

УДК 544.72

## НОВЫЙ РЕАГЕНТ ДЛЯ БОРЬБЫ С ТОНКИМИ НЕФТЯНЫМИ ПЛЕНКАМИ НА АКВАТОРИЯХ В ТРОПИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

© 2025 г. Д. А. Санджиева<sup>1,2\*</sup>, Б. В. Убушаева<sup>1,2</sup>, К. К. Хоанг<sup>3</sup>,  
Т. Х. Ле<sup>3</sup>, К. Т. Нгуен<sup>3</sup>, А. Г. Дедов<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> Институт нефтехимического синтеза имени А.В. Топчиева Российской академии наук, Москва, 119991, Россия

<sup>2</sup> РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Москва, 119991, Россия

<sup>3</sup> Совместный Российско-Вьетнамский тропический научно-исследовательский и технологический центр,  
Ханой, 11307, Вьетнам

\* E-mail: sanjjeva@ips.ac.ru

Поступила в редакцию 19.08.2024

После доработки 25.09.2024

Принята в печать 25.10.2024

Разработан новый реагент — «химический пастух» ХП-1 для сокращения площади нефтяного разлива и увеличения толщины нефтяной пленки. Показано, что ХП-1 обладает необходимой поверхностной активностью в пресной и морской воде, так как создает давление растекания выше 40 мН/м. Натурные испытания эффективности ХП-1 в воде Южно-Китайского моря показали, что действие ХП-1 приводит к увеличению толщины нефтяного пятна от 0.15 до 3.20 мм. Получены результаты, свидетельствующие о потенциальной эффективности ХП-1 в подготовке нефтяной пленки для механического сбора нефти и контролируемого сжигания нефти в тропических условиях.

**Ключевые слова:** ликвидация аварийных разливов нефти, «химические пастухи», собиратели нефти, поверхностно-активные вещества, давление растекания

DOI: 10.53392/27823857-2025-5-1-138; EDN: KPCSEO

По прогнозам экспертов в ближайшие десятилетия спрос на нефть превысит спрос на все остальные энергоресурсы [1–3]. Одновременно с этим возникают опасения, связанные с ростом рисков поступления нефти и нефтепродуктов в окружающую среду в результате утечек и аварийных ситуаций при добыче, транспортировке и сопутствующих операциях. Большие опасения вызывают последствия загрязнения окружающей среды углеводородами в Арктической зоне, поскольку регион отличается сложными природно-климатическими условиями и уязвимой экосистемой. Между тем, в тропических наземных, пресноводных и морских экосистемах обитает более 75% всех видов живых организмов Земли [4]. При этом акватории теплых морей и прилегающая к ним прибрежная зона испытывают не меньшую техногенную нагрузку от загрязнения нефтью и нефтепродуктами. Особенно это характерно для стран, по акватории которых проходят маршруты доставки нефти и нефтепродуктов [5–8].

Природно-климатические условия в регионах теплых морей сильно влияют на скорость растекания нефти и, соответственно, на толщину слоя нефти. В теплой воде вязкость нефти и межфазное натяжение на границе нефть–вода снижается, что увеличивает скорость растекания нефти. В результате, в условиях тропического климата нефть в течение первых нескольких часов после аварийного разлива на акватории может распространяться на большую площадь в виде тонкой нефтяной пленки толщиной около 0.1 мм. При такой толщине нефтяной пленки реализация основного метода ликвидации аварийного разлива нефти или нефтепродуктов (ЛАРН) — механического метода — невозможна. Удовлетворительная производительность механической очистки при помощи нефтесборной техники (скиммеров) осуществима при толщине нефтяной пленки свыше 1 мм. Также для термического метода ЛАРН толщина нефтяной пленки должна быть не менее 3 мм [9]. В связи с этим крайне необходи-

мы реагенты для увеличения толщины нефтяной пленки.

Применение диспергентов даже при необходимом уровне волнения и турбулентности моря вызывает сильные опасения. При некорректном использовании диспергентов они оказывали негативное воздействие на чрезвычайно чувствительные к диспергированной нефти коралловые рифы, мангровые заросли [10, 11]. Зафиксированы случаи, когда диспергенты сами по себе, оказались более токсичны, чем нефть [12].

В настоящее время исследователями активно ведутся работы по созданию реагентов «химических пастухов» (ХП) для борьбы с тонкими нефтяными пленками. ХП — поверхностно-активные вещества, которые при нанесении на водную поверхность по периметру нефтяного пятна, образуют мономолекулярный слой, снижающий поверхностное натяжение. В результате, изменяется соотношение межфазных сил, нефтяное пятно многократно стягивается, а толщина нефтяной пленки увеличивается. При этом достигается толщина, необходимая для механического сбора нефти ( $\geq 1$  мм) или сжигания нефти в воде ( $\geq 3$  мм). Известные коммерческие ХП были разработаны для ЛАРН в арктических условиях. Их применение сочеталось с термическим методом, успешно применяемым в северных широтах [9–17]. В документе «National Contingency Plan Product Schedule» Агентства по охране окружающей среды США включены два ХП — Siltech OP-40 (на основе силиконового ПАВ) и ThickSlick 6535 (на основе сорбитанмонолаурата). Siltech OP-40 и ThickSlick 6535 понижают межфазное натяжение до 20–25 мН/м, создавая давление растекания на уровне 40–45 мН/м [15, 16] и увеличивают толщину нефтяной пленки до 3–5 мм. Однако Siltech OP-40 содержит компоненты, которые трудно поддаются биоразложению и могут накапливаться морской биотой [17]. В поиске новых, дружественных окружающей среде, реагентов Гупта и др. [18] разработали два биоразлагаемых ХП на основе фитола, при синтезе которого был использован токсичный хлороформ. Один из них, катионный ПАВ 1-метил-3-(2-оксо-2-((фитил)окси)этил)-1*H*-имидазол-3-иум бромид (PIm), понижал поверхностное натяжение до ~30 мН/м, а в смеси с толуолом увеличивал толщину нефтяной пленки в 10 раз при 5°C и 20°C, в 25 раз при 35°C. Чжоу [19] предложил в качестве биоразлагаемого ХП для умеренного климата раствор, состоящий из моногалактозилдиацилглицерина (МГДГ) и хлороформа. Под действием МГДГ в хлороформе поверхностное натяжение снижалось до 26 мН/м, площадь нефтяной пленки сокращалась в 36 раз (на 96%), а толщина, исходя из представленных в статье данных, уве-

личилась до 1.7 мм. Специально для тропических условий был разработан ХП на основе суспензии холестерина и биодизеля, понижающий поверхностное натяжение до 28 мН/м, под действием которого толщина нефтяной пленки увеличивалась с 0.06 мм до 0.3 мм, а площадь нефтяного пятна сократилась в 4.8 раза (на 79.1%) [20]. Также известны ХП-биосурфактанты, синтезированные штаммом *Rhodococcus erythropolis* M25 [21], понижающие поверхностное натяжение воды до 30.5 мН/м, стягивавшие нефтяную пленку на 74% (фактические значения толщины нефтяной пленки не приведены). В целом, представленные выше исследования были сосредоточены на оценке потенциала различных ПАВ к стягиванию нефтяной пленки. Кроме того, не всегда предложенные ХП можно отнести к безопасным и дружественными окружающей среде ввиду присутствия в их составе хлороформа [19], биодизеля [20] или использования в процессе сложного синтеза токсичных компонентов, таких как хлороформ и пиридин [18].

Снижение токсичности реагентов для ЛАРН является одной из важнейших задач при их разработке. В этой связи целью настоящей работы являлась разработка нового, дружественного окружающей среде, ХП и исследование его свойств. В рамках исследования изучены поверхностно-активные свойства разработанного ХП, дана оценка токсичности и эффективности в воде Южно-Китайского моря.

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Первый компонент ХП — пентол (АО «Вяземский завод синтетических продуктов», Россия, ТУ 9154-016-00333865-06). Состав пентола: смесь сложных эфиров с преобладанием диэфиров (пентаэритрил диолеат, CAS 25151-96-6, 50–60 мас%), 20% моноэфира, остальное — триэфиры и тетраэфиры, получаемые из пентаэритрита и сырья растительного происхождения: глицерина и олеиновой кислоты. Основные характеристики пентола: плотность при 20°C — 950.0 кг/м<sup>3</sup>, кинематическая вязкость при 20°C — 405.6 мм<sup>2</sup>/с, динамическая вязкость при 20°C — 385.3 мПа·с.

Второй компонент ХП — один из одноатомных спиртов: этанол (95 об%, ОАО «МЕДХИМПРОМ», Россия), изопропанол (х.ч., 99.8 мас%, АО «ЭККОС-1», ТУ 2632-181-44493179-2014), изобутанол (о.с.ч., 99.9 мас%, ООО «Компонент-реактив», СТП ТУ КОМП 3-317-11).

Получение ХП. Пентол и один из одноатомных смешивали в соотношении 30 : 70, нагревали при постоянном перемешивании при температуре 65–70°C в течение 60 мин до однородного состо-

яния [22]. Полученный ХП с использованием изобутилового спирта обозначили как ХП-1а, изопропилового спирта — ХП-1б, этилового спирта — ХП-1в. Физико-химические свойства ХП-1а: плотность при 20°C — 826.0 кг/м<sup>3</sup>, вязкость кинематическая при 20°C ( $\nu_{20}$ ) — 7.858 мм<sup>2</sup>/с, вязкость динамическая при 20°C ( $\eta_{20}$ ) — 6.491 мПа·с, температура вспышки в закрытом тигле — 37°C, рН при 25°C — 7.1.

Межфазное натяжение водных растворов ХП определяли методом кольца дю Нуи на тензиометре KRUSS K20 по ГОСТ 33419–2015<sup>1</sup> при температурах 10 и 22°C. Пробы для измерения межфазного натяжения готовили на «пресной» и модельной морской воде. В качестве «пресной» воды использовали питьевую воду из централизованной системы питьевого водоснабжения. Модельная морская вода с соленостью 35‰ имела следующий состав (г/л): NaCl — 27.5; MgCl<sub>2</sub> — 5.0; MgSO<sub>4</sub>·7H<sub>2</sub>O — 2.0; CaCl<sub>2</sub> — 0.5; KCl — 1.0; Fe<sub>2</sub>(SO<sub>4</sub>)<sub>3</sub> — 0.001.

Давление растекания  $\pi$  или межфазовое натяжение на границе вода–ХП определяли в соответствии с правилом Антонова, как разность поверхностного натяжения воды ( $\sigma_{\text{вода}}$ ) и ХП ( $\sigma_{\text{ХП}}$ ) в условиях взаимного насыщения:

$$\pi = \sigma_{\text{вода}} - \sigma_{\text{ХП}}. \quad (1)$$

Эффективность ХП в стягивании и увеличении толщины нефтяной пленки определяли по методике, разработанной на основе положений стандарта ASTM F3349 [9]. В емкость наливали воду так, чтобы высота уровня воды была не менее 2 см. Далее наливали нефть для получения нефтяной пленки толщиной около 0.1 мм. ХП вносили в нескольких точках по периметру нефтяного пятна исходя из соотношения 1700 мкл ХП на 1 м<sup>2</sup>. Эксперимент проводили в емкостях с внутренней площадью 1630 и 900 см<sup>2</sup>. Действие ХП фиксировали видеокамерой в течение 1 ч. Площадь нефтяного пятна на 1, 10, 30 и 60 мин эксперимента рассчитывали при помощи графической программы ImageJ. Каждое исследование повторяли 4 раза. Толщину нефтяного пятна рассчитывали путем деления объема нефти на площадь нефтяного пятна. Исследование было проведено на нефти средней плотности ( $\rho_{20} = 856$  кг/м<sup>3</sup>) в «пресной» и в модельной морской воде.

Аналогичное исследование эффективности ХП было выполнено во Вьетнаме на Морской научно-исследовательской станции (МНИИС) Дам Бай с отбором морской воды из акватории Южно-Ки-

тайского моря (температура воды — 29.6°C, соленость — 30.6‰).

Исследование было проведено на нефти средней плотности ( $\rho_{20} = 856$  кг/м<sup>3</sup>) и тяжелой нефти ( $\rho_{20} = 874$  кг/м<sup>3</sup>). Образцы нефти любезно предоставлены АО «Газпромнефть-МНПЗ».

Оценку токсичности проводили в аккредитованной испытательной лаборатории ООО «ЭкОонис-ЭЧТ» (аттестат аккредитации № ААС.А.00421) по методике ПНД Ф 14.1.2:3.13-06 [24]. Сущность метода заключается в культивировании инфузорий *Paramecium caudatum* в питательной среде, содержащей разные концентрации ХП в течение 24 ч при 22 ± 2°C. Токсическое действие исследуемых проб ХП определяли по смертности *Paramecium caudatum* равной или превышающей 50%.

## РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Обзор литературы показывает, что при разработке эффективных и дружественных окружающей среде ХП, необходимо учитывать следующие критерии: потенциальная биоразлагаемость компонентов ХП, давление растекания ХП на уровне 40–45 мН/м [23], стягивание и увеличение толщины нефтяной пленки, как минимум, до 1 мм. С учетом этого, выбор нами компонентов для разработки ХП объясняется, прежде всего, их низкой потенциальной токсичностью. Первый компонент разработанного ХП пентол не токсичен, обладает высокой поверхностной активностью и поэтому широко применяется для изготовления косметических средств и при производстве лекарственных препаратов. Пентол — достаточно вязкая ( $\nu_{20} = 405.6$  мм<sup>2</sup>/с) и тяжелая ( $\rho_{20} = 950$  кг/м<sup>3</sup>) жидкость и поэтому неудобен для применения в чистом виде как ХП, поскольку не удерживается на поверхности воды. Второй компонент разработанных ХП — один из одноатомных спиртов — изобутанол, изопропанол, этанол. Выбор этих спиртов обусловлен доступностью, хорошей растворимостью в них пентола и принадлежностью к 4 классу опасности для вод рыбохозяйственного назначения<sup>2</sup>, характеризующихся низкой степенью воздействия на водные биоресурсы<sup>3</sup>.

<sup>2</sup> Приказ Министерства сельского хозяйства РФ от 13 декабря 2016 г. № 552 «Об утверждении нормативов качества воды водных объектов рыбохозяйственного значения, в том числе нормативов предельно допустимых концентраций вредных веществ в водах водных объектов рыбохозяйственного значения» (с изменениями и дополнениями);

<sup>3</sup> Об утверждении методических указаний по разработке нормативов качества воды водных объектов рыбохозяйственного значения, в том числе нормативов

<sup>1</sup> ГОСТ 33419-2015. Методы испытаний химической продукции, представляющей опасность для окружающей среды. Определение поверхностного натяжения водных растворов.

**Таблица.** Давление растекания разработанных ХП

Вода	ХП-1а		ХП-1б		ХП-1в	
	давление растекания (мН/м) при температуре воды					
	10 ± 1°C	22 ± 1°C	10 ± 1°C	22 ± 1°C	10 ± 1°C	22 ± 1°C
«Пресная»	43.70 ± 0.03	44.80 ± 0.04	42.70 ± 0.02	44.40 ± 0.04	42.60 ± 0.02	43.90 ± 0.03
Модельная морская	43.10 ± 0.03	45.00 ± 0.05	43.00 ± 0.02	44.90 ± 0.05	42.40 ± 0.02	44.50 ± 0.04

Поверхностная активность разработанных ХП-1а, ХП-1б, ХП-1в определялась по межфазному натяжению их водных растворов и давлению растекания при температуре 10 и 22°C.

Из табл. следует, что для разработанных ХП-1а, ХП-1б, ХП-1в характерны высокие значения давления растекания, как при комнатной температуре, так и при пониженной температуре воды. Давление растекания мало отличается в модельной морской воде с соленостью 35‰ по сравнению с «пресной», что является важным условием применения ХП в море. Близость значений давления растекания разработанных ХП позволяет предположить, что их эффективность в стягивании нефтяной пленки будет примерно на одном уровне. Поскольку поверхностная активность ХП-1а немного выше, чем у двух остальных ХП, то можно прогнозировать его большую эффективность в стягивании и увеличении толщины нефтяной пленки. Возможное объяснение данного явления заключается в ограниченной растворимости изобутилового спирта (8.5 мас% при 20°C [24]) по сравнению с этиловым и изопропиловым спиртами. Благодаря чему изобутанол обеспечивает текучесть пентолу и необходимую скорость распространения мономолекулярного слоя по поверхности воды, чем более растворимые в воде композиции ХП-1б, ХП-1в.

Эффективность ХП, как сказано выше, определяется способностью стягивать тонкую нефтяную пленку (толщиной менее 1 мм) в более толстую (толщиной более 1 мм). Результаты исследования эффективности разработанных реагентов продемонстрированы на рис. 1. Экспериментальные данные показывают, что ХП-1а стягивает нефтяную пленку с большей скоростью, поскольку на 1-ю мин действия толщина нефтяной пленки увеличилась от 0.1 до 2.7 мм, что более чем в 2 раза превысило минимально необходимую толщину для осуществления

механической очистки воды от нефти при помощи скиммеров. К 60-й мин толщина нефтяной пленки увеличивалась до 3.4 мм, то есть до толщины при которой может проводить сжигание нефти на месте разлива. Остальные два ХП действовали с заметно меньшей скоростью, но в итоге толщина нефтяной пленки на 60-ю мин эксперимента достигала 3 мм.

Продолжительность операции по ЛАРН и отдельные ее стадии в силу разных причин может увеличиваться и стянутое нефтяное пятно может быть собрано только спустя несколько часов после обработки воды ХП. Важно было исследовать способность разработанных ХП удерживать толщину нефтяного пятна в течение 24 ч.

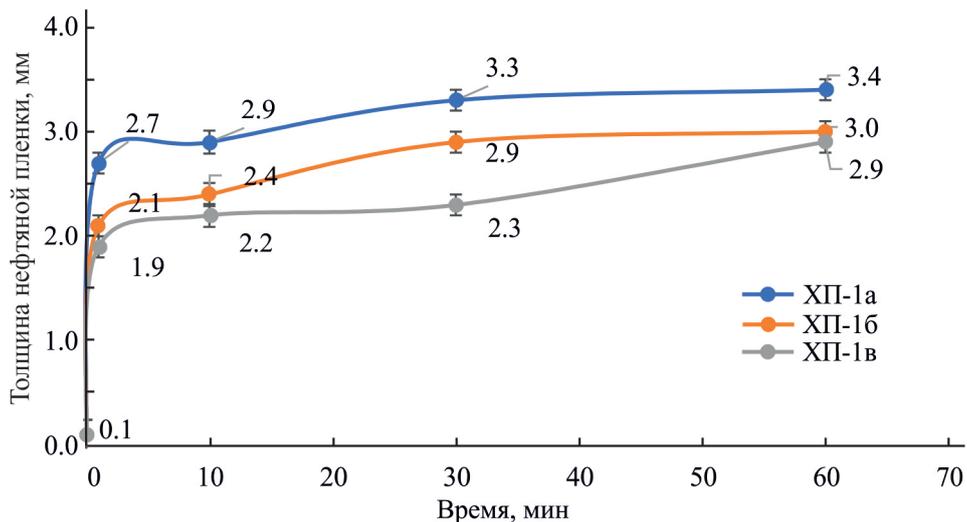
На рис. 2 видно, что на 3-й ч эксперимента под действием ХП-1а толщина нефтяного пятна немного увеличилась с 3.4 мм до 3.6 мм и далее сохранялась в течение 21 ч. Таким образом, ХП-1а (далее — ХП-1) способен стягивать и поддерживать в стабильном состоянии нефтяную пленку не менее 24 ч.

Компоненты ХП-1, как отмечено выше, потенциально малотоксичны. Для получения экспериментального подтверждения этого предположения было проведено биотестирование водного раствора ХП-1 с концентрацией 600 мг/л по ПНД Ф 14.1:2:3.13-06<sup>4</sup>. При выборе концентрации раствора ХП-1 мы ориентировались на наибольшую среднюю летальную концентрацию коммерческого ХП ThickSlick 6535 — 600 мг/л [25]. Результаты исследования, выполненные в аккредитованной испытательной лаборатории (аттестат аккредитации № ААС.А.00421) показали, что водный раствор, содержащий 600 мг/л ХП-1, не обладает токсичностью, т.к. не нарушает жизнедеятельность тестовых организмов *Paramecium caudatum*.

Представляло интерес исследовать эффективность действия ХП-1 в увеличении толщины тонкой нефтяной пленки на поверхности природной морской воды в тропических условиях. Ряд факторов, об-

предельно допустимых концентраций вредных веществ в водах водных объектов рыбохозяйственного значения: Приказ Федерального Агентства по Рыболовству от 4 августа 2009 г. № 695 (с изм. и доп.) [Электронный ресурс]. URL: <https://legalacts.ru/doc/prikaz-rosrybolovstva-ot-04082009-n-695-ob/> (дата обращения — 16.07.2024).

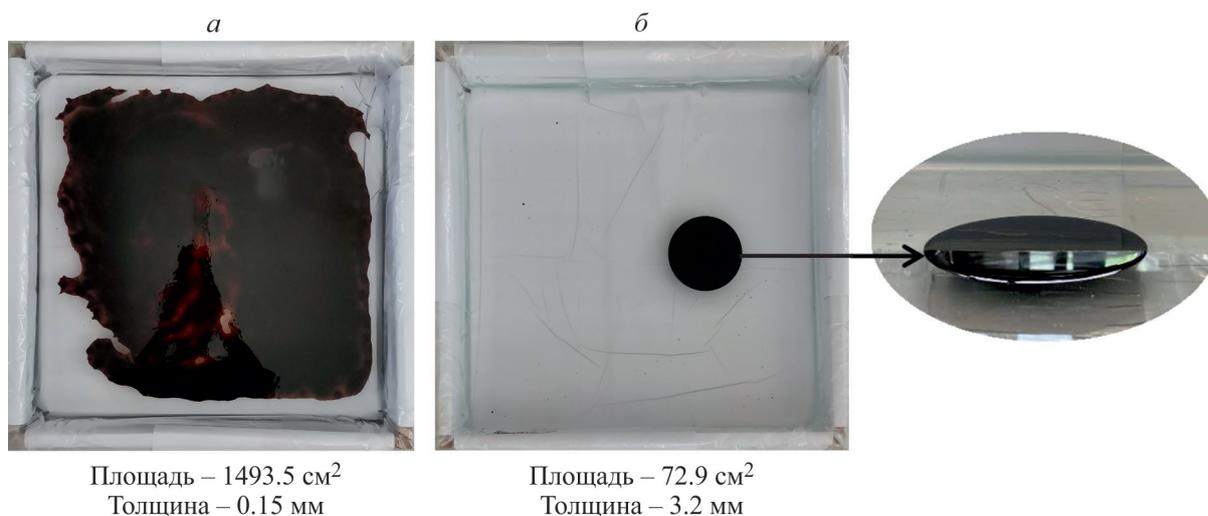
<sup>4</sup> ПНД Ф 14.1:2:3.13-06. Методика определения токсичности отходов, почв, осадков сточных, поверхностных и грунтовых вод методом биотестирования с использованием равноресничных инфузорий *PARAMECIUM CAUDATUM* Ehrenberg.



**Рис. 1.** Изменение толщины нефтяной пленки под действием ХП-1а, ХП-1б, ХП-1в ( $T_{\text{воды}} = 25 \pm 1^\circ\text{C}$ ,  $\rho_{\text{нефти}} = 856 \text{ кг/м}^3$ ).

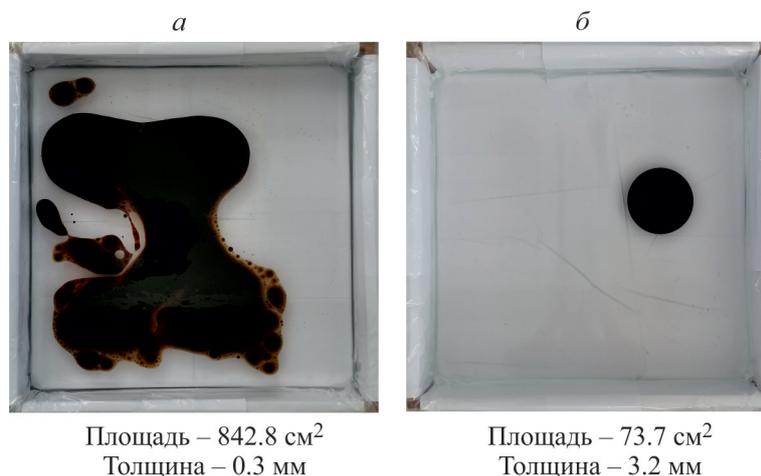


**Рис. 2.** Изменение площади нефтяного пятна под действием ХП-1а в течение 24 ч (исходная толщина нефтяного пятна — 0.1 мм, вода «пресная»,  $T_{\text{воды}} = 22 \pm 1^\circ\text{C}$ ).



**Рис. 3.** Изменение толщины нефтяной пленки (нефть средняя,  $\rho = 856 \text{ кг/м}^3$ ) под действием ХП-1 в воде Южно-Китайского моря ( $T_{\text{воды}} = 29.6^\circ\text{C}$ , соленость воды — 30.6‰).

*а* — нефтяное пятно до добавления ХП-1, *б* — нефтяное пятно после добавления ХП-1.



**Рис. 4.** Изменение толщины нефтяной пленки (нефть тяжелая,  $\rho = 874 \text{ кг/м}^3$ ) под действием ХП-1 в воде Южно-Китайского моря ( $T_{\text{воды}} = 29.6^\circ\text{C}$ , соленость воды — 30.6‰).

*a* — нефтяное пятно до добавления ХП-1, *б* — нефтяное пятно после добавления ХП-1.

условленных природно-климатическими условиями тропиков могут оказывать влияние на эффективность разработанных ХП. Высокое биологическое биоразнообразие морских тропических экосистем способствует накоплению в морской воде экзометаболитов и продуктов биодеструкции морских организмов. Некоторые из них обладают поверхностной активностью, такие как гликолипиды, органические кислоты, фосфолипиды, полисахариды, белки, липополисахариды и липопротеины [26]. ПАВ биологического происхождения в морской среде могут снижать скорость растекания нефти. Одновременно с этим, при повышении температуры окружающей среды межфазное натяжение нефть–вода понижается, что способствует увеличению скорости растекания нефти и образованию более тонких нефтяных пленок.

Исследование эффективности ХП-1 было выполнено в воде, отобранной из Южно-Китайского моря, на нефти средней плотности и тяжелой нефти. В экспериментальную емкость наливали нефть, объем которой был рассчитан на получение нефтяной пленки с толщиной около 0.1 мм. Однако нефть растекалась с образованием нефтяных пятен меньших размеров, поэтому исходная толщина пятна нефти средней плотности составила 0.15 мм, а тяжелой нефти — 0.3 мм. Вероятно, причиной этого явились присутствующие в морской воде ПАВ естественного и/или техногенного происхождения.

На рис. 3 и 4 видно, что под действием ХП-1 толщина пленки средней нефти увеличилась в 21 раз, а тяжелой — в 11 раз, в целом конечная толщина нефтяной пленки оказалась 3.2 мм.

Таким образом, нами показано, что эффективность действия ХП-1 в морской воде достаточна, как

для механического сбора нефти, так и для контролируемого сжигания нефти. Полученные результаты продемонстрировали эффективность разработанного ХП-1 и возможность его использования для устранения последствий разливов нефти и нефтепродуктов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработан новый реагент ХП-1 для стягивания и увеличения толщины нефтяной пленки на основе пентола и изобутилового спирта [22]. Разработанный ХП-1 позволяет уменьшить площадь нефтяного пятна в 21 раз и увеличить его толщину до 3.2 мм, что в 3 раза превышает минимально необходимую толщину для осуществления основного метода ЛАРН — механического метода. Следует отметить, что важнейшим преимуществом разработанного ХП-1 является дружелюбность окружающей среде. В отличие от известных коммерческих аналогов, это важнейшее преимущество позволяет применять ХП-1 не только для ЛАРН в открытом море, но и в прибрежной зоне, на реках, озерах и небольших водоемах.

## ФИНАНСИРОВАНИЕ РАБОТЫ

Настоящее исследование выполнено в рамках госзадания Института нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева Российской академии наук в соответствии с программой исследований Совместного Российско-Вьетнамского Тропического научно-исследовательского и технологического центра, тема Эколан Т-1.8.

## КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов, требующего раскрытия в данной статье.

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Санджиева Делгир Андреевна*, к.х.н., с.н.с.  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1958-1821>  
*Убушаева Баира Владимировна*, м.н.с.  
ORCID: <https://orcid.org/0009-0007-2389-6144>  
*Хоанг Куанг Кыонг*, к.х.н., н.с.  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3783-0959>  
*Ле Тхи Хуе*, н.с.  
ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-2722-5798>  
*Нгуен Конг Тинь*, н.с.  
ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-6535-6101>  
*Дедов Алексей Георгиевич*, д.х.н., профессор, академик РАН  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8086-2345>

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Энергетическая политика России: Разворот на Восток / Общественно-деловой научный журнал «Энергетическая политика». [Мск], 2020. URL: <https://energypolicy.ru/energeticheskaya-politika-rossii-razvorot-na-vostok/business/2023/14/08/> (дата обращения — 16.07.2024)
2. Рано хоронить нефть / Общественно-деловой научный журнал «Энергетическая политика». [Мск], 2020. URL: <https://energypolicy.ru/rano-horonit-neft/neft/2024/15/15/> (дата обращения — 16.07.2024)
3. OPEC World Oil Outlook / Organization of the Petroleum Exporting Countries [Австрия], 2001. URL: [https://www.opec.org/opec\\_web/en/publications/340.htm](https://www.opec.org/opec_web/en/publications/340.htm) (дата обращения 16.07.2024)
4. Barlow J., Franca F., Gardner T.A., Hicks C.C., Lennox G.D., Berenguer E., Castello L., Economo E.P., Ferreira J., Guénard B., Leal C.G., Isaac V., Lees A.C., Parr C.L., Wilson S.K., Young P.J., Graham N.A.J. The future of hyperdiverse tropical ecosystems // *Nature*. 2018. V. 559. P. 517–526. <https://doi.org/10.1038/s41586-018-0301-1>
5. Soares M.O., Teixeira C.E.P., Bezerra L.E.A., Paiva S.V., Tavares T.C.L., Garcia T.M., Araújo J.T., Campos C.C., Ferreira S.M.C., Matthews-Cascon H., Frota A., Frota Mont'Alverne T.C., Silva S.T., Fontenele Rabelo E., Barroso C.X., Pereira de Freitas J.E., Mauro de Melo J., Campelo R.P.S., Santana C.S., Carneiro P.B.M., Cavalcante R.M. Oil spill in South Atlantic (Brazil): Environmental and governmental disaster // *Marine Policy*. 2020. V. 115. P. 103879. <https://doi.org/10.1016/j.marpol.2020.103879>
6. Sriwichien S., Chayantrakom K., Kanbua W. A numerical study of oil spill prediction in the Gulf of Thailand using ocean wave model // *Adv Differ Equ*. 2019. V. 267. P. 267. <https://doi.org/10.1186/s13662-019-2206-1>
7. Samandika M.M.A. Use of Synthetic Aperture Radar (SAR) imagery on oil spill detection: A case study on the MV X-Press Pearl container ship incident in 2021 in Sri Lanka // *University of Colombo Review*. 2023. V. 4. P. 108–125. <https://doi.org/10.4038/ucr.v4i2.167>
8. Некоторые разливы нефти во Вьетнаме и по всему миру (MỘT SỐ SỰ CỐ TRÀN DẦU Ở VIỆT NAM VÀ TRÊN THẾ GIỚI) / Центр реагирования на инциденты экологической безопасности. [Вьетнам], 2017. URL: <https://ungphosuco.vn/mot-so-su-co-tran-dau-o-viet-nam-va-tren-the-gioi/> (дата обращения — 16.07.2024)
9. ASTM F3349-18 Standard Guide for Use of Herding Agents in Conjunction with In-Situ Burning.
10. Rojas-Alva U., Skjønning Andersen B., Jomaas G. Chemical herding of weathered crude oils for *in situ* burning // *J. Environ. Manag.* 2019. V. 250. P. 109470. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2019.109470>
11. Alshamrani A., Murphy D.W. An experimental study of oil slick contraction by chemical herders and fragmentation by obstacles // *Cold Reg. Sci. Technol.* 2022. V. 197. P. 103519. <https://doi.org/10.1016/j.coldregions.2022.103519>
12. Aggarwal S., Schnabel W., Buist I., Garron J., Bullock R., Perkins R., Potter S., Cooper D. Aerial application of herding agents to advance *in situ* burning for oil spill response in the Arctic: a pilot study // *Cold Reg. Sci. Technol.* 2017. V. 135. P. 97–104. <https://doi.org/10.1016/j.coldregions.2016.12.010>
13. Potter S., Buist I., Cooper D., Schnabel V., Garron J., Perkins R., Aggarwal S., Bullock R., Lane P. Field research by helicopter the use of chemical shepherds to accelerate burning in place // Arctic Response Technology — United Industry Program. International Association of oil and gas producers. London. International Association oil and gas producers. <http://arcticresponse.wpengine.com/wp-content/uploads/2017/09/pokerflats-report-final.pdf>
14. Buist I., Canevari G., Nedwed T. New herding agents for thickening oil slicks in drift ice for *in situ* burning // Proceedings of the Thirty-third AMOP Technical Seminar on Environmental Contamination and Response. 2010. P. 44–48.
15. Buist I. Field Testing of USN Oil Herding Agent on Heidrun Crude in Loose Drift Ice. 2010. JIP-6, SINTEF.
16. Literature Review of Chemical Oil Spill Dispersants and Herders in Fresh and Brackish Waters // S.L. Ross Environmental research. Ottawa. 2010.
17. Buist I., Nedwed T. Using herders for rapid *in situ* burning of oil spills on open water // Proceedings of the International Oil Spill Conference Proceedings. 2011. V. 2011. № 1. <https://doi.org/10.7901/2169-3358-2011.1.231>
18. Gupta D., Sarker B., Thadikaran K., John V., Maldarelli C., John G. Sacrificial amphiphiles: Eco-friendly chemical herders as oil spill mitigation chemicals // *Science Advances*. 2015. V. 1. N 5. P. 1–6.

- <https://doi.org/10.1126/sciadv.1400265>
19. Zhou H. Diss. PhD in Chemical Engineering. NY, The City College of New York. 2019. P. 147
  20. Abuoudah M., Giwa A., Nashef I., AlMarzooqi F., Taher H. Bio-based herding and gelling agents from cholesterol powders and suspensions in organic liquids for effective oil spill clean-up // *Chemical Engineering Journal Advances*. 2022. V. 12. P. 100357. <https://doi.org/10.1016/j.ceja.2022.100357>
  21. Yu M., Zhu Z., Chen B., Cao Y., Zhang B. Bioherder Generated by *Rhodococcus erythropolis* as a Marine Oil Spill Treating Agent // *Frontiers Microbiology*. 2022. V 13. P. 860458. <https://doi.org/10.3389/fmicb.2022.860458>
  22. Дедов А.Г., Санджиева Д.А., Убушаева Б.В. // Патент № 2814663 РФ. 2024/ Бюл. № 7. Опубл. 04.03.2024
  23. Bullock R.J., Perkins R.A., Aggarwal S. In-situ burning with chemical herders for Arctic oil spill response: Meta-analysis and review // *Science of the Total Environment*. 2019. V. 675. P. 705–716. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.04.127>
  24. Hahn H.-D., Dämbkes G., Rupprich N., Bahl H., Frey G.D. Butanols // *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*. 2013. V. 1. P. 1–13. [https://doi.org/10.1002/14356007.a04\\_463.pub3](https://doi.org/10.1002/14356007.a04_463.pub3)
  25. Hansen B.H., Nordtug T., Øverjordet I.B., Altin D., Farkas J., Daling P.S., Sørheim K.R., Faksness L.-G. Application of chemical herders do not increase acute crude oil toxicity to cold-water marine species // *Science of The Total Environment*. 2022. V. 823. P. 153779. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2022.153779>
  26. Floris R., Rizzo C., Giudice A. L. *Metabolomics — New Insights into Biology and Medicine: Biosurfactants from Marine Microorganisms*. London: IntechOpen, 2018. P. 112. <https://doi.org/10.5772/intechopen.80493>
-