by s ASPO pri dobyche nefti [Analysis of the application of chemical methods of the fight against asphaltene sediments in oil production]. *Alleia nauki*, 2019, vol. 1, no. 8 (35), pp. 46-50.
40. Dzhabbarova K.Sh. Razrabotka i ispytanie kompozitsii nanoPAV v bor'be s ASPO [Development and testing of nano-surface active substance (nano-SAS) composition to control asphalt-resin-paraffin deposition (ARPD)]. *Stroitel'stvo neftianykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2019, no. 9, pp. 49-51. EDN SFKTNA. DOI: 10.30713/0130-3872-2019-9-49-51
41. Karimova A., Kinzhibaeva A., Chakhanov T., Nazar I. Meropriiatiia po bor'be s asfal'to-smolo-parafinovymi otlozhenimi (ASPO) [Actions to control asphalt-resin-paraffin sediments (ARPD)]. *Danish Scientific Journal*, 2020, no. 41-1, pp. 63-66.
42. Miller V.K., Ivanova L.V. Osobennosti formirovaniia ASPO v usloviiakh obvodneniia dobyvaemoi produktsii [Features of formation of ARPD under conditions of waterlogging of extracted products]. *Aktual'nye problemy razvitiia neftegazovogo kompleksa Rossii: sbornik tezisov, Moscow, 08-10 February 2016*. Moscow: Rossiiskii gosudarstvennyi universitet nefti i gaza (natsional'nyi issledovatel'skii universitet) imeni I.M. Gubkina, 2016, 101 p.
43. Darvin B.S. Zarubezhnyi opyt bor'by s ASPO [International experience in combating ARPD]. *Nauka i obrazovanie: teoreticheskii i prakticheskii potentsial. Sbornik materialov Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii, Cheboksary, 15 January 2021*. Cheboksary: Tsentr nauchnogo sotrudnichestva "Interaktiv plius", 2021, pp. 103-105.
44. Nebogina N.A., Prozorova I.V., Iudina N.V., Petrenko T.V. Izuchenie agregatsionnykh svoistv asfal'tenov ASPO vodoneftianykh emul'sii [Study of the aggregation properties of asphaltenes of ARPD water-oil emulsions]. *Khimiia nefti i gaza: materialy IX Mezhdunarodnoi konferentsii, Tomsk, 22-25 September 2015*. Tomsk: Institut optiki atmosfery imeni V.E. Zueva SO RAN, 2015, pp. 417-422.
45. Segovia Veronica, Martínez Pedro, Hernández-Gama Regina. Draft genome sequence of rhamnolipid-producing bacteria Thermoanaerobacter thermocopriae strain CM-CNRG TB177 isolated from an oil reservoir in Mexico. *Microbiology Resource Announcements*, 2024, vol. 13, iss. 9. DOI: 10.1128/mra.00434-24
46. Lívia Vieira Araujo de Castilho, Alan Magalhães Duarte, Ilson Paranhos Pasqualino, Joab Sampaio de Sousa, Fábio C.S. Nogueira, José Gregório Cabrera Gomez, Lucy Seldin, Denise Maria Guimarães Freire. Mono- and di-rhamnolipids mixtures from Pseudomonas aeruginosa for use in extreme conditions of pre- and post-salt oil reservoirs compared with synthetic surfactants. *Colloids and Surfaces B: Biointerfaces*, 2025, vol. 245, 114311 p. DOI: 10.1016/j.colsurfb.2024.114311
47. Najeeb Anjum Soomro. Enhanced oil recovery in high-temperature shale reservoirs using ionic surfactant blends. *Journal of Molecular Liquids*, 2024, vol. 414, part B, 126221 p. DOI: 10.1016/j.molliq.2024.126221
48. Mingazova A.R., Bol'shakova A.Iu. Issledovaniia poverkhnostno-aktivnykh svoistv emul'gatorov dlia sozdaniia emul'sionnykh rastvoritelei ASPO [Research of surface-active properties of emulsifiers for the creation of emulsion solvents for ARPD]. *European Scientific Conference. Sbornik statei XVII Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii, Penza, 07 November 2019*. Penza: Nauka i Prosveshchenie (IP Guliaev G.Iu.), 2019, pp. 88-90.
49. Dong Zhenzhen, Hou Tong, Li Weirong, Hou Changbin, Guo Chenhong, Yang Zhanrong, Ma Xueling. Effect of surfactants C12PO6 and SW320 on oil/CO2 minimum miscibility pressure of unconventional liquid reservoirs - molecular dynamics simulation study. *Geoenergy Science and Engineering*, 2025, vol. 251, 213863 p. DOI: 10.1016/j.geoen.2025.213863
50. Liu Shun, Qiu Ying, Liu Jianbin, Chen Xin, He Long, Wang Yao, Li Xin, Chao Luyao, Yang Bing, Liu Tao. Interfacial competitive behavior of water/oil/surfactant systems in ultra-deep tight reservoir - Insights from dissipative particle dynamics. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2025, vol. 717, 136766 p. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2025.136766

Благодарность. Авторы благодарят ЦКП-САЦ ФИЦ КазНЦ РАН за проведенные исследования методами ИК-спектроскопии.
Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.
Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
Вклад авторов равноценен.