

---

# ГОРНОПРОМЫШЛЕННАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГИДРОЛОГИЯ И ГЕОЭКОЛОГИЯ

УДК 504.4.054:550.84

DOI:10.7242/echo.2024.4.1

## ОЦЕНКА ПРИМЕНИМОСТИ ДИСПЕРГЕНТОВ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ В АКВАТОРИИ

Б.А. Бачурин

*Горный институт УрО РАН, г. Пермь*

**Аннотация:** Проведен обзор использования диспергентов для ликвидации разливов нефти на акватории. Рассмотрены основные факторы, влияющие на эффективность их использования, а также их возможное негативное воздействие на водную среду. Проведено лабораторное исследование свойств диспергента нефти FORMULA R01, рекомендованного для использования в зоне нефтезагрязнения Камского водохранилища в районе д. Зуята.

**Ключевые слова:** нефтяные разливы в акватории, методы их ликвидации, диспергенты, условия и последствия их применения, Полазненское месторождение, Камское водохранилище, зона нефтезагрязнения.

Аварийные разливы нефти в акватории, помимо нанесения большого ущерба водной флоре и фауне, зачастую причиняют значительный вред прибрежной территории. Разливы нефти с танкеров, таких как Exxon Valdez в 1987 году и Prestige в 2002 году, а также с платформ, таких как Deep Horizon в 2010 году, включены в список крупнейших бедствий для окружающей среды [6, 10].

В настоящее время для ликвидации разливов нефти на акватории существуют два метода: во-первых, это использование плавучих барьерных боновых заграждений для ограничения и утолщения пятна разлива на меньших участках, где они могут быть впоследствии удалены механическим путем или сжиганием на месте. Во-вторых, это использование диспергаторов, распыляющихся на пятно, чтобы эмульгировать нефть под действием волн в более мелкие капли, которые могут быть рассеяны в толще воды для разложения.

Химические диспергаторы – это составы, которые содержат смесь поверхностно-активных веществ (ПАВ) в растворителе. Поверхностно-активные вещества, выступающие в качестве активного ингредиента, снижают межфазное натяжение нефти и воды, способствуя образованию мелких капель нефти (< 100 мкм), которые могут быть захвачены в толщу воды, сводя к минимуму рекоалесценцию [6, 7, 10]. Растворители используются для снижения вязкости поверхностно-активных веществ, разбавления диспергатора, снижения его температуры замерзания и оптимизации его концентрации. Для достижения эффективного рассеивания размер капелек нефти должен находиться в диапазоне от 10 до 70 мкм при оптимальном размере менее 45 мкм [12]. Подобные размеры позволяют смеси нефти и диспергента оставаться во взвешенном состоянии в верхней части водной толщи глубиной несколько метров.

Использование химических диспергаторов в качестве стратегии реагирования тесно связано с микробно-опосредованным биоразложением нефти. После того, как нефть диспергируется в толще воды, биоразложение используется для удаления более лабильных фракций нефти из системы при условии наличия достаточного количества питательных веществ. Из-за плохой растворимости химических веществ в нефти и их гидрофобности скорость ее биоразложения часто ограничивается способностью микроорганизмов получать доступ к нефти. Образование множества мелких капель нефти

увеличивает площадь соприкосновения нефти и воды, тем самым создавая оптимальные условия для биоразложения [11, 12]. С увеличением площади поверхности появляется больше мест для колонизации микроорганизмами, разлагающими нефть.

Следует отметить, что оценка влияния диспергентов на биodeградацию нефти неоднозначна: после того, как нефть диспергируется в толще воды, биоразложение охватывает только наиболее лабильные фракции нефтяных веществ. В ходе биodeградации микроорганизмы, разлагающие нефть, изменяются со временем в зависимости от присутствия соединений, доступных для потребления. Отмечается, что диспергаторы могут увеличивать долю в составе обрабатываемой нефти трехкольцевых и более крупных ПАУ, потенциально увеличивая ее токсичность. Так, изучение влияния диспергента Corexit на биodeградацию нефти показало, что хотя n-алканы и отдельные ПАУ разлагались, большинство ПАУ нефтей сохранились на протяжении всего эксперимента [11].

Установлено, что эффективность диспергентов во многом зависит от свойств нефти, в первую очередь от ее вязкости: диспергаторы очень плохо работают с нефтью, которая подверглась значительному выветриванию и эмульгированию, приводящему к повышению вязкости из-за потери легких компонентов нефти и оставления остатков, состоящих в основном из асфальтенов и смол [10, 11, 12]. Как правило, высокая вязкость нефти замедляет ее растворение в воде и интенсивность перемешивания, определяющих масштабы биodeградации. В связи с этим считается, что диспергенты эффективны для легких и средних нефтей, но с трудом диспергируют тяжелые нефти [10, 12].

Проведенный анализ практического использования диспергентов [7, 10] показывает, что негативные последствия применения этих химических реагентов для экосистем значительно меньше, чем от разлитой нефти. Тем не менее, их использование сопряжено с определенными экологическими вопросами, не имеющими однозначного ответа. В первую очередь это касается токсичности смеси диспергента и нефти [11, 12]. Хотя известно, что многие диспергаторы сами по себе могут быть токсичными (точный состав большинства коммерчески доступных нефтяных диспергаторов известен), эффект добавления диспергентов в нефть часто увеличивает токсичность диспергированной нефти для водных организмов. Токсикологическая оценка необработанной и обработанной диспергентом нефти является довольно сложной, поскольку смесь, состоящая из нефти, воды и диспергента, содержит несколько токсичных соединений, воздействию которых подвергаются водные организмы. Кроме того, при диспергировании нефти могут образовываться растворенные нефтяные углеводороды и поверхностно-активные вещества, а также смешанные нефтяные капли и поверхностно-активные вещества. Диспергаторы увеличивают биодоступность нефти в толще воды, потенциально увеличивая воздействие нефтяных углеводородов на водные организмы.

Следует также отметить, что большинство разработанных к настоящему времени диспергентов предназначено для ликвидации разливов нефти в морских акваториях с минерализацией воды 30-35 ppt. В то же время многие продукты, предназначенные для использования в морской акватории, неэффективны в солоноватой (5-10 ppt) и пресной воде [7, 12], что требует их тестирования при использовании в этих условиях. Наиболее полно этот вопрос проработан во Франции, которая является единственной страной, где осуществляется процесс одобрения диспергентов для пресной воды [9].

В Российской Федерации диспергенты могут применяться в соответствии с документом СТО 318.4.02-2005 «Правила применения диспергентов для ликвидации разливов нефти» [5]. Документ, носящий рекомендательный характер, предусматривает предварительные экологические исследования в рамках процедур анализа совокупной экологической выгоды с прохождением Государственной экологической экспертизы. Учитывая, что эффективность применения диспергента зависит от очень большого числа фак-

торов, рекомендуется проведение дополнительных исследований по разработке наиболее оптимальных рецептур этих смесей и оценке их применимости в конкретных условиях [4].

В связи с этим представляет интерес оценка возможности использования диспергента нефти FORMULA R01 (ООО «Страта Соллюшенс»), предложенного для очистки акватории Камского водохранилища в районе Полазненского месторождения нефти.

Интенсивные нефтегазопроявления на левобережье Камского водохранилища (район д. Зуята) отмечаются с начала 70-х годов. Основные выходы газа и нефти на земную поверхность отмечены в прибрежной левобережной части водохранилища. Разгружающаяся нефть привела к формированию в закарстованных породах кунгурского яруса на глубине 27-35 м локальных скоплений (линз) нефти, располагающихся на свободной поверхности грунтовых вод [2, 3]. Низкая степень окисленности данных нефтей и близость физико-химических свойств к нефтям продуктивной части разреза свидетельствуют, что наиболее вероятным механизмом формирования данных скоплений являются вертикальные перетоки флюидов из природно-техногенных геогидродинамических систем, сформировавшихся в надпродуктивной толще месторождения в процессе его разработки [2, 3].

Разгрузка нефти привела к формированию в прибрежной части Камского водохранилища на глубинах 1,8-9,2 м зоны нефтезагрязнения, представляющей включения нефти в пески, суглинки, сильновыветрелый и трещиноватый ангидрит [2, 3]. Данные нефти, в отличие от линз, характеризуются повышенной плотностью и вязкостью, незначительным содержанием легкокипящих фракций (табл. 1).

Таблица 1

## Физико-химические свойства нефтей Усть-Полазненского участка

Параметры	Линзы нефти	Нефте-ловушка	Прибрежная зона нефте-загрязнения	Нефть с пов-сти р. Камы
Плотность, г/см <sup>3</sup>	0.8264-0.8690	0.8822-0.8975	0.9098	0.914-0,926
Вязкость кинематическая при температуре 20°C (мм <sup>2</sup> /с)	7.01-11.12	31.89-78.17	172.3	н.с.
Температура начала кипения, °C	55-87	125-164	180	н.с.
Содержание фракций (об.%):				
до 100°C	1.0-7.0	-	< 0.5	н.с.
до 150°C	12.5-19.0	1.5	н.с.	н.с.
до 200°C	24.0-30.0	3-7	1,3	н.с.
до 300°C	44.0-51.3	30-40	20.8	н.с.
Содержание (масс. %):				
– асфальтенов	0.09-0.13	0.17-0.37	0.36	0.59
– смол силикагелевых	13.23-17.63	11.71-19.03	23.11	15.33-24.21
– парафина	0.27-1.78	0.44-2.29	1.75	0.59-1.27
– серы	0.68-0.96	0.77-1.26	1.15	0.80-1.68

Зафиксированные особенности физико-химических свойств нефтей данной зоны отражают, по всей видимости, их окисление и биodeградацию под воздействием поверхностных вод. Это подтверждается данными ХМС: в гексановой фракции нефтей зафиксировано снижение содержания углеводородов при повышении доли кислородсодержащих соединений [2]. Можно предположить, что сформировавшаяся в береговой части Камского водохранилища зона нефтезагрязнения имеет относительно «старый» характер и в условиях активного гидродинамического режима испытывает микробиологическое преобразование, приводящее к ее битуминизации.

Еще более окисленный характер носит пленочная нефть в акватории Камского водохранилища (табл. 1). Учитывая, что в настоящее время признаки разгрузки линз нефти в акватории Камского водохранилища не фиксируются [2, 3], появление капельной нефти на его поверхности (рис. 1) связано, по всей видимости, с ее поступлением из сформировавшейся береговой зоны нефтезагрязнения, чему способствует непрочная сорбция нефти вмещающими отложениями.



Рис. 1. Характер разгрузки нефти в воду из дна Камского водохранилища

Таким образом, скапливающаяся в настоящее время на поверхности водохранилища внутри бонов нефть из-за потери легких компонентов нефти характеризуется высокой вязкостью, что снижает возможную эффективность применения диспергентов.

Предложенный ООО «Страта Солюшенс» для опытно-промышленных испытаний на Полазненском месторождении диспергент нефти FORMULA R01 (ТУ 20.41.32-001-23499060-2023) представляет собой смесь неионногенных (25-40%) и анионных (15-35%) поверхностно-активных веществ и органических растворителей (30-55%), совместимых с водой. В его состав входят этоксилированный сорбинатмоноолеат (ПДКр/х – 0,5 мг/л, 3 класс опасности), сорбинат моноолеат (ПДКр/х – 0,1 мг/л, 3 кл.), 1,4-Бис(2-этилгексокси)-1,4-диоксобутан-2-сульфонат натрия (ПДКр/х – 0,6 мг/л, 3 кл.), 1,2-пропиленгликоль (ПДКр/х – 0,5 мг/л, 4 кл.), парафин нефтяной жидкий (ПДКр/х – 0,05 мг/л, 3 кл.), натрия тетраборат декагидрат, бура (ПДКр/х – 4,41 (по в-ву), 0,05 (на В) мг/л, 3 кл.). По результатам обсуждения на Секции рыбохозяйственных нормативов ПДК НТС ФГБУ «ЦУРЭН» принято решение рекомендовать к утверждению значение ПДК диспергента нефти FORMULA R01 для воды морских водных объектов рыбохозяйственного типа 0,2 мг/дм<sup>3</sup>, класс опасности 3. Рекомендуется его использование при ликвидации тонких пленок нефти (толщиной менее 0,2 мм).

По данным хромато-масс-спектрометрии (ХМС) в составе экстракта в тетрахлоформе диспергента обнаружена фракция нефтепродуктов с температурой перегонки 170-240°C, включающая n-алканы C<sub>9</sub>-C<sub>14</sub> (52,52%), регулярные изопренаны i-C<sub>11</sub>, i-C<sub>13</sub>, i-C<sub>14</sub> (19,40%), алкилциклогексаны, алкилциклопентаны, декалин, изоалканы и алкены. Со-

держание нафтеновых УВ – 21,8%, ароматические УВ не обнаружены. Основным действующим веществом является, вероятно, бис(2-этилгексиловый) эфир 2-бутендиовой кислоты (практически полное совпадение масс-спектра и индекса Ковача с литературными данными), в меньшем количестве присутствует октиловый эфир 10-ундеценовой кислоты (возможно, его гомолог или изомер), в небольшом количестве обнаруживаются свободные непредельные алифатические кислоты, альдегиды и спирты (табл. 2, рис. 2).

При растворении в воде состав диспергента изменяется незначительно, охватывая в основном кислородсодержащие соединения. В воду перешло 73,89% углеводородов: алифатические – 50,75% (н-алканы C<sub>10</sub>-C<sub>12</sub>, изоалканы, алкилциклопентаны и алкилциклогексаны), нафтеновые – 23,14%. В группе кислородсодержащих соединений отмечено снижение доли органических кислот при возрастании содержания одноатомных алифатических спиртов и их эфиров.

Таблица 2

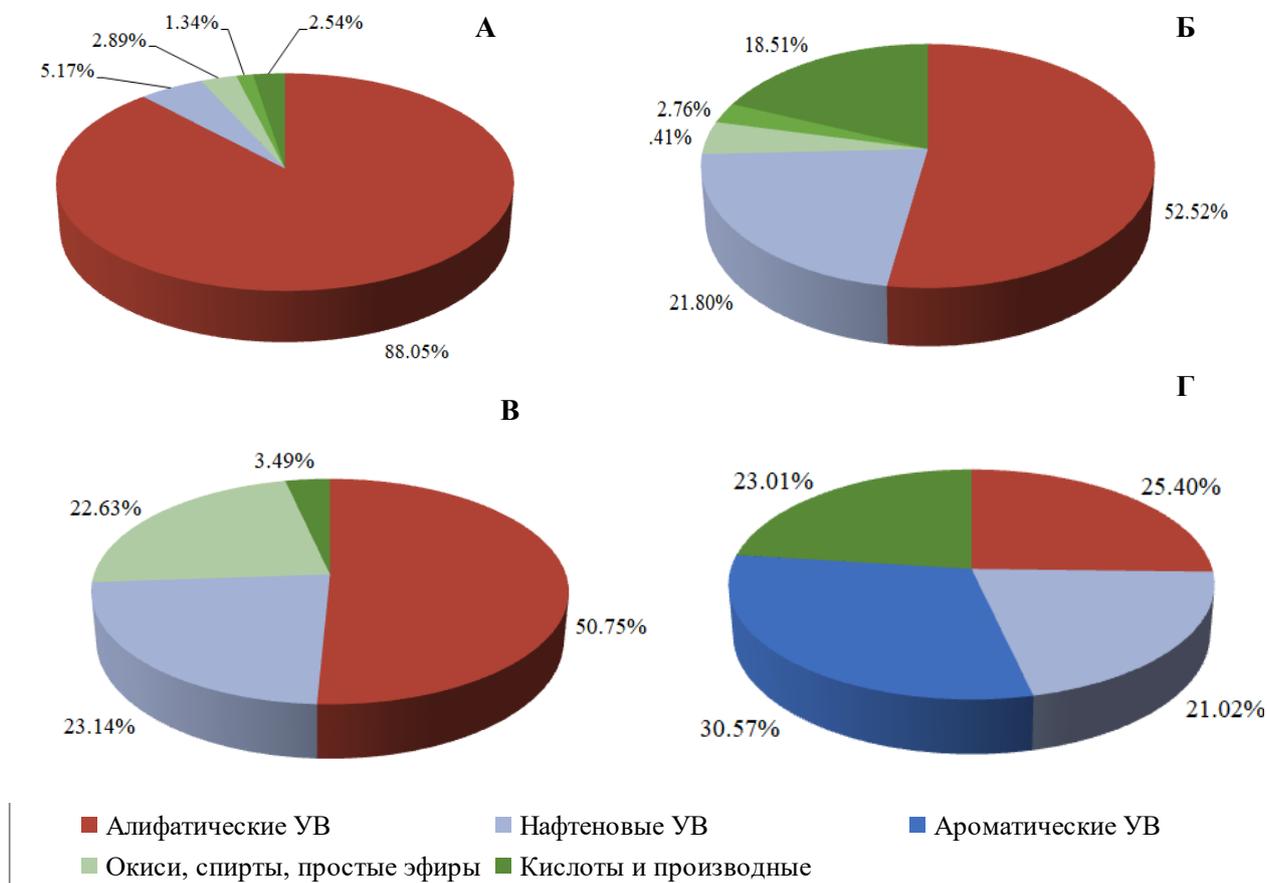
Состав экстрактов компонентов в тетрахлорметане (%) по данным ХМС

Экстракт Группы соединений	Диспергент FORMULA R01	Диспергент – вода	Пленочная нефть	Вода – нефть	Вода – нефть – диспергент
<b>Σ УВ</b>	<b>74,32</b>	<b>73,89</b>	<b>90,89</b>	<b>65,33</b>	<b>76,99</b>
алифатические УВ	52,52	50,75	85,40	65,33	25,40
в т.ч. н-алканы	24,32	9,16	16,17	65,33	22,75
изо-алканы	19,40	21,12	10,49	0,00	2,65
изопренаны, изопреноиды	6,65	0,00	57,13	0,00	0,00
алкены	2,15	20,47	1,61	0,00	0,00
нафтеновые УВ	21,80	23,14	5,33	0,00	21,02
ароматические УВ	0,00	0,00	0,16	0,00	30,57
<b>Σ гетеросоединений</b>	<b>25,68</b>	<b>26,12</b>	<b>9,11</b>	<b>34,67</b>	<b>23,01</b>
О-содержащие	25,68	26,12	9,11	17,21	23,01
в т.ч. окиси, спирты, эфиры	4,41	22,63	3,36	0,00	0,00
альдегиды, кетоны	2,76	0,00	0,00	0,00	0,00
кислоты и производные	18,51	3,49	5,75	17,21	23,01

Для уточнения характера взаимодействия диспергента с пленочной нефтью и влияния этого процесса на водную среду проведено лабораторное моделирование по следующей схеме [1]. К 1000 мл дистиллированной воды добавлено 10 мл (9,26 г) нефти, отобранной с поверхности водохранилища в районе нефтеловушки. Количество добавленного в нефть диспергента – 1 мл (т.е. соотношение диспергент-нефть 1:10); в последующем дополнительно добавлен еще 1 мл (соотношение диспергент-нефть увеличено до 1:5). Емкость с созданной композицией выдерживалась 3 суток при периодическом взбалтывании (имитация волнения воды).

Использованная в эксперименте пленочная нефть значительно окислена (плотность 0,926 г/см<sup>3</sup>). По данным ХМС макрокомпонентами нефти являются изопренаны регулярного строения (гомологи пристана и фитана i-C<sub>13</sub>-i-C<sub>16</sub>, i-C<sub>18</sub>-i-C<sub>21</sub>, i-C<sub>23</sub>, i-C<sub>24</sub>). Вторым по количеству идет ряд н-алканов C<sub>11</sub>-C<sub>22</sub>. Изоалканы, алкены и алкилциклогексаны содержатся в меньших количествах и равномерно распределяются по всей хромато-

грамме. Содержание нафтеновых соединений – 5,33%, ароматических углеводородов – 0,16%. Установлено присутствие небольшого количества эфиров дикарбоновых кислот и циклоалифатических кетонов (табл. 2, рис. 2). Одноатомные спирты имеют нормальное строение или небольшое количество разветвлений.



**Рис. 2.** Групповой состав компонентов по данным ХМС  
 А – пленочная нефть; Б – диспергатор FORMULA R01; В – смесь нефть – диспергатор – вода;  
 Г – смесь вода – диспергатор

За весь период эксперимента осаждения капель нефти в воде визуально не фиксировалось. Под нефтью отмечено формирование рассеянного мутного слоя воды с содержанием нефтепродуктов 2,67 мг/л. Наиболее вероятным источником этих «молочных облаков» являются поверхностно-активные вещества, переходящие в водную фазу и образующие мицеллы. Мицеллы представляют собой кластеры поверхностно-активных веществ и образуются, когда концентрация поверхностно-активных веществ превышает их растворимость в воде [10]. При замере количества нефти методом ИК-спектроскопии масса перешедшей в воду нефти ориентировочно оценена в 2,67 мг, т.е. 0,03% от внесенной нефти.

Для уточнения геохимических особенностей процессов, происходящих в системе нефть – диспергент – вода, методом ХМС исследован состав водорастворенной органики, извлекаемой тетрачлорметаном.

По данным ХМС после контакта нефти с диспергентом в составе водорастворенной органики содержание УВ составило 76,99%. В составе н-алканов (22,75%) зафиксировано только три гомолога C<sub>10</sub>-C<sub>12</sub>. Отметим, что в подстилающей нефть воде (без добавления диспергентов) содержание н-алканов составляло 65,33%, а в их составе за-

фиксировано присутствие соединений  $C_{22}$ - $C_{26}$ . Зафиксировано повышение доли ароматических (30,57%) и нафтеновых (21,02%) углеводородов. Гетеросоединения (23,01%) представлены гексилпропилфталатом. Не исключено, что подобный результат обусловлен высокой степенью окисленности пленочной нефти, ограничившей разложение нефтяной органики диспергентом.

Близкий характер перехода в водную фазу органических соединений установлен при контакте с диспергентом менее окисленной нефти из скважины № 3-СС (плотность 0,842 г/см<sup>3</sup>). При снижении содержания алифатических УВ (8,64%), представленных *n*-алканами  $C_{12}$ - $C_{23}$ , изопренанами *i*- $C_{14}$ , *i*- $C_{15}$ , *i*- $C_{18}$ , *i*- $C_{21}$ , также отмечается повышение доли ароматических (55,82%) и нафтеновых (13,68%) УВ. В составе кислородсодержащих соединений (20,21%) преобладают алифатические и жирно-ароматические сложные эфиры.

Не останавливаясь на количественной оценке перехода нефтяных соединений в водную среду, отметим, что добавление диспергента нефти FORMULA R01 значительно влияет на состав водорастворенной органики: отмечается снижение содержания алифатических УВ при одновременном увеличении доли ароматических соединений. Повышение содержания нафтеновых соединений связано, по всей видимости, с растворением в воде диспергента.

Результаты проведенных экспериментов свидетельствуют, что добавление диспергента FORMULA R01 в пленочную нефть может привести к увеличению уровня органического загрязнения воды Камского водохранилища, в т.ч. токсичными соединениями.

Необходимо отметить, что проведенные исследования носят «пионерский» характер для рассматриваемого района. Многие возникшие вопросы могут быть сняты в ходе более детальных опытно-лабораторных испытаний, проведение которых оптимально вне естественного водоема – в емкости временного хранения нефти.

*Исследования выполнены при финансовой поддержке Министерства науки и образования РФ (рег. номер НИОКТР: 122012000402-4).*

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ананченко Б.А., Литвинец С.Г., Мартинсон Е.А., Николаева А.В., Трошин М.А. Лабораторные методы оценки эффективности диспергентов, применяемых в различных странах для ликвидации разливов нефти в морских условиях // Теоретическая и прикладная экология. – 2021. – № 1. – С. 40-52. – DOI: 10.25750/1995-4301-2021-1-040-052.
2. Бачурин Б.А. Геохимические аспекты характера нефтезагрязнения на Усть-Полазненском участке // Проблемы минералогии, петрографии и металлогении: науч. чтения памяти П.Н. Чирвинского (140 лет со дня рождения). – 2020. – Вып. 23. – С. 310-317.
3. Борисов А.А., Бачурин Б.А. О природе нефтезагрязнения Камского водохранилища в районе Полазненского месторождения // Горное эхо. – 2019. – № 3 (76). – С. 17-20. DOI: 10.7242/echo.2019.3.5.
4. Мокочунина Т.В., Осипов К., Марютина Т.А. Правила применения диспергентов для ликвидации аварийных разливов нефти в морских акваториях Российской Федерации // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2021. – № 3. – С. 38-44. – DOI: 10.33285/2411-7013-2021-3(300)-38-44.
5. СТО 318.4.02-2005. Правила применения диспергентов для ликвидации разливов нефти. – СПб.: ЦНИИМФ, 2005. – 30 с.
6. Adofo Y.K., Nyankson E., Agyei-Tuffour B. Dispersants as an oil spill clean-up technique in the marine environment: A review // Heliyon. – 2022. – V. 8, № 8. – e10153. – DOI: 10.1016/j.heliyon.2022.e10153.
7. Literature Review of Chemical Oil Spill Dispersants and Herders in Fresh and Brackish Waters / U.S. Department of the Interior Minerals Management Service. Technical project. – 2010. – 60 p.
8. Mackay D., Szeto F. The laboratory determination of dispersant effectiveness: method development and results // International Oil Spill Conference Proceedings. – 1981. – V. 1981, № 1. – P. 11-17. – DOI: 10.7901/2169-3358-1981-1-11.

9. Manual on the applicability of oil spill dispersants / European Maritime Safety Agency. Version 2012. – Текст электронный. – URL: <http://www.emsa.europa.eu/opr-documents/opr-manual-a-guidelines/item/719-manual-on-the-applicability-of-oil-spill-dispersants.html>. (дата обращения 12.02.2021).
10. Silva I.A., Almeida F.C.G., Souza T.C., Bezerra K.G.O., Durval I.J.B., Converti A., Sarubbo L.A. Oil spills: impacts and perspectives of treatment technologies with focus on the use of green surfactants // *Environmental Monitoring and Assessment* – 2022. – V.194. – Номер статьи 143. – DOI: 10.1007/s10661-022-09813-z.
11. Techtmann S.M., Domingo J.S., Conmy R., Barron M. Impacts of dispersants on microbial communities and ecological systems // *Applied Microbiology Biotechnology*. – 2023. – V. 107. – PP. 1095-1106. – DOI: 10.1007/s00253-022-12332-z.
12. Use of dispersants to treat oil spills: technical information, paper 4 // ИТОПФ. – 2011. – 11 p. Текст электронный. – URL: [https://www.itopf.org/fileadmin/uploads/itopf/data/Documents/TIPS\\_TAPS\\_new/TIP\\_4\\_Use\\_of\\_Dispersant\\_s\\_to\\_Treat\\_Oil\\_Spills.pdf](https://www.itopf.org/fileadmin/uploads/itopf/data/Documents/TIPS_TAPS_new/TIP_4_Use_of_Dispersant_s_to_Treat_Oil_Spills.pdf). (дата обращения 10.10.2024).
13. Wise J., Wise J.P. A review of the toxicity of chemical dispersants // *Reviews on Environmental Health*. – 2023. – V. 26 (4). – DOI:10.1515/reveh.2011.035.

УДК 556.5.07

DOI:10.7242/echo.2024.4.2

## ОСОБЕННОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РЕЖИМА ЗОНЫ ПЕРЕМЕННОГО ПОДПОРА КАМСКОГО ВОДОХРАНИЛИЩА

А.П. Лепихин<sup>1</sup>, А.В. Богомолов<sup>1,2</sup>, М.А. Опутин<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Горный институт УрО РАН, г. Пермь

<sup>2</sup>ФГАОУ ВО «Пермский государственный национальный исследовательский университет», г. Пермь

**Аннотация:** В работе отражены результаты инструментальных измерений на р. Кама (Камское водохранилище) с помощью многопараметрического датчика Valeport Midas ECM. Проведен сравнительный анализ результатов вычисления скоростей течения различными методами: 0-мерный, 1-мерный и инструментальный. Показана неравномерность распределения уклонов водной поверхности в зоне выклинивания подпора Камского водохранилища. Представлены расчеты для различных сценариев в программном продукте HEC-RAS, в том числе, при которых наблюдается вертикальная стратификация водных масс Камского водохранилища в районе г. Березники. Показана невозможность принятия гипотезы о линейном распределении уклона водной поверхности на участке Камского водохранилища (пгт Тюлькино – г. Березники).

**Ключевые слова:** водохранилище, подпор, уклон водной поверхности, скорости течения, неоднородность водных масс, вертикальная стратификация, моделирование гидрологических процессов.

### Введение

Гидравлический режим зоны выклинивания Камского водохранилища играет ключевую роль в обеспечении забора технической воды промышленных предприятий Соликамско-Березниковского промузла. Характерной особенностью рассматриваемой зоны является неравномерное распределение уклонов водной поверхности.

В то же время при анализе гидрологических характеристик, как правило, исходят из гипотезы линейного распределения уклонов водной поверхности. В данном случае, поскольку рассматриваемый объект находится в зоне переменного подпора, уклоны водной поверхности значительно отличаются на разных участках от пгт Тюлькино до г. Березники. Как было показано в [1], в разные фазы гидрологического режима водохранилища распределение уклонов меняется в зависимости от наполненности водохранилища, притока и режима сработки водохранилища. В период наполнения водохранилища до отметки, близкой к НПУ, наблюдается равномерность распределения уклона водной поверхности на исследуемом участке, тогда как при снижении притока и уменьшении