

**Рецензенты:**

*Юрий Александрович Федоров, д.г.н., профессор Южного федерального университета  
Александр Николаевич Бармин, д.г.н., профессор Астраханского государственного университета*

Представлены теоретические, обзорные, прикладные статьи по геоэкологическим проблемам, задачам исследования взаимодействия человека и природы: сохранения, рационального использования и восстановления природной среды. Печатается по решению оргкомитета международной конференции «Проблемы антропогенной трансформации природной среды».

Предназначено для экологов, природопользователей, географов, биологов, специалистов в области охраны природы, преподавателей высшей школы, аспирантов и студентов географических, биологических и геологических направлений.

**РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ**

**Главный редактор**

**БУЗМАКОВ С.А.**

зав. кафедрой биогеоценологии и охраны природы ПГНИУ, д.г.н., профессор;

**Научные редакторы:**

**ВОРОНОВ Г.А.**

профессор кафедры биогеоценологии и охраны природы ПГНИУ, д.г.н., профессор;

**АДРИАНО ФЕРУЧЧИ**

профессор Политехнического университета г.Турин (Италия);

**АЛЕКСЕЕНКО В.А.**

профессор Южного федерального университета, д.г.-м.н.;

**АРТАМОНОВА В.С.**

ведущий научный сотрудник института почвоведения и агрохимии СО РАН, д.б.н.;

**БАРМИН А.Н.**

декан геолого-географического факультета Астраханского государственного университета; заведующий кафедрой экологии, природопользования, землеустройства и безопасности жизнедеятельности, д.г.н. профессор;

**ВАЛЕРИО АНЬЕЗИ**

профессор университета г.Палермо (Италия);

**СЛАВОМИР БАКИЕР**

декан факультета лесного хозяйства Белостокского технологического университета, г. Белосток (Польша) профессор;

**РЕЙМЕРС А.Н.**

доцент кафедры палеонтологии Московского государственного университета, к.г.-м.н.;

**СОРОМОТИН А.В.**

директор научно-исследовательского института экологии и рационального использования природных ресурсов при ТюмГУ, д.б.н.

**ПИМЕНОВА Е.В.**

заведующий кафедрой экологии Пермской государственной сельскохозяйственной академии им. академика Д.Н.Прянишникова, к.х.н.

**ФЕДОРОВ Ю.А.**

заведующий кафедрой физической географии, экологии и охраны природы, Институт наук о Земле, Южный федеральный университет, д.г.н., профессор

**Члены редколлегии:**

**АНДРЕЕВ Д.Н.**

заведующий лабораторией экологии и охраны природы ПГНИУ, к.г.н.;

**БАЛАНДИН С.В.**

доцент кафедры биогеоценологии и охраны природы ПГНИУ, к.б.н.;

**БАШИН Г.П.**

доцент кафедры биогеоценологии и охраны природы ПГНИУ, к.т.н.;

**ГАТИНА Е.Л.**

доцент кафедры биогеоценологии и охраны природы ПГНИУ, к.б.н.;

**ДЗЮБА Е.А.**

ассистент кафедры биогеоценологии и охраны природы ПГНИУ;

**ЕГОРОВА Д.О.**

доцент кафедры биогеоценологии и охраны природы ПГНИУ, к.б.н.;

**ЗАЙЦЕВ А.А.**

декан географического факультета ПГНИУ, к.г.н.;

**КОСТЫЛЕВА Н.В.**

доцент кафедры биогеоценологии и охраны природы ПГНИУ, к.т.н.;

**КУЛАКОВА С.А.**

доцент кафедры биогеоценологии и охраны природы ПГНИУ, к.г.н.;

**ПАТРУШЕВА Е.Н.**

ст. преподаватель кафедры биогеоценологии и охраны природы ПГНИУ;

**РОГОЗИН М.В.**

профессор кафедры биогеоценологии и охраны природы, д.б.н.;

**САННИКОВ П.Ю.**

доцент кафедры биогеоценологии и охраны природы ПГНИУ, к.г.н.;

**СЛАЩЕВ Д.Н.**

ст. преподаватель кафедры биогеоценологии и охраны природы ПГНИУ;

**СТЕННО С.П.**

ст. преподаватель кафедры биогеоценологии и охраны природы ПГНИУ;

**СОКОЛОВ Р.А.**

доцент кафедры биогеоценологии и охраны природы ПГНИУ, к.с/х.н.;

**ШЕСТАКОВ И.Е.**

доцент кафедры биогеоценологии и охраны природы ПГНИУ, к.б.н.;

Учредитель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Пермский государственный национальный исследовательский университет»

Адрес учредителя: 614990, г. Пермь, ул. Букирева, 15

Адрес редакции: 614990, г. Пермь, ул. Букирева, 15,

географический факультет, кафедра биогеоценологии и охраны природы

## СОДЕРЖАНИЕ

## РАЗДЕЛ 1. ТЕХНОГЕННАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ

<b>Андреев Д.Н., Шатрова А.И.</b> НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫЕ ОБЪЕКТЫ В ПЕРМСКОМ КРАЕ .....	3
<b>Бачурин Б.А.</b> ЭКОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРОДУКТОВ ДЕГРАДАЦИИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ГИПЕРГЕНЕЗА.....	8
<b>Березкин В.А., Губайдуллин М.Г.</b> МОДЕЛИРОВАНИЕ АВАРИЙНОГО РАЗЛИВА НЕФТИ В ПЕЧОРСКОМ МОРЕ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЗОНЫ ПОРАЖЕНИЯ АКВАТОРИИ С УЧЕТОМ НАПРАВЛЕНИЯ И СКОРОСТИ ВЕТРА .....	15
<b>Бузмаков С.А.</b> ЗАГРЯЗНЕНИЕ ПОЧВ ПРИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ МИГРАЦИЯХ В КАРСТОВЫХ РАЙОНАХ.....	21
<b>Дзюба Е.А.</b> НОРМАТИВЫ ДОПУСТИМОГО ОСТАТОЧНОГО СОДЕРЖАНИЯ НЕФТИ И ПРОДУКТОВ ЕЁ ТРАНСФОРМАЦИИ В ПОЧВАХ ПЕРМСКОГО КРАЯ И ДРУГИХ РЕГИОНАХ РОССИИ.....	31
<b>Перепелица Д.И.</b> К ВОПРОСУ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ В ПОВЕРХНОСТНЫЕ ВОДНЫЕ ОБЪЕКТЫ Р. ЯСЫЛ .....	38
<b>Плотникова М.Д., Медведева Н.А., Бортник А.Г.</b> О ПРИЧИНАХ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ЗАМУТНЕННОСТИ ВОД В БАССЕЙНЕ РЕКИ ЯСЫЛ .....	45
<b>Самофалова И.А.</b> АГРОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ТЕХНОГЕННО-ЗАСОЛЕННЫХ ПОЧВ НА ТЕРРИТОРИИ АПТУГАЙСКОГО НЕФТЯННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	51
<b>Трубкин И.П., Немировская И.А.</b> РАСЧЕТ АВАРИЙНОГО РАЗЛИВА СУДОВОГО ТОПЛИВА НА ЯМАЛЬСКОМ ПОБЕРЕЖЬЕ КАРСКОГО МОРЯ.....	56
<b>Хаустов А.П., Редина М.М.</b> ИНДИКАТОРНЫЕ СООТНОШЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИЙ ПОЛИЦИКЛИЧЕСКИХ АРОМАТИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОБЪЕКТАХ СЖИГАНИЯ УГОЛЬНОГО ТОПЛИВА И БИОМАССЫ.....	64

## ТЕХНОГЕННАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ

УДК 553.98

**Дмитрий Николаевич Андреев**  
Пермский государственный национальный  
исследовательский университет,  
614990, Пермь, Букирева, 15  
e-mail: [andreev@psu.ru](mailto:andreev@psu.ru)

**Dmitri N. Andreev**  
Perm State University  
15, Bukireva st., Perm, 614990

**Анна Ильинична Шатрова**  
Пермский государственный национальный  
исследовательский университет,  
614990, Пермь, Букирева, 15  
e-mail: [anya-shatrova24@mail.ru](mailto:anya-shatrova24@mail.ru)

**Anna I. Shatrova**  
Perm State University  
15, Bukireva st., Perm, 614990

## НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫЕ ОБЪЕКТЫ В ПЕРМСКОМ КРАЕ

В статье собраны обобщенные данные по разведанным запасам углеводородного сырья по категориям в Пермском крае. Приводится информация по компаниям, осуществляющим добычу нефти и газа. Проведен анализ размещения объектов нефтепромыслов с учетом почвенных особенностей региона. На территории Пермского края открыто 237 месторождений углеводородного сырья. Всего по Пермскому краю суммарные разбуренные технологически извлекаемые запасы нефти на разрабатываемых месторождениях составляют 551,539 млн.т. В 2017 году в Пермском крае добыто 11,891 млн. т нефти. В нефтегазовой отрасли осуществляет деятельность 38 компаний. Нефтепромысловое освоение приводит к преобразованиям природной среды и ее техногенным изменениям. По данным о распространении нефтяных месторождений в Пермском крае были выбраны типы почв, для которых необходимо разработать нормативы допустимого остаточного содержания нефти и нефтепродуктов (ДОСНП). В 2018 году разработаны нормативы для следующих типов почв: дерново-подзолистые преимущественно глубокоподзолистые, подзолы иллювиально-железистые (подзолы иллювиально-малогумусовые), торфяные болотные верховые. Доля этих типов почв составляет 31,3% от площади Пермского края. Анализ размещения нефтепромысловых объектов в Пермском крае позволяет более эффективно разрабатывать природоохранные мероприятия по снижению негативного воздействия на окружающую среду от хозяйственной деятельности по добыче нефти.

**Ключевые слова:** Пермский край, нефтяные месторождения, нефтепромысловые объекты, запасы нефти и газа, нормативы содержания нефти и нефтепродуктов

## OIL INDUSTRIAL FACILITIES IN PERM REGION

The article presents generalized data on the explored reserves of hydrocarbon raw materials by categories in the Perm region. The information on companies engaged in oil and gas production is provided. The analysis of placement of objects of oil fields taking into account soil features of the region is carried out. There are 237 hydrocarbon deposits in Perm Krai. In the Perm region, the total drilled technologically recoverable oil reserves at the developed fields amount to 551.539 million tons. in 2017, 11.891 million tons of oil were produced in the Perm region. 38 companies operate in the oil and gas industry. According to the data on the distribution of oil fields in the Perm region, the types of soils for which it is necessary to develop standards for the permissible residual content of oil and petroleum products (DOSNP) were selected. Standards were developed in 2018 for the following types of soils: sod-podzolic soils, deep podzolic, podzols illuvial-ferruginous, pean-raised-meash soils. The share of these types of soils is 31.3% of the area of the Perm region. Analysis of the location of oilfield facilities in the Perm region allows for more effective development of environmental measures to reduce the negative impact on the environment of economic activities for oil production.

**Keywords:** Perm region, oil fields, oil field facilities, oil and gas reserves, standards of oil and oil products content

Пермский край характеризуется большим разнообразием природных условий и ресурсов. Регион богат многочисленными полезными ископаемыми – калийные соли, углеводородное сырье, алмазы, хромиты, стронций, общераспространенные полезные ископаемые и другими. По степени освещенности геологического разреза и характеристике его нефтегазоносности выделяются хорошо изученные, изученные, недостаточно изученные, слабоизученные и неизученные земли. К последним двум группам земель отнесены территории, составляющие 40 % от всей площади [4].

На территории Пермского края открыто 237 месторождений углеводородного сырья (УВС), в т.ч. 7 месторождений на пограничных территориях [7]. Разведанными запасами углеводородного сырья при современном уровне добычи Пермский край обеспечен более чем на 30 лет. В 2017 году открыты новые месторождения нефти: Орловское и Шуруборское [4].

Всего по Пермскому краю суммарные разбуренные технологически извлекаемые запасы нефти на разрабатываемых месторождениях кат. А+В1 – 534,915 млн. т, на разведываемых кат. С1 – 16,624 млн. т, всего: кат. А+В1+С1 – 551,539 млн.т. Неразбуренные извлекаемые запасы (оцененные) на разрабатываемых месторождениях составляют кат. В2 – 55,173 млн. т, на разведываемых кат. С2 – 6,118 млн. т, кат. В2+С2 – 61.291 млн.т. [7].

Разбуренные технологические извлекаемые запасы свободного газа, включая газ газовых шапок, на разрабатываемых месторождениях кат. А+В1 – 23,200 млрд. м<sup>3</sup>, на разведываемых – кат. С1 – 4,618 млрд. м<sup>3</sup>, всего: кат. А+В1+С1 – 27,818 млрд. м<sup>3</sup>. Неразбуренные извлекаемые запасы (оцененные) на разрабатываемых месторождениях составляют кат. В2 6,089 млрд. м<sup>3</sup>, на разведываемых кат. С2 – 1,676 млрд. м<sup>3</sup>, кат. В2+С2 – 7,765 млрд. м<sup>3</sup> [7].

Всего по Пермскому краю извлекаемые запасы растворенного газа составляют по кат. А+В1 – 30,075 млрд м<sup>3</sup>, кат. С1 – 1,176 млрд м<sup>3</sup>, всего (кат. А+В1+С1 – 31.251 млрд м<sup>3</sup>); неразбуренные кат. В2 – 3,137 млрд м<sup>3</sup>, кат. С2 – 0,924 млрд м<sup>3</sup>, всего (кат. В2+С2 – 4,061 млрд м<sup>3</sup>) [7].

Из 237 месторождений Пермского края 201 – нефтяные, 23 - газонефтяные, 3 – нефтегазовые, 7 – нефтегазоконденсатные и 3 – газовые [7].

В распределенном фонде недр насчитывается 187 месторождений (155 разрабатываемых, и 32 разведываемых, в т.ч. газовое пограничное месторождение) с остаточными извлекаемыми запасами нефти кат. А+В1 – 498,258 млн. т, С1 – 9,926 млн. т (93,15% разрабатываемых и 59,71 % разведываемых запасов), кат. В2 – 47,297 млн. т, кат.

С2 – 5,401 млн. т (85,72% и 88,28% соответственно). Извлекаемые запасы свободного газа, включая газ газовых шапок: кат. А+В1 – 22,253 млрд м<sup>3</sup>, кат. С1 – 4,312 млрд м<sup>3</sup> (95,92 % разрабатываемых и 93,37% разведываемых запасов края), кат. В2 – 5,987 млрд м<sup>3</sup>, кат. С2 – 1,676 млрд м<sup>3</sup> (98,32% и 100 % соответственно). Извлекаемые запасы растворенного газа: кат. А+В1 – 27,800 млрд м<sup>3</sup>, С1 – 1,080 млрд м<sup>3</sup>, В2 – 2,568 млрд м<sup>3</sup>, С2 – 0,809 млрд м<sup>3</sup> [7].

В нераспределенном фонде недр насчитывается 81 разрабатываемых месторождений, в том числе 72 – месторождения, запасы которых учитываются за пределами лицензионных участков; 41 разведываемых (в т.ч. 2 газовых месторождения) с остаточными извлекаемыми запасами нефти на разрабатываемых месторождениях: по категориям А+В1 – 36,657 млн. т, категории В2 – 7,876 млн. т; на разведываемых месторождениях составляют по категории С1 – 6,698 млн. т, категории С2 – 0,717 млн. т. Извлекаемые запасы свободного газа, включая газ газовых шапок, кат. А+В1 – 0,947 млрд м<sup>3</sup>, кат. В2 – 0,102 млрд м<sup>3</sup>, С1 – 0,306 млрд м<sup>3</sup>. Извлекаемые запасы растворенного газа кат. А+В1 – 2,275 млрд м<sup>3</sup>, С1 – 0,696 млрд м<sup>3</sup>, В2 – 0,569 млрд м<sup>3</sup>, С2 – 0,115 млрд м<sup>3</sup> [7].

В 2016 г. в Пермском крае добыто 15,866 млн. т нефти, что на 0,367 млн.т, или 2,37% больше, чем в 2015 г; свободного газа добыто 0,564 млрд м<sup>3</sup>, что на 0,042 млрд м<sup>3</sup>, или 8,05 больше, чем в 2015 г.; добыча растворенного газа – 1,460 млрд м<sup>3</sup>, (на 0,105 млрд м<sup>3</sup>, или 7,75%, больше, чем в 2015 г.); потери – 0,109 млрд м<sup>3</sup> [5]. В 2017 году в Пермском крае добыто 11,891 млн. т нефти [4].

Перспективные ресурсы (кат. До) учтены на 152 перспективных площадях, подготовленных к поисково-разведочному бурению (в том числе 2 газовые). Перспективные ресурсы нефти кат. До учтены на 150 площадях, всего: 206,059 млн. т геологические и 70,033 млн. т извлекаемые. Перспективные ресурсы кат. До учтены на 22 площадях, всего: 9,188 млрд м<sup>3</sup> извлекаемые [7].

По величине извлекаемых запасов нефти и свободного газа (кат. А+В1+В2) и (кат. С1+С2) на 01.01.2017 г. – 1 месторождение относится к крупным, 28 – к средним, 73 – к мелким и 128 – к очень мелким (не считая пограничных месторождений) [7].

В нефтегазовой отрасли на 2017 г. на территории Пермского края осуществляет деятельность 38 компаний (таблица 1). Наиболее крупные из них: ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», ООО «Уралнефтесервис», ООО «УралОйл». Нефтяные месторождения компании «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и типы почв, для которых разработаны нормативы ДОСНП, представлены на рисунке 1.

Таблица 1

Компании в нефтегазовой отрасли Пермского края в 2017 году [4]

№ п/п	Название компании	Виды лицензий <sup>1</sup>			Всего лицензий
		НЭ	НР	НП	
1	ООО "АВК Инвест"		1		1
2	ООО "Аспект-Профит"	1			1
3	ООО "Боркмосское"	1			1

№ п/п	Название компании	Виды лицензий <sup>1</sup>			Всего лицензий
		НЭ	НР	НП	
4	ООО "Борей"			2	2
5	ООО "Высоковское"	1		1	2
6	ООО "Георесурс М"			1	1
7	ООО "Геосервис"		1		1
8	ООО "Группа компаний ХимРесурс"	1			1
9	ООО "Дальпромсинтез"			2	2
10	АО «Институт развития организационных структур топливно-энергетического комплекса»	1			1
11	ООО «Комарихинское»	1			1
12	ООО «Кулигинское»	1			1
13	ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ"	75	19	7	101
14	ООО "Марковское"		1		1
15	ООО «Нефтьэнергоресурс"			6	6
16	ООО "Октябрьская нефтегазовая компания"			1	1
17	ООО «Опаринская нефтяная компания»		1	1	2
18	ОАО "Пермьоблнефть"	2		1	3
19	ООО "ПермТОТИнефть"	2			2
20	ООО "Прэфо"		1		1
21	ООО «РИД Ойл-Пермь»	1		1	2
22	ООО "Сиаль"	2	3		5
23	ООО "Таежное"		1		1
24	ООО "ТАКС"	1			1
25	ООО "Тулымнефть"	1			1
26	ООО "УНК-Пермь"	1	1		2
27	ООО «УралОйл»	37	2		39
28	ЗАО "Уралнефтесервис"	8	1		9
29	ООО "Урал-Нефть"	1			1
30	ООО "Уралтранснефть ЛТД"	1			1
31	ООО "Уральская нефтяная компания"	1			1
32	ООО «Федорцовское»	1			1
33	ООО «Федотовское»		1		1
34	ОАО "Чернушка Нефть"	1			1
36	ООО "Чусовнефть"		1		1
36	ООО "Щербинское"	1			1
37	ООО «Эльгранд»	2			2
Итого:		145	34	23	207

<sup>1</sup>НЭ – добыча углеводородного сырья (нефть, газ); НР – разведочные; НП – поисково-оценочные

В 2016 году на территории Пермского края осуществляли деятельность по добыче углеводородного сырья 31 компания, суммарное количество выданных лицензий составило 179 [3].

Нефтепромысловое освоение приводит к преобразованиям природной среды и ее техногенным изменениям [1,2]. Полученные данные по распространению нефтяных месторождений Пермского края стали основой для выбора типов почв, для которых необходимо разработать нормативы допустимого остаточного содержания нефти и нефтепродуктов (ДОСНП). Так, в 2018 году нормативы разработаны для следующих типов почв: дерново-подзолистые преимущественно глубокоподзолистые, подзолы иллювиально-железистые (подзолы иллювиально-малогумусовые), торфяные болотные верховые. Доля этих типов почв составляет 31,3% от площади Пермского края.

Анализ размещения объектов нефтепромыслов с учетом почвенных особенностей территории [5] показал, что необходима разработка нормативов ДОСНП для южных районов Пермского края, где преобладают следующие типы почв:

1. Дерново-подзолистые преимущественно неглубокоподзолистые.
2. Светло-серые лесные.
3. Дерново-подзолистые преимущественно мелко-и неглубокоподзолистые.
4. Дерново-карбонатные (включая выщелоченные и оподзоленные).
5. Подзолистые, преимущественно неглубокоподзолистые.
6. Темно-серые лесные.
7. Черноземы оподзоленные.

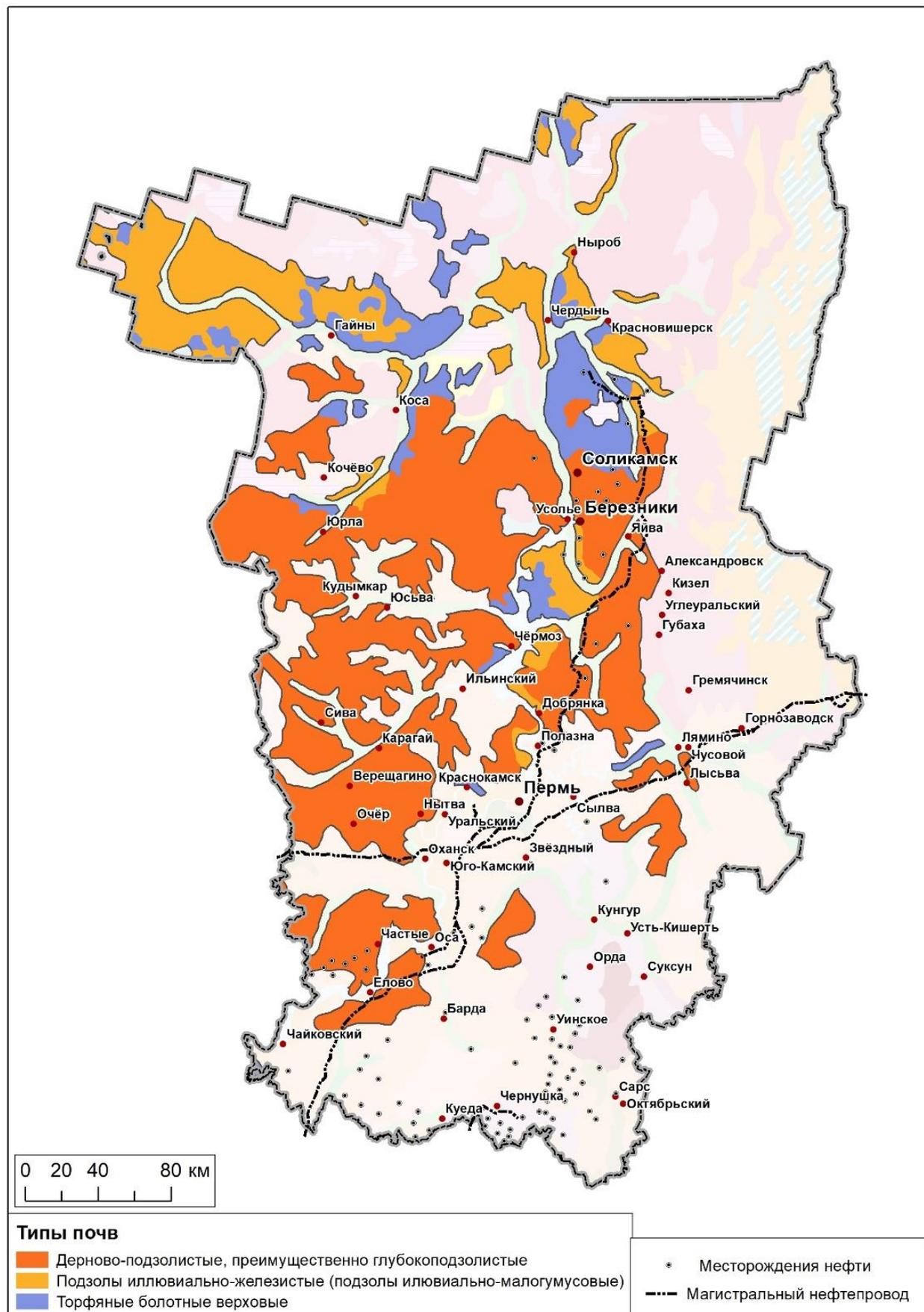


Рисунок 1. Нефтяные месторождения Пермского края компании ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» [6] и типы почв, для которых разработаны нормативы ДОСНП

Доля указанных типов почв составляет 30,1% от площади Пермского края.

Таким образом, анализ размещения нефтепромысловых объектов в Пермском крае позволяет более эффективно разрабатывать природоохранные мероприятия по снижению негативного воздействия на окружающую среду хозяйственной деятельности по добыче нефти. Дальнейшие работы по разработке нормативов допустимого остаточного содержания нефти и нефтепродуктов в почвах позволят охватить практически всю территорию региона, на которой размещены объекты нефтепромыслов.

#### Библиографический список

1. Бузмаков С.А., Кулакова С.А. Оценка состояния почвенного покрова на территории нефтяных месторождений // Географический вестник. 2010. № 4. С. 75-79.
2. Бузмаков С.А., Кулакова С.А. Формирование природно-техногенных экосистем на территории нефтяных месторождений (на примере Пермского края)//Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2007. №1. С.20-24.
3. Доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Пермского края в 2016 году» //

Природа пермского края. Пермь, 2017. [Электронный ресурс], режим доступа: <http://www.permecology.ru/ежегодный-экологический-доклад/ежегодный-экологический-доклад-2016/> (дата обращения: 23.01.2019).

4. Доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Пермского края в 2017 году» // Природа пермского края. Пермь, 2018. [Электронный ресурс], режим доступа: <http://www.permecology.ru/ежегодный-экологический-доклад/ежегодный-экологический-доклад-2017/> (дата обращения: 23.01.2019).

5. Национальный атлас почв Российской Федерации / М.: Астрель: АСТ, 2001. 632 с.

6. Нефтяные месторождения Пермского края // Сайт Пермская нефть [Электронный ресурс], режим доступа: <https://permneft-portal.ru/infogr/> (дата обращения: 23.01.2019).

7. Характеристика состояния и использования минерально-сырьевой базы на территории Пермского края по видам ресурсов // Сайт Управления Росприроднадзора по Пермскому краю [Электронный ресурс], режим доступа: <http://59.rpn.gov.ru> (дата обращения: 23.01.2019).

*Поступила в редакцию: 11.09.2019 г.*

#### Просьба сослаться на эту статью в русскоязычных источниках:

*Андреев Д.Н., Шатрова А.И.* Нефтепромысловые объекты в Пермском крае // Антропогенная трансформация природной среды. 2019. №5. С. 3-7.

#### Please cite this article in English as:

*Andreev D.N., Shatrova A.I.* Oil industrial facilities in perm region // Anthropogenic transformation of the natural environment. 2019. №5. P. 3-7.

УДК 504.054:552.578.2

**Борис Александрович Бачурин**Горный институт УрО РАН - филиал ПФИЦ УрО  
РАН

614007, Пермь, Сибирская, 78а

e-mail: [bba@mi-perm.ru](mailto:bba@mi-perm.ru)**Boris A. Bachurin**Mining Institute of the Ural Branch of the Russian  
Academy of Sciences

78a, Sibirskaya st., Perm, 614007

**ЭКОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРОДУКТОВ ДЕГРАДАЦИИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ГИПЕРГЕНЕЗА**

Рассматриваются результаты детальных геохимических исследований битумоидов почв, загрязненных нефтью, и характер их трансформации в условиях гипергенеза. Обоснованы основные направления преобразования нефтяных соединений. Установлено, что трансформация нефти в условиях гипергенеза приводит к преобразованию углеводородов в широкий спектр неуглеводородных соединений. Предложено разделение этапов деградации нефти («свежее», «зрелое», «старое» загрязнение), идентифицируемых по геохимическим показателям. Проведена ранжировка продуктов трансформации нефти по экологической значимости. На основе лабораторного моделирования поведения системы «нефть - вода» выявлены особенности формирования водорастворимого комплекса нефтей. Выделены геохимические маркеры, отражающие присутствие в составе водорастворенной органики нефтяных соединений. Проведена оценка экологической значимости данных соединений исходя из принятых санитарно-гигиенических нормативов. Моделирование поведения нефти в природных и лабораторных экспериментах позволило разработать научно-методические подходы к организации мониторинга нефтяных загрязнений, стратегически ориентированного на контроль остаточной нефти и продуктов ее деградации в загрязненном объекте, сопряженных средах и сопредельных территориях.

**Ключевые слова:** почвы, воды, нефтяное загрязнение, нефть, деградация, битумоиды, углеводороды, мониторинг.

**ECOLOGY-GEOCHEMICAL ESTIMATION OF OIL DEGRADATION PRODUCTS UNDER THE HYPERGENESIS CONDITION**

The article deals with results of detailed geochemical survey of bitumens of soil, contaminated by oil, and character of their transformation under hypergenesis conditions. Main directions of the oil compound transformation were explained. It was established that oil transformation under the hypergenesis condition leads to reforming hydrocarbons into the wide range of non-hydrocarbons compounds. Separation of oil degradation steps ("fresh", "mature", "old" pollution) identifiable by geochemical markers was offered. Products of oil transformation were sorted by ecological significance.

Features of forming of water-solved oil complex were found out on the base of laboratory modeling of behavior "oil-water" system. Geochemical markers reflecting availability of oil components in water-solved organic composition were determined. Estimation of ecological significance of these compounds by reference to sanitation and hygiene regulations was performed.

Oil behavior modeling in natural and laboratory experiments allows us to develop a scientific and methodological approach to monitoring oil pollution. This approach is strategically focused on the control of residual oil and oil degradation products in contaminated object, linked environments and contiguous territories.

**Key words:** soils, waters, oil pollution, oil, degradation, bitumens, hydrocarbons, monitoring

Постановлением Правительства РФ № 240 от 15.04.2002 г. определено, что работы по ликвидации последствий разливов нефти, реабилитации загрязненных территорий и водных объектов могут считаться завершёнными при достижении *допустимого остаточного содержания нефти и продуктов ее трансформации* в соответствующих объектах окружающей среды. Данный подход учитывается и во «Временных рекомендациях по разработке и введению в действие нормативов

допустимого остаточного содержания нефти и продуктов ее трансформации в почвах после проведения рекультивационных и иных восстановительных работ» (приказ МПР России № 574 от 12.09.2004 г.). Вместе с тем, проводимые в настоящее время работы по практической реализации данных рекомендаций в различных регионах в большинстве своем сохраняют основной недостаток предыдущих подходов – оценка уровня нефтяного загрязнения природных геосистем производится только с использованием аналитического понятия «нефтепродукты» (НП), отождествляемых с

углеводородными соединениями (УВ), а продукты их трансформации по-прежнему остаются за рамками контроля. Вместе с тем, с экологической точки зрения многие продукты трансформации нефти являются более токсичными или потенциально опасными веществами, чем сама нефть. Часть из них относится к категории стойких органических загрязнителей (СОЗ), которые трудно подвергаются разложению в окружающей среде, накапливаются в депонирующих средах и сохраняются весьма длительное время, значительно превышающее время существования углеводородных соединений.

Не вдаваясь в обсуждение неоднозначности самого аналитического понятия «нефтепродукты», отметим, что сведение нефтяного загрязнения на углеводородное («нефтепродуктовое») не позволяет реально оценить качество нефтезагрязненных почв и возможности их возврата в хозяйственное пользование. Кроме того, декларированный принцип обязательного контроля возможной эмиссии нефти и продуктов ее трансформации в сопредельные среды требует обязательного учета характера их перехода в водную среду, являющуюся основным транспортом поллютантов, что также остается за рамками исследований.

Более эффективным является битуминологический подход, позволяющий выделить из всей совокупности органических соединений наиболее информативные для экогеохимии показатели с раздельной оценкой природной и техногенной составляющих [2, 7]. В практическом отношении в органической геохимии наибольшее распространение получило использование показателя хлороформенный битумоид (ХБА), отражающего суммарное содержание органических соединений, извлекаемых хлороформом, в т.ч. углеводородных соединений и нейтральных смол [3]. Применение современных методов анализа (тонкослойная хроматография – ТСХ, ИК-спектроскопия – ИКС, газожидкостная хроматография – ГЖХ, хромато-масс-спектроскопия – ХМС) позволяют судить не только о структурно-групповом составе ХБА, но и идентифицировать широкий спектр органических соединений.

Если взять за основу предложенную классификацию уровней нефтяного загрязнения почвогрунтов [9], то сигнальные уровни нефтепродуктов составляют всего лишь 20-37% от содержания битумоидов: слабый уровень загрязнения – содержание НП 0,5-1,0 г/кг, ХБА – 10-25 г/кг; средний – соответственно 5-10 г/кг и 25-37 г/кг; высокий – 10-50 г/кг и более 37 г/кг.

Совершенно очевидно, что практическая реализация мониторинга нефтяных загрязнений требует разработки таких решений, стратегическая ориентация которых позволяет контролировать весь спектр экологически значимых нефтяных соединений с учетом характера их растворимости, миграционной способности и неизбежных преобразований под действием физико-химических и биохимических факторов окружающей среды. Проведенные исследования аварийных разливов нефти и моделирование ее поведения в природных («нефть-

почва») и лабораторных («нефть-почва-вода») экспериментах позволили проследить эволюцию загрязнения, понять механизм и направленность преобразований нефтяных структур, оценить экологическую значимость продуктов деградации нефти и обосновать возможность их применения при диагностике и контроле нефтяных загрязнений [1-2, 4-8].

Основным направлением гипергенной трансформации является реанимации биофильности нефтяных структур с участием всех соединений органогенной смеси, трансформирующихся одновременно, взаимосвязано, но с различными скоростями. Никакой предпочтительной деструкции одного класса нефтяных соединений в сравнении с другим не наблюдается.

Преобразования нефти в условиях гипергенеза идут на элементном, молекулярном и вещественном уровнях.

Элементные изменения связаны с включением в молекулы УВ атомов кислорода, азота, серы, галогенов с образованием гетероатомных молекул, присутствующих даже в углеводородной фракции деградирующей нефти. Так в метано-нафтеновой фракции окисленной нефти Западно-Сургутского месторождения присутствуют окиси, спирты, оксосоединения и эфиры ряда  $C_5-C_{32}$  (26,0% фракции), N+O-содержащие соединения (13,6%), галогеналканы ряда  $C_{14}-C_{18}$  (7,2%) и т.д. [6, 7].

Изменения в строении молекул УВ и их производных связаны с образованием ненасыщенных алифатических и нафтеновых структур, частично или полностью восстановленных ароматических и гибридных структур. Дегидрирование полинафтенов (андростана, прегнана, холестана и т.д.) сопровождается изменением ориентации хиральных центров. Ненасыщенные алифатические структуры представлены алкенами, алкаполиенами и их спиртами, альдегидами, сложными эфирами. Ненасыщенные алициклические структуры представлены циклопентенами, циклогексенами, биостеранами, их спиртами и кетонами. Восстановленная ароматика представлена инданами, азуленами, нафталинами, молекулы которых при полной насыщенности связями можно рассматривать как мостиковые бициклические нафтены.

Вещественные изменения связаны с образованием смол и асфальтенов, депонируемых в сингенетичную органико-минеральную матрицу почв. Осмоление нефти в поверхностных условиях является основным процессом ее структурно-групповых изменений, поскольку смолистые вещества являются наиболее стабильной формой существования органического материала в условиях гипергенеза. Образование смолисто-асфальтеновых комплексов связано, прежде всего, с преобразованиями нафтено-ароматических УВ (УВ метанового ряда практически не осмоляются).

Выполненные исследования позволили разработать на молекулярном уровне схемы преобразований основных классов УВ – алканов, аренов, нафтенов [6, 7].

Для алифатических УВ реализуется следующая схема преобразований: реакция дегидрирования приводит к образованию ненасыщенных структур, окисление которых через окиси, спирты и оксосоединения приводит к кислотам. Химическая активность промежуточных продуктов окисления алифатических УВ может нарушать классическую окислительную цепочку. Спирты способны продуцировать устойчивые эфиры; ненасыщенные алифатические кетоны – циклические кетоны; длинноцепочечные алканы, окисленные по конечным группам – «большие» циклы (циклотетракозаны, циклооктакозаны, циклотриаконтаны), обнаруженные в нефтяных аквабитумоидах.

Судьба кислот складывается по-разному: часть из них при декарбонировании продуцирует алканы, новообразования которых подтверждают данные газожидкостной хроматографии и ХМС; другая, взаимодействуя со спиртами, дает сложные эфиры, которые являются основными производными кислот. Окисление по цепи дает оксикислоты ряда C<sub>5</sub>-C<sub>18</sub>, которые продуцируют целый спектр соединений – кетокислоты, двухосновные кислоты, сложные эфиры, циклические ангидриды, лактиды, лактоны.

Дегидрирование мононафтенных приводит к образованию циклопентеновых, циклогексеновых структур, распространенных в растительном мире. Окисленные до кетонов циклогексаны способны к разрыву колец с образованием таких кислот, как адипиновая и гексеновая, которые доминируют среди алифатических карбоксильных структур. Однако, шестичленные ненасыщенные циклы не склонны к разрыву кольца, на что указывает устойчивое присутствие в нефтяных битумоидах циклогекса(е)нолов и циклогекса(е)нонов. Би- и трициклические нафтены устойчиво существуют в форме оксабицикланов, склонных к конденсации и включению в состав смолистых фракций нефтяных аквабитумоидов.

Интересно поведение нефтяных стеранов и тритерпанов, представляющих собой гидрированные аналоги биомолекул с измененной ориентацией хиральных центров, лишённые функциональных групп. В условиях контакта с водой происходит обратный процесс дегидрирования, внедрение гидроксильных групп по стереохимически выгодным позициям и эпимеризация, присущая стероидам и терпеноидам.

Преобразование карбоциклических и гетероциклических ароматических структур идет через стадию гидрирования: инден превращается в индан и октагидроинден, азулен – в окта- и декагидроазулен, пиран – в тетрагидропиран, изобензофуран – в дигидроизобензофуран, пиридин – в тетра- и гексагидропиридин. Продукты гидрирования нафталина (ди-, тетра-, окта- и декагидронафталины) окисляются до хинонов. Ортохиноны способны к расщеплению кольца с образованием фталевой кислоты и ее эфиров, доминирующее присутствие которых зафиксировано в составе всех нефтяных аквабитумоидов. Накопление фталатов в водных вытяжках нефтей

связано со стойкостью данных структур в условиях гипергенеза.

Приведенные данные свидетельствуют, что преобразования нефти в условиях гипергенеза, как и любого ОВ биосферы, есть сочетание деструктивно-синтетических процессов, при которых углеводородная смесь (чем является нефть в химическом отношении) продуцирует целую гамму неуглеводородных соединений. Ревизия этих продуктов деградации нефти по экологической значимости позволила выделить три группы.

Группа активных трансформеров – алкены C<sub>8</sub>-C<sub>18</sub>, циклоалкены C<sub>5</sub>-C<sub>6</sub>, галогеналканы C<sub>9</sub>-C<sub>18</sub>, тиолы C<sub>15</sub>-C<sub>22</sub>, окиси, спирты и простые эфиры C<sub>6</sub>-C<sub>24</sub>, ненасыщенные алифатические альдегиды C<sub>5</sub>-C<sub>9</sub>, циклические кетоны C<sub>4</sub>-C<sub>10</sub>, кислоты C<sub>9</sub>-C<sub>18</sub> – относятся к наиболее опасным экотоксикантам (2-3 классы опасности).

Группа устойчиво-мобильных соединений (сложные алифатические и ароматические эфиры ряда C<sub>1</sub>-C<sub>18</sub>) – является доминирующей формой О-содержащих веществ битумоидов пород, вод и современных осадков, отличающихся особой биогеохимической устойчивостью и повсеместностью распространения (3-4 классы опасности). Алифатические структуры представлены эфирами гексеной и адипиновой кислот. Необходимо отметить, что ацилатные группы кислот ряда C<sub>1</sub>-C<sub>4</sub> присоединяют, как правило, длинноцепочечный радикал (C<sub>18</sub>-C<sub>23</sub>), что обеспечивает вхождение эфиров коротких карбоновых кислот в битумоиды ОВ. Ароматические структуры представлены преимущественно фталатами, которые трудно подвергаются разложению и относятся к категории стойких органических загрязнителей (СОЗ).

Смолисто-асфальтеновые вещества представляют собой третью группу, склонную к депонированию на природных геохимических барьерах. Токсичность соединений, входящих в эту «долгоживущую» группу нефтяных трансформеров, не определена, т.к. они в настоящее время выходят за рамки эколого-гигиенического нормирования. Между тем, смолисто-асфальтеновые комплексы являются источником и естественным сорбентом классических канцерогенов – полициклических ароматических углеводородов (ПАУ), ароматических аминов, нитрозаминов. В смолах концентрируются гетероэлементы и тяжелые металлы (O, N, S, Ni, V), молекулярные формы которых способны оказывать негативное влияние на функционирование живого вещества.

Исследования показали, что деградация нефти носит этапный характер, идентифицируемый по ее геохимическим показателям – ИК-спектральным характеристикам, структурно-групповому составу, молекулярно-массовому распределению n-алканов и изопреноидов, индивидуальному составу гексановой фракции и т.д.

Характерной чертой первого этапа («свежее» загрязнение) является определенная стабильность фракционного состава нефтяных битумоидов (НБ) на фоне снижения их общего содержания (рис. 1). При этом в каждой фракции идут активные изменения, сопровождающиеся деградацией углеводородной

основы нефти с образованием ненасыщенных алканов и нафтенов, окисей, спиртов и простых эфиров. Второй этап («зрелое» загрязнение) отличается интенсивным осмолением НБ: доля углеводородов (УВ) падает, уступая доминирующую позицию полярным соединениям, содержащим атомы кислорода, галогенов, серы, азота.

Темп-контролирующим фактором деградации нефти и характерной чертой третьего этапа («старое» загрязнение) являются полициклические ароматические УВ во главе с бенз(а)пиреном (БП) и их токсичные производные, содержание которых в десятки раз превышает фоновые показатели (рис. 2).

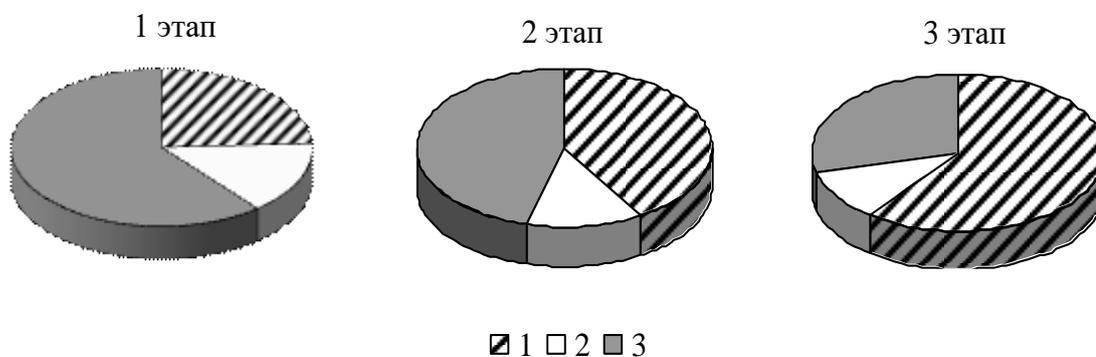


Рис. 1. Характер трансформации структурно-группового состава нефтяных битумоидов Фракции ХБА: 1- смолисто-асфальтеновая; 2 - нафтено-ароматическая; 3- метано-нафтеновая.

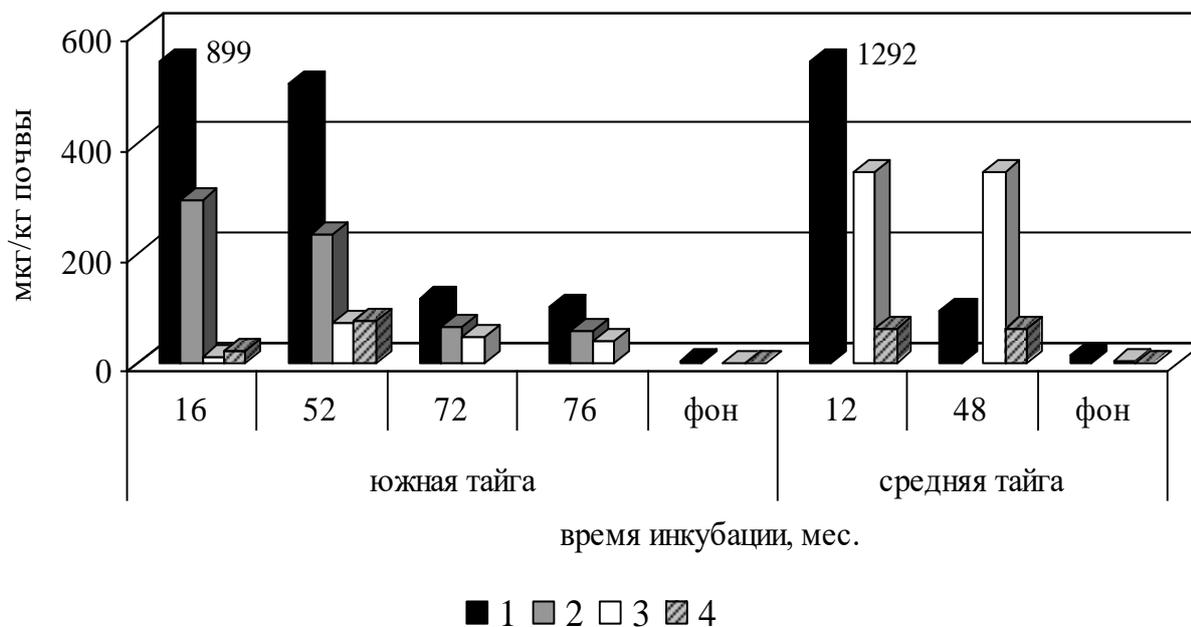


Рис. 2. Динамика содержания бенз(а)пирена в нефтезагрязненных почвах Почвенные горизонты: 1 - A<sub>0</sub>; 2 - A<sub>1</sub>; 3 - A<sub>2</sub>; 4 - A<sub>2</sub>B<sub>1</sub> (B).

Таким образом, эволюция нефтяного загрязнения в условиях гипергенеза приводит к трансформации углеводородной составляющей в комплекс устойчивых битуминозных гетероатомных соединений, в том числе высокого класса опасности (полиароматические оксидины, хлорпарафины, фталаты), что требует их учета при контроле допустимого остаточного содержания нефти в почвах и почвенных вытяжках после проведения рекультивационных работ. В обязательном порядке это касается бенз(а)пирена (БП), имеющего регламентированные методики определения и утвержденный ПДК для почв (0,02 мг/кг).

Для оценки масштабов перехода продуктов трансформации нефти в водную среду выполнено

лабораторное моделирование поведения системы «нефть-вода». Полученные результаты свидетельствуют, что формирование водорастворимого комплекса, идущее за счет взаимосвязанных физико-химических и биохимических процессов, не носит ярко выраженного затухающего характера и сопровождается поступлением в водную фазу широкого спектра соединений. Среди них отметим вещества первого класса опасности – бензол и БП. НП обнаруживаются во всех вариантах опыта в концентрациях, превышающих нормативный показатель более чем в 15 раз с тенденцией к снижению (рис. 3).

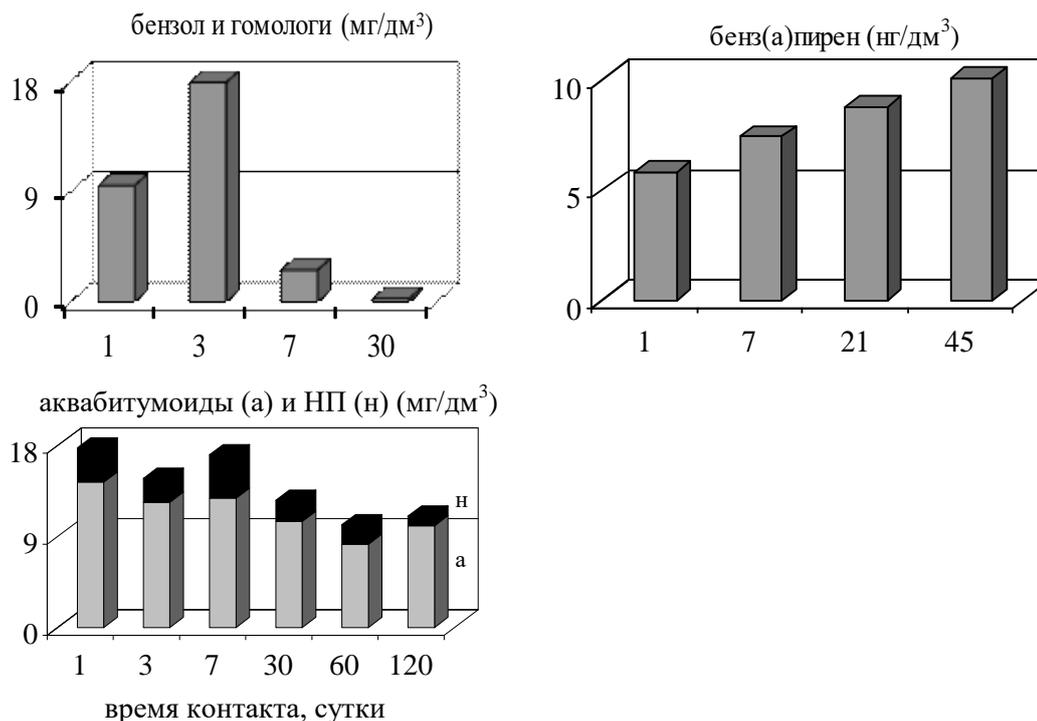


Рис. 3. Характер изменения состава аквабитумоидов в системе «нефть-вода»

Растворение нефтяных УВ в воде сопровождается их активным осмолением и образованием целой гаммы полярных соединений, с явным доминированием кислородных, представленных спиртами, оксосоединениями, кислотами и эфирами

(табл. 1). Среди последних выделим фталаты, доля которых в водных вытяжках нефтей и нефтяных отходов может достигать 80-90% с концентрацией 0,52-9,34 мг/дм<sup>3</sup> при нормативном содержании 0,08-0,2 мг/дм<sup>3</sup>.

Таблица 1

Время контакта, сутки	Содержание, мг/дм <sup>3</sup>		Состав углеводородной фракции, %				
	ХБА	НП	УВ	гетеросоединения			
				О-	Н-	Hal-	прочие
1	14,40	3,37	40,72	52,87	0,27	3,69	2,45
7	12,80	4,30	59,42	37,89	0,73	отс.	2,87
30	11,40	2,10	5,85	92,35	0,19	0,85	0,76
120	10,07	0,97	8,42	86,92	0,77	2,91	0,98

Трансформация нефтяных соединений в водной среде приводит к формированию специфического состава водорастворенной органики, отличительной особенностью которой является не только повышенное содержание углеводородных соединений (НП), но и присутствие широкого спектра устойчивых в водной среде гетеросоединений (спирты, кислоты, эфиры), роль которых со временем становится преобладающей.

Из совокупности водорастворимых продуктов трансформации нефтей представляется возможным выделить геохимические маркеры, отражающие присутствие в составе водорастворенной органики нефтяных соединений [1].

К числу их относятся:

1) моно- и биароматические УВ, присутствие которых отражает «свежее» нефтяное загрязнение вод.

2) нафтеновые УВ – циклопентаны и циклогексаны, их ненасыщенные и разветвленные гомологи с метильными замещениями «нефтяного» типа.

3) алифатические УВ (мометилзамещенные алканы), изопреноиды ряда C<sub>7</sub>-C<sub>12</sub>; алкены, алкины, алкаполиены с длиной цепи C≤21.

4) кислородсодержащие соединения реликтовых УВ со структурой полиенов, изопренов, нафтенов, имеющих свои геометрические, оптические, конформационные и валентные особенности, что позволяет их отличить от природных соединений. Следует отметить, что эта группа поллютантов становится преобладающей в составе аквабитумоидов органики в случае «старого» нефтяного загрязнения.

Эколого-геохимическая оценка водорастворимых продуктов деградации нефти показала, что многие из них представляют большую экологическую

опасность, чем исходные углеводородные соединения, что обуславливает необходимость их контроля. Анализ возможностей использования водорастворимых продуктов деградации нефти в качестве контролируемых показателей (в рамках принятых гигиенических нормативов) позволяет

рекомендовать включение в систему мониторинга природных геосистем, сопряженных с объектами нефтепромышленного комплекса, вещества первого и второго класса опасности (табл. 2).

Таблица 2

**Эколого-геохимические характеристики водорастворимых компонентов нефтей и продуктов их деградации**

Группа соединений	Содержание в экспериментах, мг/дм <sup>3</sup>	ПДК идентифицированных соединений, мг/дм <sup>3</sup> (класс опасности)
алифатические насыщенные УВ	0,08 - 2,02	нет
алифатические ненасыщенные УВ	0,01 - 0,49	нет
ароматические УВ	0,01 - 28,72	0,01 – бензол (1), этилбензол (4)
	0,03 - 1,00	0,01 – нафталин (4)
	(0,01 - 10,1)×10 <sup>-6</sup>	1×10 <sup>-6</sup> – бенз(а)пирен (1)
нафтеновые УВ	0,01 - 0,68	0,1 – циклогексан (2), 0,004 – норборнен (4)
кислоты, сложные эфиры	0,02 - 9,51	1×10 <sup>-5</sup> – додец-8-енилацетат (4) 0,08-0,2 – фталаты (2,3)
окиси, спирты, простые эфиры	0,04 - 0,26	0,01 – метоксиран (2) 0,005 – гептанол (2) 0,003 – бутоксиэтен (3)
альдегиды, кетоны	0,01 - 0,47	0,02 – проп-2-еналь (1) 0,07 – пентандиаль (2) 0,04 – 3,3-диметилбутан-2-он (4)
галогенсодержащие соединения	0,01 - 0,20	0,003 – 1,1,1,9-тетрахлорнонан (4) 0,007 – 1,1,1,11-тетрахлорундекан (4)
сераорганические соединения	0,001 - 0,002	2×10 <sup>-4</sup> – проп-2-ентиол (3)

Таким образом, полученные данные свидетельствуют, что трансформация нефти в условиях гипергенеза приводит к образованию широкого спектра соединений, выходящих за рамки параметра «нефтепродукты». Учитывая, что многие из них представляют опасность с экологической точки зрения, учет и контроль данных соединений позволит повысить функциональность экологического мониторинга на нефтяных месторождениях, контролировать качество работ по ликвидации последствий разливов нефти и реабилитации загрязненных объектов с учетом их влияния на сопряженные среды и сопредельные территории.

#### Библиографический список

1. Бачурин Б.А., Одинцова Т.А. Проблемы диагностики и контроля нефтяных загрязнений природных геосистем // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2005. № 9-10. С. 79-82

2. Бачурин Б.А., Борисов А.А., Одинцова Т.А. К методике идентификации источников нефтезагрязнения геологической среды // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2009. № 10. С. 291-298

3. Методическое руководство по люминесцентно-битуминологическим и спектральным методам исследования органического вещества пород и нефтей. М.: Недра, 1979. 204 с.

4. Одинцова Т.А. Применение хромато-масс-спектрометрии при идентификации нефтяных загрязнений торфяников // Проблемы горного недроведения и системологии. Пермь: Горный институт УрО РАН. 1999. С. 57-60.

5. Одинцова Т.А. Эколого-геохимические аспекты трансформации органического вещества нефтезагрязненных геосистем // Моделирование стратегии и процессов освоения георесурсов: Мат-лы Междунар. конф. и науч. сессии Горного института УрО РАН. Пермь. 2003. С. 241-245.

6. Одинцова Т.А., Бачурин Б.А. О характере трансформации нефти в условиях гипергенеза // Минералогия техногенеза-2008. Миасс: ИМин УрО РАН. 2008. С. 199-210.

7. Одинцова Т.А. Разработка технологии идентификации и мониторинга нефтяных загрязнений: Автореф. дис. канд. техн. наук. Пермь, 2010

8. Одинцова Т.А., Бачурин Б.А. Научно-методические подходы к организации мониторинга нефтяных загрязнений // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2011. № 6. С. 176-182.

9. *Техногенное загрязнение природных вод углеводородами и его экологические последствия* / Гольдберг В.М., Зверев В.П., Арбузов А.И. и др. М.: Наука. 2001. 125 с.

*Поступила в редакцию: 03.09.2019 г.*

**Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках:**

*Бачурин Б.А. Эколого-геохимическая оценка продуктов деградации нефти в условиях гипергенеза // Антропогенная трансформация природной среды. 2019. №5. С. 8-14*

**Please cite this article in English as:**

*Bachurin B.A. Ecology-geochemical estimation of oil degradation products under the hypergenesis condition // Anthropogenic transformation of the natural environment. 2019. №5. P. 8-14*

УДК 502.51

**Владимир Алексеевич Березкин**

САФУ им. М.В. Ломоносова,  
163002, Архангельск, набережная Северной  
Двины, 17  
email: [vl.br@yandex.ru](mailto:vl.br@yandex.ru)

**Марсель Галиуллович Губайдуллин**

САФУ им. М.В. Ломоносова,  
163002, Архангельск, набережная Северной  
Двины, 17

**Vladimie. A. Berezkin**

NArFU n.a. M.V. Lomonosov  
17, Northern Dvina embankments t., Arkhangelsk,  
163002

**Marsel G. Gubaydullin**

NArFU n.a. M.V. Lomonosov  
17, Northern Dvina embankments t., Arkhangelsk,  
163002

**МОДЕЛИРОВАНИЕ АВАРИЙНОГО РАЗЛИВА НЕФТИ В ПЕЧОРСКОМ МОРЕ ДЛЯ ОЦЕНКИ  
ЗОНЫ ПОРАЖЕНИЯ АКВАТОРИИ С УЧЕТОМ НАПРАВЛЕНИЯ И СКОРОСТИ ВЕТРА**

В данной работе выполнено моделирование возможного аварийного разлива нефти в Печорском море на Варандейском отгрузочном терминале. Симуляция проведена для скорости ветра 10 м/с, показано, что данный сценарий является наиболее неблагоприятным. Построена карта с указанием зоны загрязнения нефтью спустя 1, 2 и 5 суток с момента аварии. Приводятся данные о количестве нефти, выброшенной на берег при разных направлениях ветра. Проанализирована опасность ущерба особо охраняемым природным территориям.

**Ключевые слова:** моделирование, аварийный разлив нефти, Печорское море, программный продукт OSCAR.

**MODELING OF AN OIL SPILL IN PECHORA SEA FOR THE IMPACT AREA ESTIMATION  
CONSIDERING VARIOUS WIND DIRECTIONS AND VELOCITIES**

In this work, the modeling of a hypothetical oil spill in the Pechora Sea at the Varandey offloading terminal is presented. The simulation is conducted for a wind speed of 10 m/s, it is shown that this scenario is the most unfavorable. A map showing the zone of oil pollution after 1, 2 and 5 days since the accident is created. The paper provides the amount of oil stranded at different directions of the wind. A possible damage to conservation areas is analyzed.

**Key words:** modeling, oil spill, Pechora Sea, OSCAR.

**Введение**

Природа Арктических регионов крайне уязвима и чувствительна к антропогенным воздействиям. В связи с освоением ресурсов углеводородов Арктической зоны растет угроза возникновения аварийных разливов нефти. Особенно опасны разливы на акваториях, поскольку способны быстро распространяться на большие расстояния, нанося урон морским и береговым экосистемам. Их ликвидация осложнена сложными природно-климатическими условиями и недоступностью региона для людей и техники. В связи с этим минимизация экономического и экологического ущерба от разливов нефти является одной из важнейших задач.

Для защиты природы Российской Арктики от последствий аварий требуется разработка мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов. Для этого необходимо знать траекторию дрейфа нефтяного пятна на поверхности, процессы выветривания нефти и другие данные. Методы

математического моделирования позволяют спрогнозировать развитие аварии и получить необходимую информацию. Одной из наиболее мощных и известных моделей распространения нефтяных разливов на водной поверхности является программа OSCAR, разработанная норвежской компанией SINTEFF. Она предоставляет пользователю много возможностей для эффективного моделирования разлива с учетом имеющихся исходных данных: объема и характера утечки, положения источника, состава нефти, течений, ветра, температуры и др.

Для моделирования разлива необходимо определить потенциальный источник утечки. Им может стать нефтеналивной танкер, подводный трубопровод, эксплуатационная или буровая морская платформа. К крупнейшим объектам нефтегазового комплекса, расположенным в западном секторе Российской Арктики, относится Варандейский нефтяной терминал. Он состоит из берегового резервуарного парка (БРП), осуществляющего приемку нефти, и стационарного ледостойкого отгрузочного причала (СМЛОП), расположенного в море в 22 км от берега. СМЛОП связан с береговым

парком двухниточным трубопроводом диаметром 820 мм.

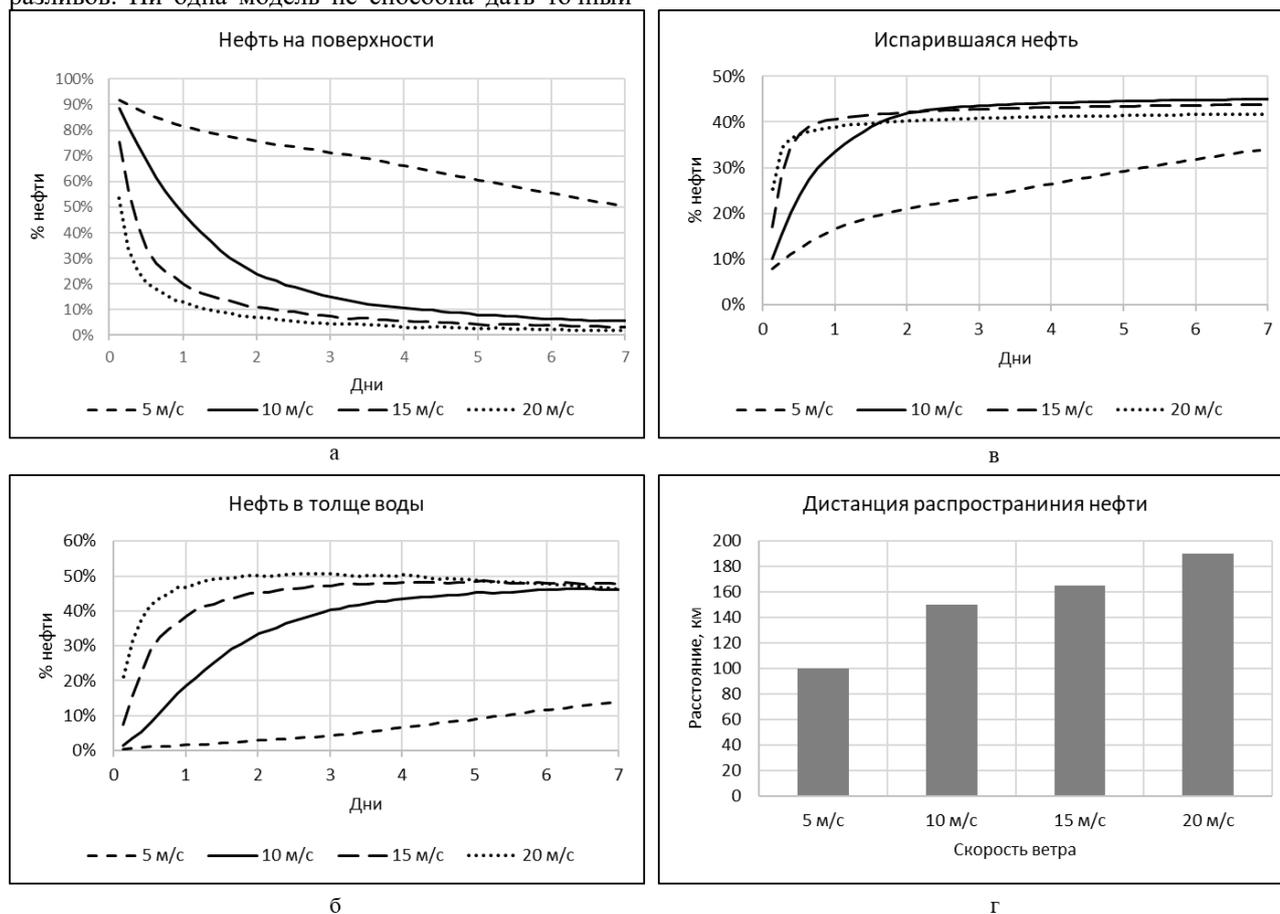
#### Исходные данные сценария

В качестве возможного сценария разлива принята утечка нефти в объеме 530 т на СМЛОП при ее перекачке в танкер. Продолжительность истечения нефти в результате повреждения погрузочного шланга (гибкого трубопровода) принята равной 4 минутам.

Необходимо отметить, что программа OSCAR не обладает необходимым функционалом для учета ледовых условий. Проблема прогнозирования движения нефти на поверхности, покрытой льдом, остро стоит в области моделирования аварийных разливов. Ни одна модель не способна дать точный

результат, и этот вопрос является предметом дальнейших исследований. В связи с этим, в данной работе предполагается, что морская поверхность свободна ото льда в границах распространения разлива.

Ветер имеет наибольшее влияние на скорость и направление движения нефтяного пятна. Для оценки процессов выветривания и поведения нефти в зависимости от ветра было проведено экспериментальное моделирование разлива на открытой воде (без выброса нефти на берег) при разных скоростях ветра. Результаты проиллюстрированы на Рис. 1.



**Рис. 1 - Параметры разлива при разных скоростях ветра: а - количество нефти на поверхности; б - количество нефти в толще воды; в - количество испарившейся нефти; г - расстояние распространения разлива за 7 суток в зависимости от скорости ветра**

Для моделирования необходимо выбрать наиболее неблагоприятный сценарий, то есть ту скорость ветра, при которой возможный ущерб будет наибольшим. Из Рис. 1-а видно, что наибольшее количество нефти на поверхности наблюдается при скорости ветра 5 м/с. При скорости 10 м/с значение резко уменьшается и дальнейшее увеличение скорости не меняет существенно этот показатель. Это связано с тем, что скорость ветра напрямую влияет на интенсивность испарения нефти (Рис. 1-б) и дисперсии в толщу воды (Рис. 1-в). При высокой скорости ветра усиливается волнение на поверхности, что приводит к разбиванию пленки и перемешиванию поверхностных слоев. Значительные объемы нефти при этом проникают в

толщу воды. Затем частицы нефти покрываются взвешенными частицами, находящимися в толще воды, и погружаются на дно, образуя осадок [2].

На Рис. 1-г показано примерное расстояние, на которое распространяется пятно за 7 суток. Оно увеличивается с возрастанием скорости ветра. Однако, как было сказано выше, выветривание и дисперсия в толщу воды делают нефть менее опасной, поскольку ее количество на поверхности воды снижается, и она становится менее токсичной.

Исходя из указанного, наиболее неблагоприятным из рассмотренных сценариев была выбрана скорость ветра 10 м/с. При этом на поверхности остается значительное количество нефти, которая при

движении в сторону суши будет выброшена на берег. Расстояние распространения разлива в 150 км охватывает большую площадь, включая берег Югорского полуострова и остров Вайгач на востоке и северо-востоке, а также группу островов Гуляевские Кошки и акваторию Печорской губы на западе.

В данной работе построено 8 моделей для оценки, направление ветра в которых менялось по «рабочим» румбам от 1 до 8. Для упрощения моделирования и интерпретации результатов можно принять скорость ветра одинаковой на всей рассматриваемой территории и постоянной на протяжении расчетного периода [3].

В меньшей степени на движение нефтяного пятна влияют течения. В данной работе течения моделируются упрощенно. Скорость и направление течения, аналогично ветру, приняты одинаковыми на всей рассматриваемой территории и постоянными на протяжении расчетного периода. Течение задано в направлении с запада на восток со скоростью 5 см/с, что соответствует схеме постоянных течений для безледного периода [1].

Основные исходные данные сценария приведены в Таблице 1.

Таблица 1

## Исходные данные сценария

Параметр	Значение
Количество нефти	530 т
Время истечения	4 мин
Температура воздуха	5 °С
Температура воды в поверхностном слое	3 °С
Соленость воды	35 ‰
Плотность нефти	0,863 г/см <sup>3</sup>
Содержание парафинов в нефти	8,14%
Содержание асфальтенов в нефти	1,49%

## Результаты

По результатам моделирования составлена карта (Рис. 2), на которой отмечены зоны загрязнения нефтью через 1 сутки, 3 суток и 5 суток. На карте указаны особо охраняемые природные территории (ООПТ), цифрами от 1 до 5 отмечены берега, подверженные загрязнению при разных направлениях ветра.

В таблице 2 приведены данные о количестве нефти, выброшенной на берег при разных направлениях ветра.

Наиболее негативным последствием аварийных разливов нефти является загрязнение берегов.

Территория вдоль береговой линии является местом обитания различных видов птиц. Нефть загрязняет перьевой покров, который играет значительную роль в организме птицы, обеспечивая теплоизоляцию и плавучесть. Загрязнение оперенья способно привести к переохлаждению, голоданию или утоплению особей. Токсичные вещества, входящие в состав нефти, попадают внутрь организма птицы, и могут вызвать смерть или снижение репродукции [9].

Наибольший ущерб береговой линии нанесен при северном и северо-западном ветре, то есть при направлении ветра к ближайшему берегу (Рис.2 – [1]).

Таблица 2

## Количество нефти, выброшенной на берег при разных направлениях ветра

Направление ветра	Количество нефти, выброшенной на берег
Северное	260,76 т
Северо-восточное	186,56 т
Восточное	1,59 т
Юго-восточное	0 т
Южное	0 т
Юго-западное	99,11 т
Западное	10,07 т
Северо-западное	297,86 т

В этом случае около половины разлитой нефти попадет на берег в течение первых суток после разлива, при этом пятно достигнет берега в течение первых суток после аварии. Данная территория не относится к ООПТ, однако Союз охраны птиц России относит ее к Ключевой орнитологической территории

России (КОТР). Программа КОТР ведется в нашей стране с 1994 г., ее основные задачи:

- выявление КОТР;
- организация охраны КОТР;
- мониторинг КОТР, контроль над сохранностью птиц и их мест обитания;
- принятие мер в случае угрозы КОТР.

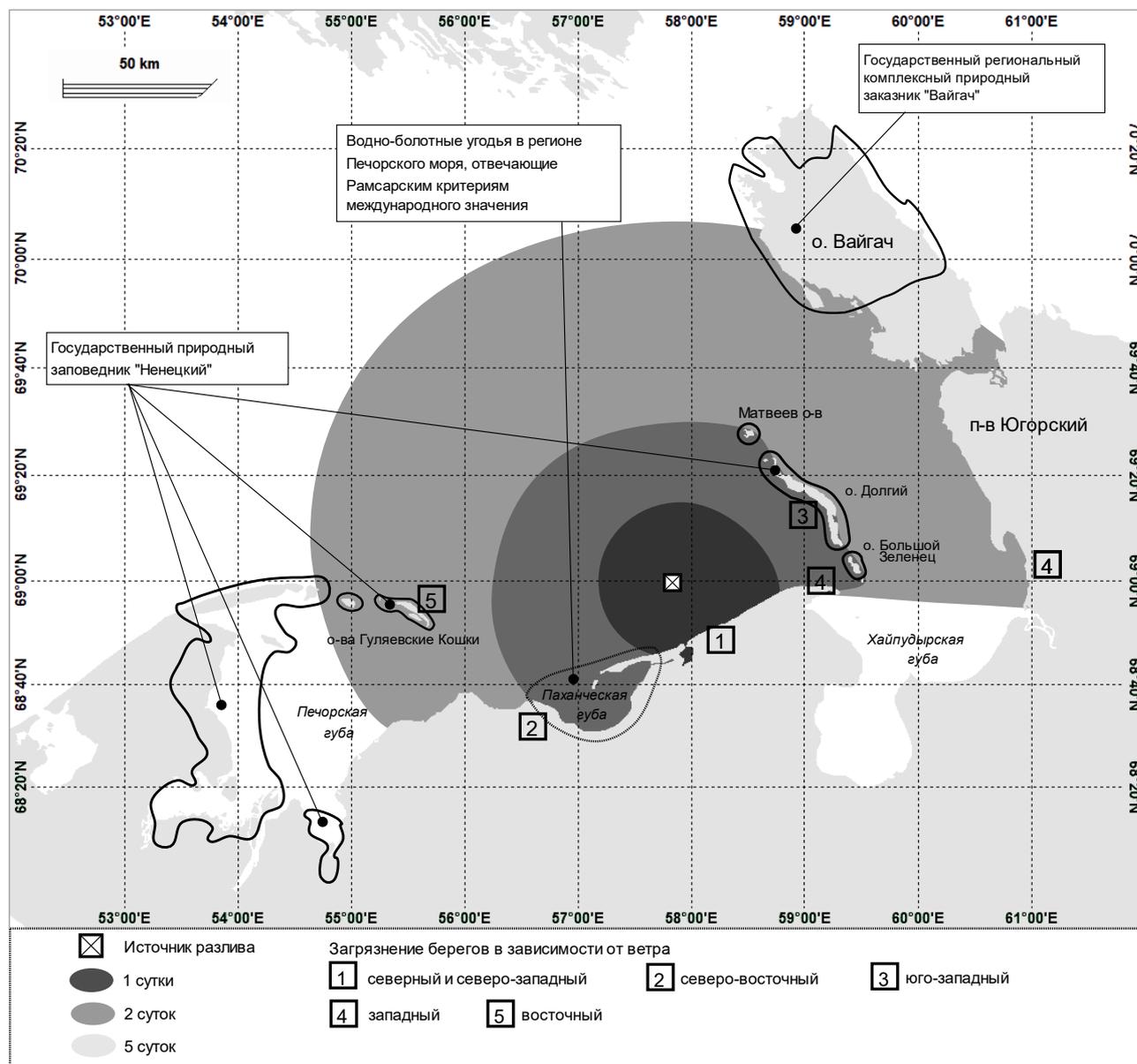


Рис. 2 - Результаты моделирования

Данные о КОТР применяются в подготовке предложений по организации ООПТ, проектировании ООПТ, созданию планов природоохранных мероприятий по редким видам птиц, а также при проведении общественных экологических экспертиз различных проектов [8]. Союз охраны птиц России относит это побережье (Рис.2 – [1]) к КОТР Варандейская Лапта. Исследованиями выявлено гнездование и линька множества видов птиц: морской чернети, морянки, гаги-гребенушки, связи и шилохвости. Территория служит руслом и местом массовых остановок и отдыха мигрирующих гусей, лебедей, черной казарки, различных видов куликов и чаек [7].

Северо-восточное направление ветра также представляет опасность. В этом случае значительными объемами нефти может быть загрязнено побережье Паханчешской губы (Рис. 2 – [2]) в течение 2 суток после разлива. Данная территория относится к Водно-болотным угодьям, внесённым в Перспективный список Рамсарской конвенции («Теневого списка» водно-болотных угодий, имеющих

международное значение) [4]. Конвенция о водно-болотных угодьях (1971 год) является межправительственным договором, цель которого — «сохранение и разумное использование всех водно-болотных угодий путём осуществления местных, региональных и национальных действий и международного сотрудничества, как вклад в достижение устойчивого развития во всем мире». Так называемый «Теневого списка» представляет собой перечень территорий, рекомендованных для внесения в список водно-болотных угодий, охраняемых Рамсарской конвенцией [6]. Территория является руслом пролёта водоплавающих птиц, местом остановки мигрирующих гусей (десятки тысяч) и чёрной казарки [4].

При восточном ветре ожидается загрязнение побережья островов группы Гуляевские Кошки (Рис. 2 – [5]). Объемы нефти при этом сценарии относительно небольшие, разлив достигнет берега в течение 5 суток. Данные территории включены в Государственный природный заповедник «Ненецкий». Континентальная часть заповедника

(западное побережье Печорской губы) не пострадает. К представителям птиц, населяющим заповедник, относят, например, гагу обыкновенную и гребенушку, черную казарку, сингу, морянку, разнообразные виды куликов [5].

В случае западного ветра умеренному загрязнению в течение 2 суток подвержен полуостров Медынский Заворот и остров Большой Зеленец (относится к заповеднику «Ненецкий»). При дальнейшем движении нефтяного пятна в течении 5 суток разлив достигнет западного побережья полуострова Югорский (Рис. 2 – [4]), но значительное загрязнение не ожидается по причине малого количества нефти, которое достигнет берега.

При юго-западном направлении основной объем нефти будет выброшено на остров Долгий, относящийся к заповеднику «Ненецкий» (Рис. 2 – [3]). Из-за близости к источнику разлива и формы острова можно ожидать значительное загрязнение береговой линии. Пятно достигнет берега в течение 2 суток. При этом остров предотвратит продвижение пятна дальше на северо-восток к берегам полуострова Югорский и южной части острова Вайгач.

При южном направлении ветра, согласно результатам симуляции, поражение берегов не ожидается. Моделирование промежуточных направлений не проводилось, однако можно предположить, что в случае ветра между южным и юго-западными направлениями, в течении 2 суток разлив достигнет Матвеева острова, и далее в течении 5 суток – берегов острова Вайгач, в том числе территорий Государственного регионального комплексного природного заказника «Вайгач».

#### **Заключение**

Таким образом, было выполнено моделирование аварийного разлива на СМЛОП Варандейского терминала в объеме 530 т в программе OSCAR. Симуляция проводилась для скорости ветра 10 м/с, поскольку данный сценарий является наиболее неблагоприятным. По результатам моделирования была составлена карта, показывающая ориентировочные границы нефтяного загрязнения спустя 1, 2 и 5 суток. На карте также отмечены участки берегов, которые могут быть подвергнуты загрязнению при разных направлениях ветра, и граница ООПТ в регионе, что позволяет оценить опасность распространения загрязнения в том или ином направлении.

Результаты демонстрируют, что наиболее значительный ущерб от разлива ожидается при северном и северо-западном направлении ветра, когда нефтяное пятно менее чем за сутки достигнет береговой линии в районе БРП Варандейского терминала. При этом на берег будет выброшено более 250 т нефти. Данный сценарий является наиболее негативным, однако близость необходимой инфраструктуры Варандейского терминала позволит оперативно развернуть силы и средства для локализации и ликвидации аварийного разлива нефти (ЛАРН).

Представляет опасность также движение пятна в северо-восточном направлении (при юго-западном ветре). В этом случае около 100 т нефти может быть

выброшено на побережье острова Долгий. Пятно достигнет берега менее чем за 2 суток. Ликвидация последствий аварии на островных территориях представляет сложность по причине плохой транспортной доступности, сложности транспортировки на острова людей и техники.

Следует отметить, что значительного ущерба для ООПТ не ожидается. Однако загрязнению береговой зоны в любом случае представляет опасность, поскольку на данной территории она является местом обитания множества видов птиц, крайне уязвимых для загрязнения нефтью.

В случае реализации подобного сценария ключевым вопросом является скорость реагирования на аварию. Необходимо минимизировать время доставки и развертывания средств ЛАРН. На Варандейском терминале суда поддержки, ведущие дежурство в районе СМЛОП, оснащены необходимыми средствами ЛАРН и могут оперативно начать работы по ликвидации аварии. Координация действий аварийно-спасательных формирований и оперативный прогноз гидрометеорологических условий являются критически важными условиями для успешной борьбы с аварийным разливом и минимизации ущерба для природы региона.

В дальнейшем планируется продолжить выполнение моделирования для разных скоростей ветра с целью оценки экологических рисков в регионе с учетом повторяемости ветров, вероятности аварии, типов берегов и уязвимости отдельных видов фауны.

#### **Библиографический список**

1. *Гидрометеорология и гидрохимия морей*. Том 01. Баренцево море. Выпуск 1. Гидрометеорологические условия. Справочник. // — Л.: Гидрометеиздат, 1990. — 280 с.
2. *Губайдуллин М.Г.* Моделирование разливов нефти в западном секторе Российской Арктики: учебное пособие / под ред. д-ра геол.-минер. наук, проф. М.Г. Губайдуллина; Сев. (Арктич.) федер. ун-т. - Архангельск: САФУ, 2016. - 219 с.
3. *Коробов В. Б.* Эколого-географическое обоснование экспертной оценки создания нефтяной транспортной инфраструктуры севера Тимано-Печорской провинции: Дис. ... д-ра геогр. наук. – М., 2004 год, 423 с.
4. *Минеев Ю.Н., Мищенко А.Л.* Водно-болотные угодья России: Паханческая губа URL: <http://www.fesk.ru/wetlands/102.html> (дата обращения: 27.01.2019).
5. *ООПТ России*. Ненецкий. URL: <http://oopt.aari.ru/oopt/Ненецкий-0> (дата обращения: 27.01.2019).
6. *Организация Объединенных Наций*. Конвенция о водно-болотных угодьях, имеющих международное значение, главным образом, в качестве местобитаний водоплавающих птиц. URL: [http://www.un.org/ru/documents/decl\\_conv/conventions/waterfowl.shtml](http://www.un.org/ru/documents/decl_conv/conventions/waterfowl.shtml) (дата обращения: 27.01.2019).
7. *Союз охраны птиц России*. КОТР Европейской России: Варандейская Лапта. URL:

<http://www.rbcu.ru/kotr/не006.php> (дата обращения: 27.01.2019).

8. *Союз охраны птиц России*. О программе КОТР. [Электронный ресурс], режим доступа: <http://www.rbcu.ru/programs/77/3387/> (дата обращения: 27.01.2019).

9. *M. Nevalainen, I. Helle, J. Vanhatalo*. Preparing for the unprecedented - towards quantitative oil risk assessment in the Arctic marine areas.. *Marine Pollution Bulletin*, 114 (1). – 2017. - P. 90-101.

*Поступила в редакцию: 15.09.2019 г.*

**Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках:**

*Березкин В.А., Губайдуллин М.Г.* Моделирование аварийного разлива нефти в Печорском море для оценки зоны поражения акватории с учетом направления и скорости ветра // *Антропогенная трансформация природной среды*. 2019. №5. С. 15-20.

**Please cite this article in English as:**

*Berezkin V.A., Gubaidullin M.G.* Modeling of an oil spill in Pechora sea for the impact area estimation considering various wind directions and velocities // *Anthropogenic transformation of the natural environment*. 2019. №5. P. 15-20.

УДК 502:504

**Сергей Алексеевич Бузмаков**Пермский государственный национальный  
исследовательский университет,  
614990, Пермь, Букирева, 15  
e-mail: [lep@psu.ru](mailto:lep@psu.ru)**Sergei A. Buzmakov**Perm State University  
15, Bukireva st., Perm, 614990

### ЗАГРЯЗНЕНИЕ ПОЧВ ПРИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ МИГРАЦИЯХ В КАРСТОВЫХ РАЙОНАХ

Рассматриваются вопросы миграции нефти в карстовом районе и последствия загрязнения почвенно-земельного покрова для установления источников и масштабов поступления углеводородов. На основе полевого обследования территории, отбора проб почв водоохранной зоне водохранилища были отобраны пробы почв. Пробоотбор проведен по равномерной случайно упорядоченной сетке размером 0,1x0,1 км. Внутри каждой ячейки сетки выбиралась ключевая (пробная) площадка, которая располагается в местах с наиболее характерными условиями местности. Всего выделено 30 пробных площадок размером 10x10 м. Проводилась камеральная и статистическая обработка почвенных данных, результатов лабораторных исследований, геоботанических сборов. В итоге разработана геоинформационная база данных, содержащая данные о состоянии почвенного покрова исследуемой территории. На её основе составлены картограммы содержания загрязняющих химических веществ в почве. Основное загрязнение земель нефтепродуктами происходит вдоль береговой линии залива и в районе карстовой воронки, находящейся в 30 м от границы водного объекта. Водоохранилище и карстовые полости на суше можно рассматривать как вторичные источники загрязнения. Постоянное поступление углеводородов свидетельствует о преобладании глубоких источниках миграции нефти.

**Ключевые слова:** углеводороды, миграция, техногенная трансформация, почва, грунт, карст, воронка, нефть, загрязнение.

### SOIL POLLUTION AT HYDROCARBON MIGRATIONS IN THE KARST AREAS

The issues of oil migration in the karst region and the consequences of soil pollution to determine the sources and extent of hydrocarbon inflows are considered. On the basis of a field survey of the territory, sampling of soils in the water protection zone of the Kama reservoir in the area of Zuyat village, soil samples were taken. Sampling was carried out on a uniform randomly ordered grid measuring 0.1 x 0.1 km. Inside each grid cell, a key (trial) site was selected, which is located in places with the most characteristic terrain conditions. A total of 30 test sites with a size of 10x10 m were allocated. Office and statistical processing of soil data, laboratory research results, and geobotanical collections was carried out. As a result, a geoinformation database was developed containing data on the state of the soil cover of the study area. On its basis, cartograms of the contents of polluting chemicals in the soil were compiled. The main pollution of land by oil products occurs along the coastline of the bay and in the area of the karst funnel, located 30 m from the border of the water body. The reservoir and karst cavities on land can be considered as secondary sources of pollution. The constant flow of hydrocarbons indicates the predominance of deep sources of oil migration.

**Key words:** hydrocarbons, migration, technogenic transformation, soil, karst, funnel, oil, pollution.

#### Введение

В РФ проблемы загрязнения нефтью и продуктами ее трансформации по-прежнему остаются весьма актуальными и сохраняют высокую теоретическую и практическую значимость [4].

Развиваются методы и методики геохимической оценки экологических аспектов загрязнения природной среды в районах нефтедобычи [1] от таежных ландшафтов [13] до тундровых [5]. Кроме зонального [18] и стадийного [14] подхода требуют пристального внимания и научного анализа специфические регионы и субрегионы с особыми условиями строения недр и, прежде всего, карстовые районы. Многие считают, что техногенные

последствия в карстовых районах наиболее опасны [6,7,10].

Выделяют по источникам поступления углеводородов природные глубинные и техногенные глубинные и поверхностные [6]. Часть исследователей связывает прогресс в установлении первичных и вторичных источников, миграции углеводородов на основе определения геохимических маркеров по особенностям распределения ПАУ в нефти и нефтезагрязненных водах и грунтах [2, 15, 17]. Необходимость определения изначальных причин очевидна и, в тоже время, весьма затруднительно достоверно их определить. Дискуссия продолжается по этой проблематике продолжается [2, 4, 16]. В зависимости от первичного источника поступления углеводородов будет зависеть характер

и масштабы предпринимаемых мероприятий для предотвращения дальнейших загрязнений.

Разработка гипотез поступления в подземные воды углеводородов, солей, миграции углеводородов в подземные и поверхностные воды, определение стадий трансформации экосистем остается сложной теоретической проблемой, имеющей важное значение для устойчивого развития природопользования [12].

Геоморфологические процессы, обуславливающие карстовые явления, контролируются литологическими комплексами, которые участвуют в строении наиболее крупных тектонических структур региона. В районах распространения карстующихся пород, где трещиноватость и водопроницаемость пород существенны, риск загрязнения подземных вод увеличивается. При отсутствии покровных отложений, роль которых в предотвращении загрязнения подземных вод весьма высока, атмосферные осадки, а также проливы, разливы, в том числе нефти практически беспрепятственно поглощаются поверхностными карстовыми формами [7].

Разработана теория восстановления загрязненных экосистем, выявлены этапы изменения биотического сообщества под влиянием нефти и продуктов ее трансформации [9]. Предлагаются решения по рекультивационным действиям в зависимости от уровня загрязнения углеводородами [3].

#### Материал и методика

Проведение работ по выявлению загрязнений проходило последовательно: рекогносцировочное обследование, детальное обследование, лабораторный анализ и камеральная обработка материалов.

При рекогносцировочном обследовании проведено выявление загрязненных земель и приблизительное оконтуривание ареалов их распространения. Также определен вид загрязняющих веществ, подлежащих количественному определению на втором (детальном) этапе обследования.

Рекогносцировочное обследование территории проведено во время пеших маршрутов с нанесением на картографическую основу схему пробоотбора и собранного ранее информационного материала.

В рамках детального обследования собран материал для составления картограмм загрязнения земель на участках территории. Изучение территории проводилось по двум сеткам: 1) 30 площадок в сетке 100x100 метров, на которых отбирались смешанные пробы с трех горизонтов; 2) в зоне выявленного загрязнения с шагом 15 метров, всего 22 площадки, где отбирались разовые пробы с глубины 0-20 см.

Пробоотбор проведен по равномерной случайно упорядоченной сетке размером 0,1x0,1 км. Внутри каждой ячейки сетки выбиралась ключевая (пробная) площадка, которая располагается в местах с наиболее характерными условиями местности. Всего выделено 30 пробных площадок размером 10x10 м (рисунок 1).

Точечные пробы отбирались почвенным буром. Объединенную пробу составляли путем смешивания точечных проб, отобранных на одной пробной площадке. Объединенную пробу составляют пять

точечных проб, взятых с одной пробной площадки. Масса объединенной не менее 1 кг.

Точечные пробы отбирались послойно с глубины 0-5, 5-20, 20-50 см массой около 200 г каждая. При выявлении загрязнения нефтепродуктами пробы отбирались до глубины нижнего фронта движения нефтяного потока в почве.

При выполнении лабораторных анализов определялось:

- содержание нефтепродуктов на обследуемой территории;
- содержание приоритетных загрязняющих химических веществ (фенолы, хлориды, тяжелые металлы) для участков, на которых выявлено загрязнение.

Для определения площади нефтезагрязненных земель дополнительно отобрано 22 разовые пробы почвы (рисунок 2) для определения содержания нефтепродуктов по равномерной случайно упорядоченной сетке с шагом 15 м. Пробы отбирались вблизи залива Камского водохранилища, где выявлено загрязнение почв нефтепродуктами. Разовые пробы отбирались с глубины 0-20 см массой около 1 кг каждая. Определение количества и идентификацию нефтепродуктов проводили методом инфракрасной спектроскопии (ИК-спектроскопии) [11].

Метод заключается в экстракции нефтепродуктов из почв и донных отложений четыреххлористым углеродом, хроматографическом отделении нефтепродуктов от сопутствующих органических соединений других классов, и количественном определении нефтепродуктов (НП) по интенсивности поглощения в ИК-области спектра с помощью ИК-спектрометра «Концентратомер КН-2м».

Настоящая методика обеспечивает получение результатов анализа с погрешностью, не превышающей значений, приведенных в таблице 1.

Принцип действия прибора основан на измерении двухканальным фотометром разности оптических плотностей раствора нефтепродуктов, жиров в четыреххлористом углероде на двух длинах волн в инфракрасной области спектра.

В первом (измерительном) канале используется спектральный участок измерения  $(2930 \pm 70) \text{ см}^{-1}$  (3,42 мкм), который соответствует области поглощения С-Н связей в  $\text{CH}_2$ - и  $\text{CH}_3$ - группах алифатических, алициклических углеводородов. Во втором (опорном) канале используется спектральный участок  $(3333 \pm 70) \text{ см}^{-1}$  (3,0 мкм), на котором углеводороды не поглощают ИК-излучение.

Результат определения содержания нефтепродуктов в почве  $X_{\text{изм}}$  (мг/кг) рассчитывают по формуле:

$$X_{\text{изм}} = \frac{C_{\text{изм}} \times V \times V_2 \times V_{\text{элюат}}}{M \times V_1 \times V_{\text{ал}}}$$

где:  $C_{\text{изм}}$  - показания прибора, мг/дм<sup>3</sup>;  
 М - масса навески образца для анализа, кг;  
 V - суммарный объем экстракта, дм<sup>3</sup>;  
 V<sub>1</sub> - объем экстракта, взятый для разбавления, дм<sup>3</sup>;  
 V<sub>2</sub> - объем экстракта, полученный после разбавления, дм<sup>3</sup>;  
 V<sub>ал</sub> - объем аликвоты экстракта, введенной в хроматографическую колонку, дм<sup>3</sup>;  
 V<sub>элюат</sub> - объем элюата, полученного после пропускания экстракта через колонку, дм<sup>3</sup>.

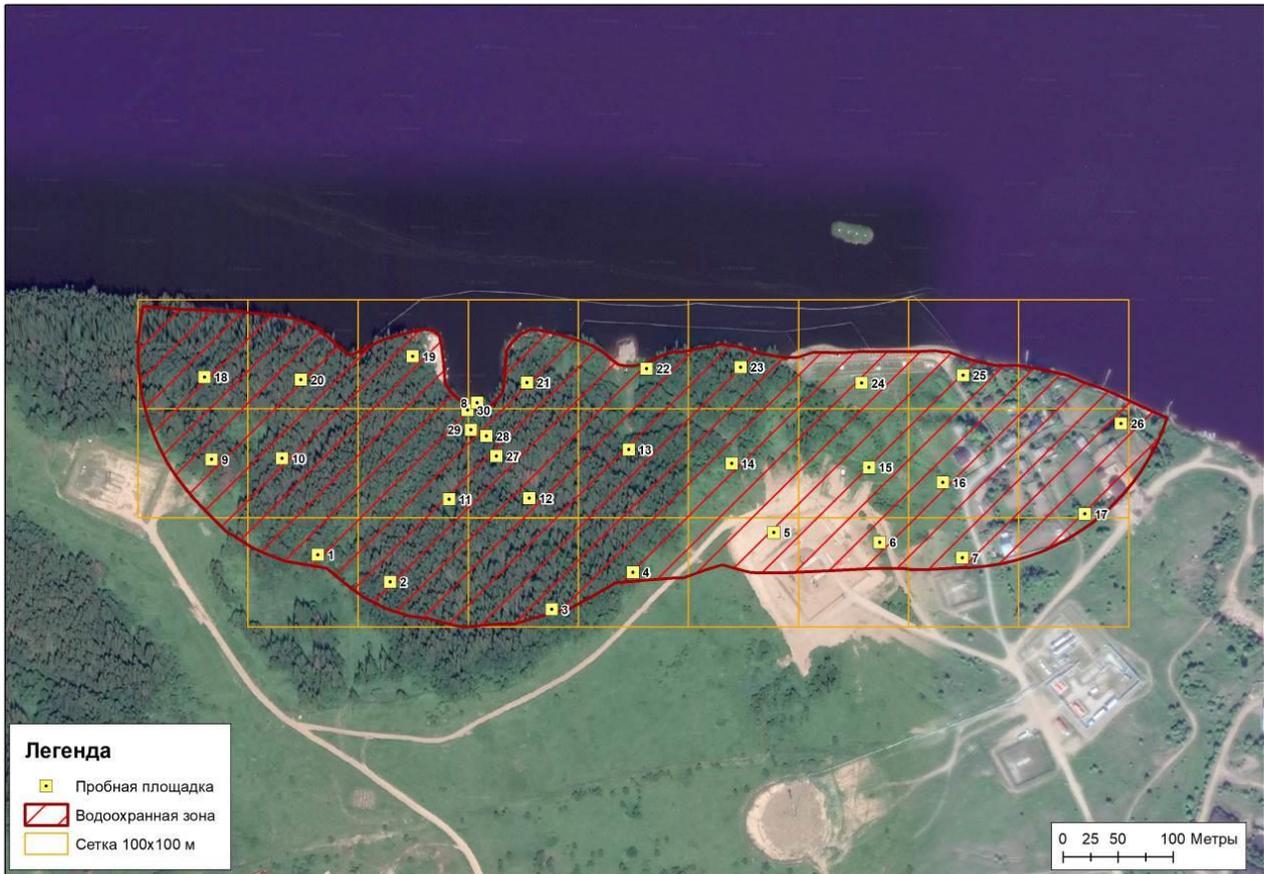


Рис.1. Площадки отбора проб почв

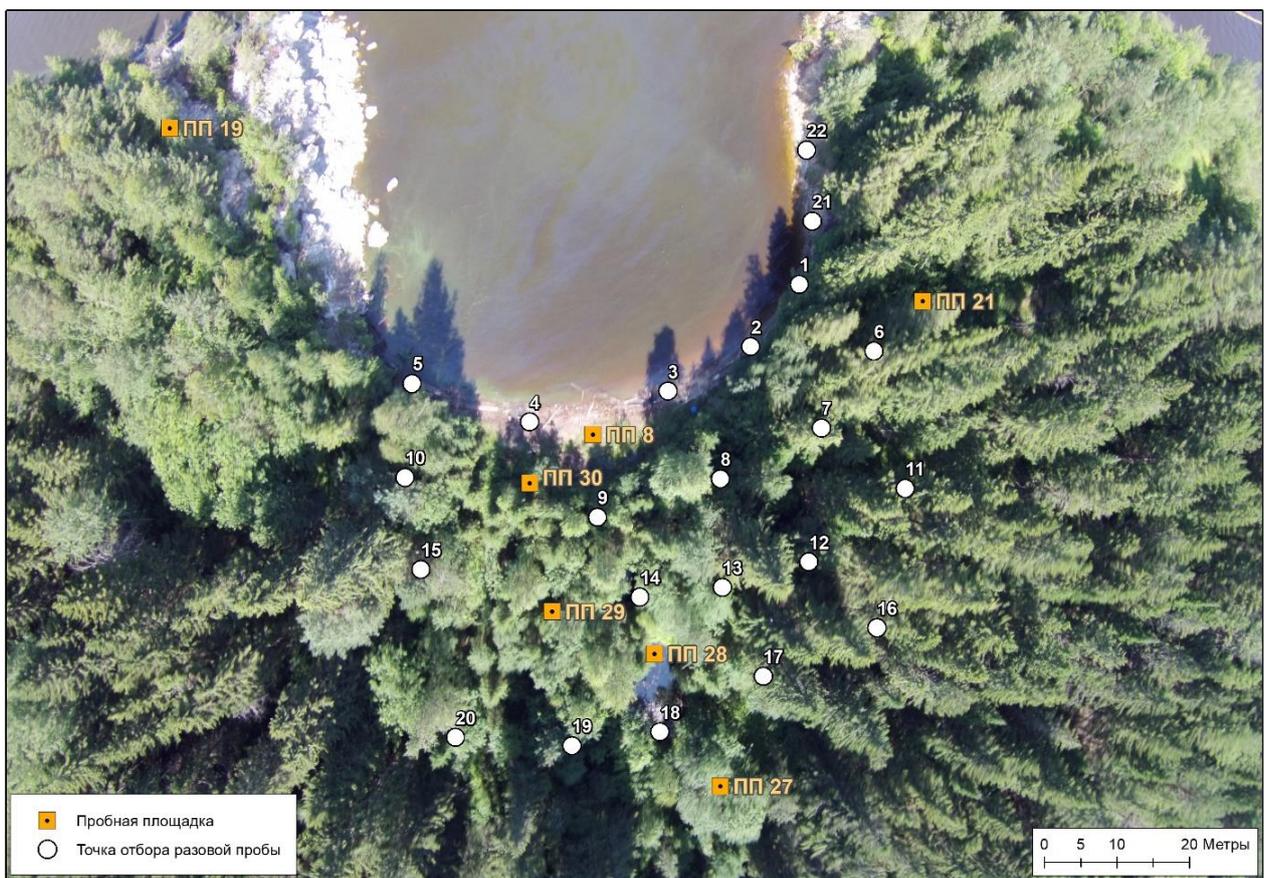


Рис.2. Дополнительные точки отбора проб

Таблица 1

## Диапазон измерений, значения показателей точности, повторяемости, воспроизводимости

Диапазон измерений, мг/кг	Показатель повторяемости (относительное среднеквадратическое отклонение повторяемости), $s_r$ , %	Показатель воспроизводимости (относительное среднеквадратическое отклонение воспроизводимости), $s_R$ , %	Показатель правильности (границы относительной систематической погрешности при вероятности $P = 0,95$ ), $\pm d_c$ , %	Показатель точности (границы относительной погрешности при вероятности $P = 0,95$ ), $\pm d$ , %
Минеральные, органо-минеральные почвы, иловые донные отложения				
От 50 до 100000 вкл.	8	10	15	25
Органогенные почвы				
От 50 до 150 вкл.	11	15	18	35
Св. 150 до 100000 вкл.	8	10	15	25

На заключительном этапе работ проводилась камеральная и статистическая обработка почвенных данных, результатов лабораторных исследований, геоботанических сборов.

В результате разработана геоинформационная база данных, содержащая данные о состоянии почвенного покрова исследуемой территории. На её основе составлены картограммы содержания загрязняющих химических веществ в почве. Для интерполяции пространственных данных о загрязнении проведена ГИС-обработка с применением метода естественной окрестности. Масштаб картографической основы – 1:5 000.

Алгоритм, используемый инструментом интерполяции, находит самое близкое к запрошенной точке подмножество входных образцов и применяет к ним веса, основанные на пропорциональных областях, чтобы интерполировать значение [19]. Она также известна как интерполяция Сибсона или "захватывающей области". Его основные свойства – то, что, являясь местной, он использует только подмножество образцов, которые окружают точку

запроса, и то, что интерполированные высоты гарантировано будут в пределах диапазона используемых образцов.

Естественные окрестности любой точки – связанные с соседним с полигонами Вороного (Тиссена). Первоначально, диаграмма Вороного создана из всех данных точек, представленных полигонами оливкового цвета. Новый полигон Вороного, бежевого цвета, созданный вокруг точки интерполяции (красная звезда). Пропорция перекрытия между этим новым полигоном и исходными полигонами, используется позже, как мера веса [20].

**Результаты и обсуждение**

Участок обследования находится в фации умеренно промерзающих почв зоны дерново-подзолистых почв и дерново-подзолов южной тайги [8].

Результаты лабораторных анализов почв, отобранных по сетке 100×100 метров, показаны в таблице 4, рисунке 3.

Таблица 4

## Содержание нефтепродуктов в почве обследуемой территории

Номер площадки	Нефтепродукты, мг/кг		
	0-5 см	5-20 см	20-50 см
1	76,7	108,6	-
2	30,1	-	-
3	67,2	15,6	106,6
4	48,7	34,4	41,5
7	7,4	-	-
8	<b>6770,8</b>	<b>6233,2</b>	<b>5918,2</b>
9	71,7	30,5	-
10	45,5	-	5,4
11	30,8	-	-
12	56,5	59,5	-
13	-	-	-
14	5,3	4,6	-
15	23,9	-	-
16	21,3	21,9	-
17	90,0	60,7	250,0
18	28,0	-	-
19	718,0	21,2	-
20	25,1	-	-
21	22,8	-	-

Номер площадки	Нефтепродукты, мг/кг		
	0-5 см	5-20 см	20-50 см
22	33,5	23,6	24,6
23	12,3	-	-
24	72,2	62,6	50,3
25	7,7	-	-
26	-	56,2	63,0
27	-	-	81,6
28	<b>5653,2</b>	<b>28219,3</b>	<b>20077,2</b>
29	584,9	918,1	775,7
30	344,0	456,5	673,1



Рис. 3. Содержание нефтепродуктов в горизонте 0-5 см почвы

Исходя из полученных данных, обнаружен очень высокий уровень загрязнения почв нефтепродуктами на площадях №8 и №28. Причем, на пробной площадке №28 обнаружено максимальное значение содержания нефтепродуктов (нефтепродукты аккумулируются в гумусовом горизонте). Значительно выше среднего значения содержание нефтепродуктов в почве отмечено на площадках №№ 19 (слой 0-5 см), 29, 30.

Пробная площадка № 8 заложена на берегу залива водохранилища. Залив огражден от водохранилища болами для сбора нефтепродуктов с поверхности водного объекта. В воде визуально определяются нефтепроявления. Пробная площадка № 28 расположена в 30 м от берега залива водохранилища и заложена в нефтезагрязненной карстовой воронке.

На рисунках 4-6 представлены графики, на которых иллюстрируется вертикальное распределение нефтепродуктов по почвенному профилю (графики разделены по содержанию нефтепродуктов: до 110 мг/кг, до 1000 мг/кг и более 5000 мг/кг).

Исходя из графика на рисунке 6, можно сказать о преобладающем характере накопления нефтепродуктов в почвах на исследуемой

территории. Максимальные значения, в данном случае, наблюдаются в горизонте 20-50 см (нефтепродукты проникают по профилю вниз и накапливаются на этой глубине). Если же смотреть по частоте обнаружения, то на некоторых точках нефтепродукты обнаруживаются в слое 0-5 см, и не обнаруживаются в более глубоких слоях. Например, это пробные площадки №№ 2, 7, 11, 15, 18, 20, 21, 23, 25. Содержание нефтепродуктов в верхнем почвенном слое в небольшом количестве говорит нам о его привнесении путем миграции (атмосферный перенос, стекание воды) от источника.

На рисунках 4 и 5 представлены пробные площадки, на которых нефтепродукты обнаружены во всех трех горизонтах. В данном случае можно так же говорить о преобладающем накоплении в более глубоких слоях. Исключением является пробная площадка №19, на которой основное содержание обнаружено в верхнем слое, а также пробная площадка №8, на которой высокое содержание практически равномерно распределено по слоям.

Для определения площади нефтезагрязненных земель дополнительно отобрано и проанализировано 22 разовые пробы почвы по равномерной случайно упорядоченной сетке с шагом 15м.

На рисунке 7 показаны результаты лабораторных анализов дополнительных точек отбора проб. По результатам анализа проб на дополнительных точках был обнаружены средние и очень высокие уровни концентрации нефтепродуктов в почвах.

Поэтому считаем, что основное загрязнение земель нефтепродуктами происходит вдоль береговой линии залива и в районе карстовой воронки, находящейся в 30 м от границы водного объекта.

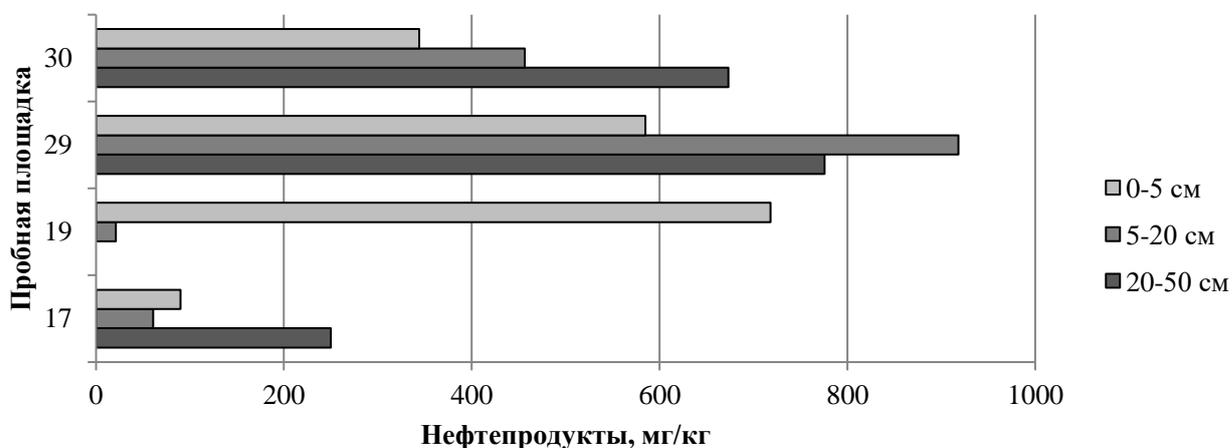


Рис. 4. Вертикальное распределение нефтепродуктов по почвенному профилю (на площадках, где содержание нефтепродуктов не превышает 1000 мг/кг).

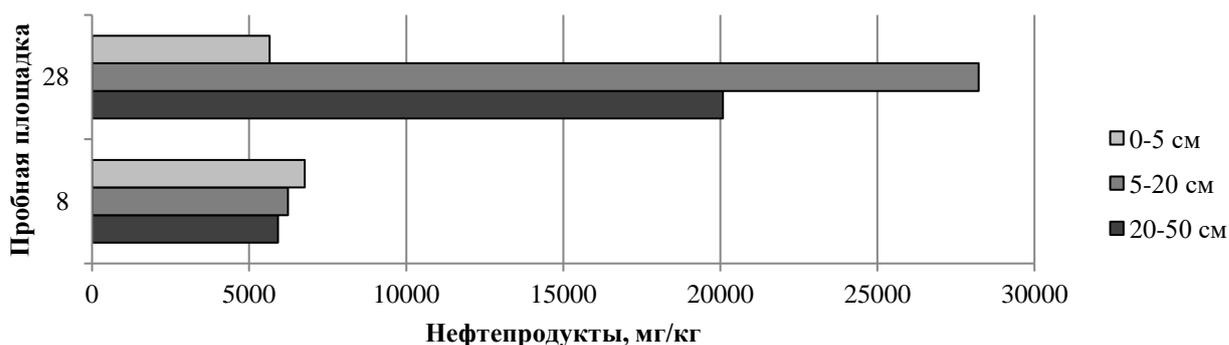


Рис. 5. Вертикальное распределение нефтепродуктов по почвенному профилю (на площадках, где содержание нефтепродуктов более 5000 мг/кг).

Для интерполяции пространственных данных о загрязнении проведена ГИС-обработка результатов лабораторных анализов. На основе полученных данных составлена картограмма содержаний нефтепродуктов в почве с применением метода интерполяции естественной окрестности (рисунок 8).

Геоинформационный пространственный анализ позволил определить участок нефтепроявления, где содержание нефтепродуктов в почве превышает 1 000

мг/кг сухой почвы. С помощью функций геообработки получены площади загрязненных земель на территории интерполяции данных (таблица 5). Общая площадь территории, на которой проводилась интерполяция – около 20 000 м<sup>2</sup>.

Таким образом, общая площадь участков, загрязненных нефтепродуктами, составляет 1 132 м<sup>2</sup>.

Таблица 5

Площади земельных участков с различным содержанием нефтепродуктов на глубине 0-20 см

№	Нефтепродукты, мг/кг	Площадь, м <sup>2</sup>	№	Нефтепродукты, мг/кг	Площадь, м <sup>2</sup>
1	менее 50	17 090	8	5 000-7 500	222
2	50-250	934	9	7 500-10 000	80
3	250-500	173	10	10 000 - 20 000	83
4	500-750	176	11	более 20 000	42
5	750-1 000	278	12	более 1 000	1 132
6	1 000-2 500	451		<b>всего</b>	<b>19 784</b>
7	2 500-5 000	255			

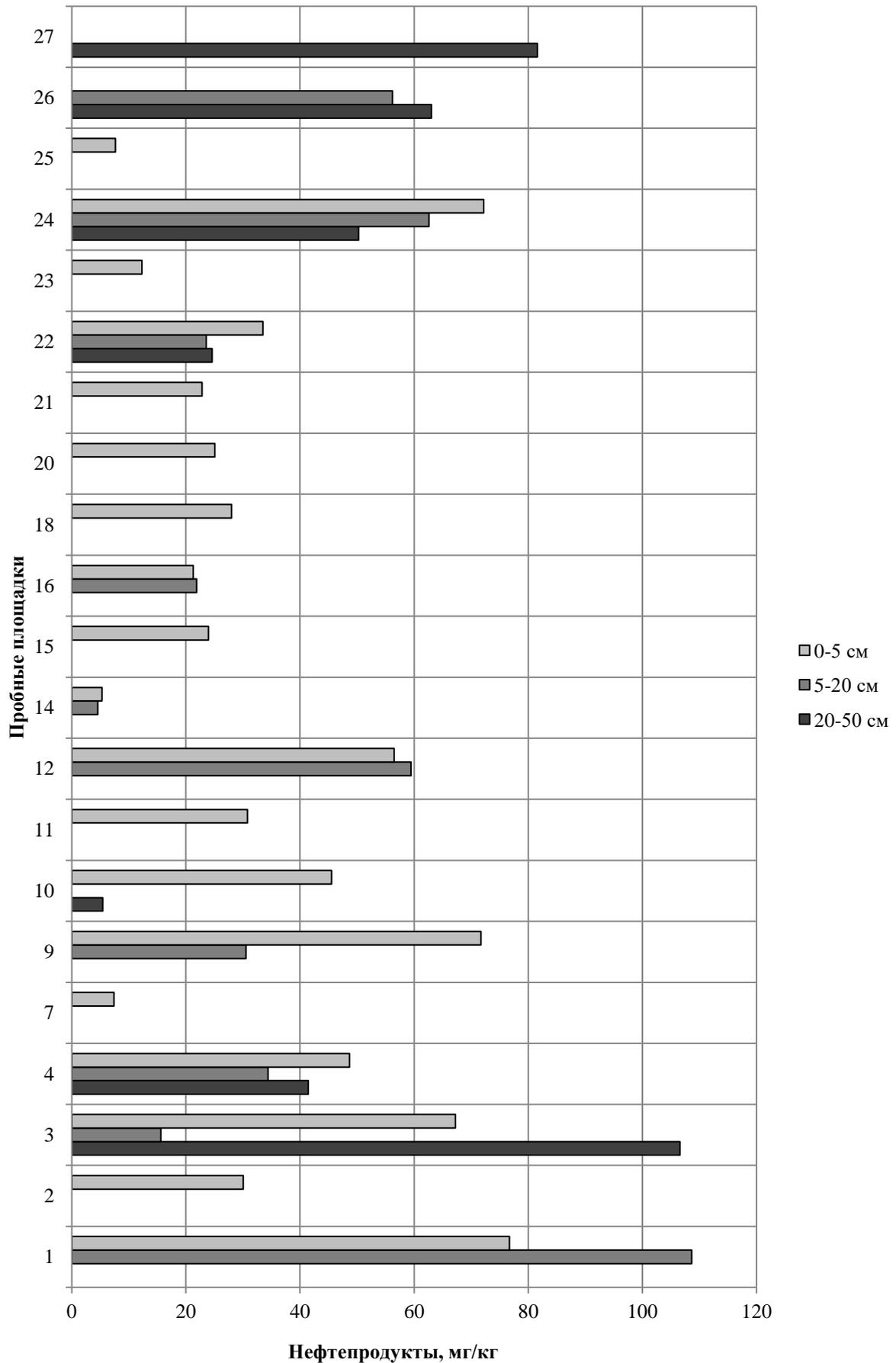


Рис. 6. Вертикальное распределение нефтепродуктов по почвенному профилю (на площадках, где содержание нефтепродуктов не превышает 110 мг/кг).

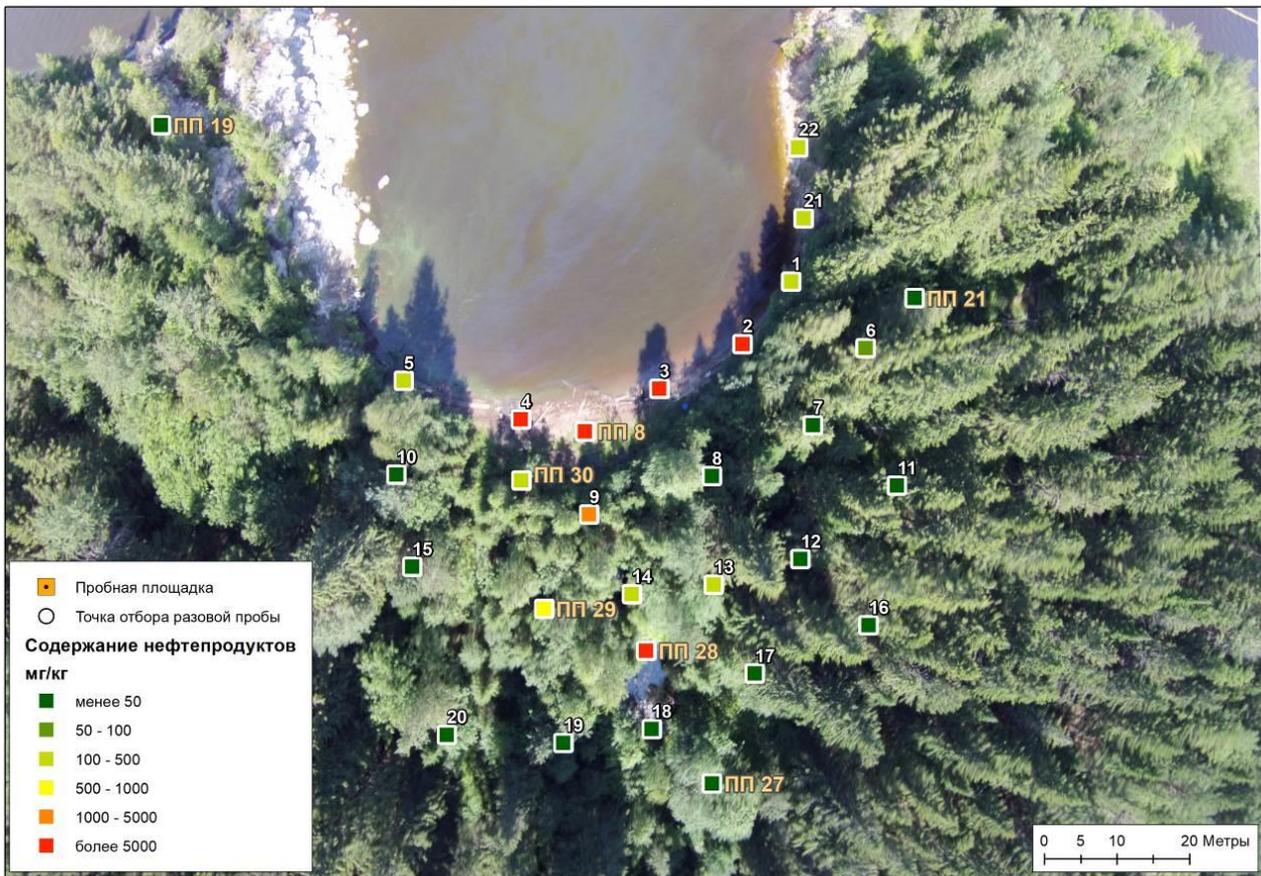


Рис. 7. Содержание нефтепродуктов в почве обследуемой территории

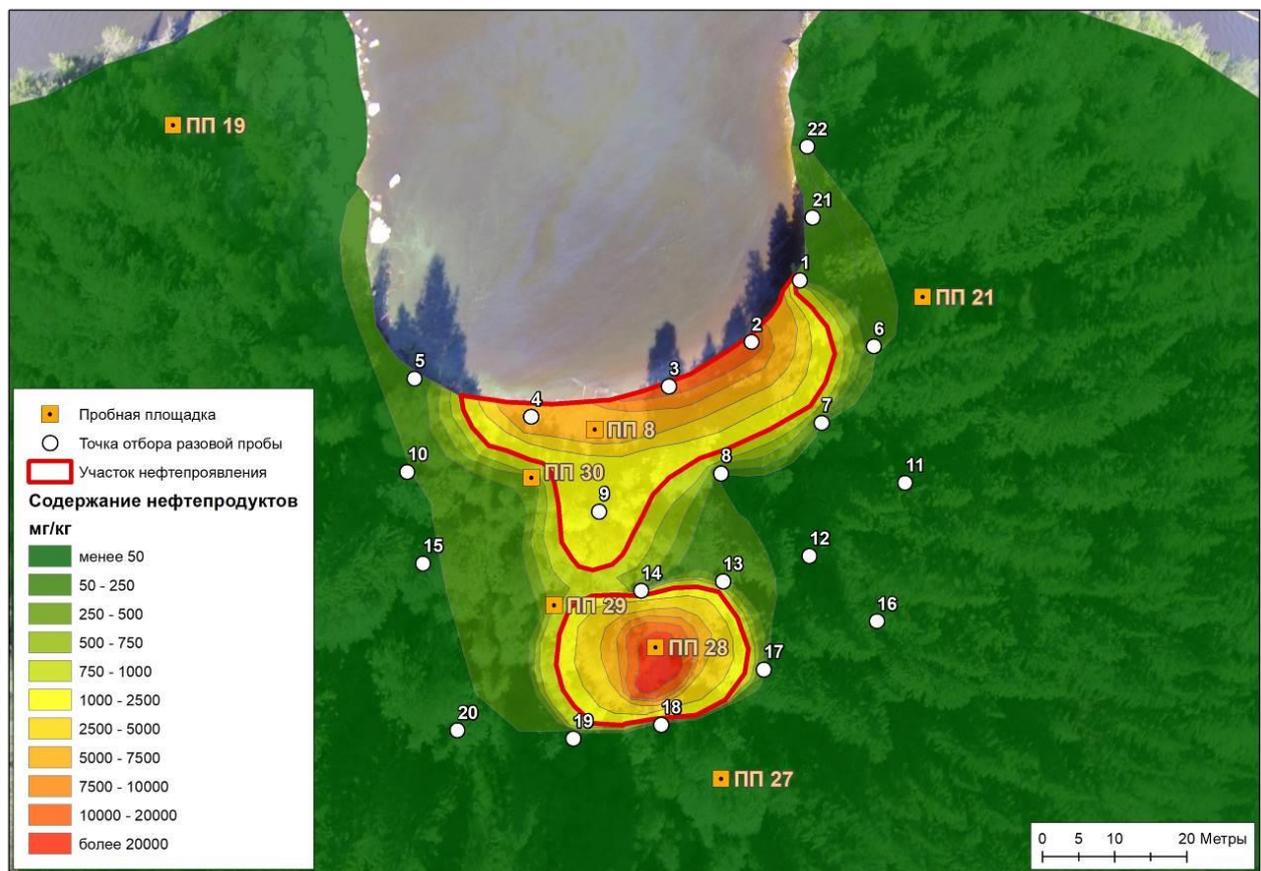


Рис. 8. Картограмма содержаний нефтепродуктов в почве

**Выводы**

Основное загрязнение земель нефтепродуктами происходит вдоль береговой линии залива и в районе карстовой воронки, находящейся в 30 м от границы водного объекта. Источниками углеводородов могут быть: водохранилище и/или карстовые полости на суше. Постоянное поступление загрязнения в вышеуказанные объекты свидетельствует о преобладании глубинных источников миграции нефти.

Соответственно для предотвращения миграции углеводородов в водохранилище и карстовые полости необходима разработка технических мероприятий в масштабах всего месторождения нефти.

На основе результатов лабораторных анализов составлена картограмма содержаний нефтепродуктов в почве с применением метода интерполяции естественной окрестности. Геоинформационный пространственный анализ позволил определить участок нефтепроявления, где содержание нефтепродуктов в почве превышает 1 000 мг/кг сухой почвы. С помощью функций геообработки получены площади загрязненных земель. Расчетная площадь участков, загрязненных нефтепродуктами, составляет 1 132 м<sup>2</sup>.

Необходима разработка новых методов и технологий рекультивации, ремедиации предназначенных для территории и акватории карстовых воронок и проектирование природно-технических систем, природно-техногенных экосистем для разрушения нефти и продуктов ее трансформации в окружающей среде.

**Библиографический список**

1. *Арестова И.Ю., Опекунова М.Г., Опекунов А.Ю., Кукушкин С.Ю.* Эколого-геохимическая оценка состояния природной среды в районах нефтедобычи // *Геохимия биосферы*. М.; Смоленск. 2006. С. 41-42.
2. *Бачурин Б.А., Одинцова Т.А.* Проблемы диагностики и контроля нефтяных загрязнений природных геосистем// *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2005. № 9-10. С. 79-82.
3. *Бузмаков С.А.* Восстановление земель при различных уровнях загрязнения нефтью// *Записки Горного института*. 2013. СПб. Т.203. С.128-132.
4. *Геннадиев А.Н., Пиковский Ю.И., Цибарт А.С., Смирнова М.А.* Углеводороды в почвах: происхождение, состав, поведение (обзор)// *Почвоведение*. 2015. № 10. С. 1195-1209.
5. *Губайдуллин М.Г., Калашиников А.В., Колосов Д.Ф., Бурков Д.В.* Оценка воздействия нефтегазовых объектов на почвы и растительность юго-восточной части Большеземельской тундры. Северный федеральный университет, Архангельск, 2017. 188с.
6. *Костарев С.М.* Формирование техногенных скоплений компонентов глубинных флюидов в приповерхностных массивах горных пород (на примере районов нефтедобычи Пермской области) // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ* №5, 2004. С.132-143.
7. *Мещерякова О.Ю.* Зонирование закарстованных территорий по степени устойчивости

к нефтяному загрязнению // *Геология и полезные ископаемые западного Урала*. 2015. - № 15. С. 136-139.

8. *Национальный атлас почв Российской Федерации* / М.: Астрель: АСТ, 2001. – 632 с.

9. *Оборин А.А., Хмурчик В.Т., Иларионов С.А., Маркарова М.Ю., Назаров А.В.* Нефтезагрязненные биогеоценозы (Процессы образования, научные основы восстановления, медико-экологические проблемы) / УрО РАН; Перм. гос. ун-т; Перм. гос. техн. ун-т. Пермь, 2008. 511с.

10. *Пиковский Ю.И., Геннадиев А.Н., Краснопеева А.А. Пузанова Т.А.* Углеводородные геохимические поля в почвах района нефтяного промысла // *Вестник Московского ун-та. Серия 5. География*. 2009. №5. С. 28-34.

11. ПНД Ф 16.1:2.2.22-98 Методика выполнения измерений массовой доли нефтепродуктов в минеральных, органогенных, органо-минеральных почвах и донных отложениях методом ИК-спектроскопии. Государственный комитет Российской Федерации по охране окружающей среды. Москва, 1998 (издание 2005 г.). 21 с.

12. *Сванидзе И.Г., Моисеенко Т.И., Якимов А.С., Соромотин А.В.* Воздействие техногенного галогенеза на водосборные ландшафты речных долин и водные системы (на примере юга Тюменской области) *Водные ресурсы*. 2014. Т. 41. № 1. С. 94-103.

13. *Соромотин А.В.* Нефтяное загрязнение земель в зоне средней тайги Западной Сибири // *Экология и промышленность России*. 2004. № 8. С. 8-11.

14. *Соромотин А.В.* Экологические последствия различных этапов освоения нефтегазовых месторождений в таежной зоне Западной Сибири// *Антропогенная трансформация природной среды*. 2014. № 1. С. 30-34.

15. *Хаустов А.П., Редина М.М.* Геохимические маркеры на основе соотношений концентраций ПАУ в нефти и нефтезагрязненных объектах// *Геохимия*. 2017. № 1. С. 57-67.

16. *Хаустов А.П., Редина М.М., Луценкова Е.О.* Проблемы оценки трансформации углеводородных загрязнений при аварийных разливах // *Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе*. 2011. № 6. С. 8-13

17. *Хаустов А.П., Редина М.М., Яковлева Е.В.* Водопроявления подземных вод как геохимические системообразующие объекты (интерпретация на основе распределения ПАУ)// *Геоэкология. Инженерная геология, гидрогеология, геокриология*. 2018. № 3. С. 3-17.

18. *Buzmakov S., Egorova D., Gatina E.* Effects of crude oil contamination on soils of the Ural region // *Journal of Soils and Sediments*. 2018. pp 38–48.

19. *Sibson, R.* A brief description of natural neighbor interpolation (Chapter 2). In V. Barnett (ed.). *Interpolating Multivariate Data*. New York: John Wiley & Sons, 1981. pp. 21–36.

20. *Watson, D.* *Contouring: A Guide to the Analysis and Display of Spatial Data*. London: Pergamon Press, 1992. P. 321.

Поступила в редакцию: 01.09.2019 г.

**Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках:**

*Бузмаков С.А.* Загрязнение почв при углеводородных миграциях в карстовых районах // Антропогенная трансформация природной среды. 2019. №5. С. 21-30.

**Please cite this article in English as:**

*Buzmakov S.A.* Soil pollution at hydrocarbon migrations in the karst areas // Anthropogenic transformation of the natural environment. 2019. №5. P. 21-30

УДК 502.521

**Екатерина Алексеевна Дзюба**Пермский государственный национальный  
исследовательский университет,  
614990, Пермь, Букирева, 15  
e-mail: [aea\\_eco@mail.ru](mailto:aea_eco@mail.ru)**Ekaterina A. Dziuba**Perm State University  
15, Bukireva st., Perm, 614990**НОРМАТИВЫ ДОПУСТИМОГО ОСТАТОЧНОГО СОДЕРЖАНИЯ НЕФТИ И ПРОДУКТОВ ЕЁ  
ТРАНСФОРМАЦИИ В ПОЧВАХ ПЕРМСКОГО КРАЯ И ДРУГИХ РЕГИОНАХ РОССИИ**

В статье приводится обзор региональных нормативов допустимого остаточного содержания нефти и продуктов её трансформации (ДОСНП) в почве после проведения рекультивационных работ в Пермском крае и других регионах России. Приводятся нормативно-правовые акты, устанавливающие нормативы в регионах России. На данный момент нормативы ДОСНП установлены в следующих регионах: Республика Удмуртия, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Ненецкий автономный округ, Республика Татарстан, Республика Коми, Чувашская Республика, Пермский край. В Пермском крае нормативы ДОСНП установлены для земель сельскохозяйственного назначения и земель лесного фонда, для следующих типов почв: дерново-подзолистые, преимущественно глубокоподзолистые; подзолы иллювиально-железистые (подзолы иллювиально-малогумусовые); торфяные болотные верховые. Исходя из анализа нормативов, разработанных для субъектов Российской Федерации, можно сказать о том, что нормативы ДОСНП для Пермского края одни из самых низких. Более высокие нормативы в Пермском крае установлены только для торфяно-болотных почв (5,3 г/кг) на землях сельскохозяйственного назначения, что оправдано тем, что для данных почв характерно естественное содержание углеводов. Значения для других типов почв значительно ниже, чем установленные в других регионах.

**Ключевые слова:** антропогенная трансформация, ДОСНП, нефтепродукты, нефть, Пермский край, почвы, рекультивация, экологическое нормирование

**STANDARDS OF ADMISSIBLE RESIDUAL CONTENT OF OIL AND PRODUCTS OF ITS  
TRANSFORMATION IN SOIL IN THE PERM REGION AND OTHER REGIONS OF RUSSIA**

The article provides an overview of the regional standards for the permissible residual content of oil and its transformation products (DOSNP) in the soil after reclamation works in the Perm Territory and other regions of Russia. Regulatory acts establishing standards in the regions of Russia are given. At the moment, the standards of DOSNP are established in the following regions: the Republic of Udmurtia, the Khanty-Mansi Autonomous Area - Yugra, the Nenets Autonomous Region, the Republic of Tatarstan, the Komi Republic, the Chuvash Republic, the Perm Territory. In the Perm Territory, the DOSNP standards are established for agricultural land and forest land, for the following soil types: sod-podzolic, mostly deep podzolic; podzols illuvial-ferruginous (podzols illuvially-low-humus); peat bog riding. Based on the analysis of the standards developed for the subjects of the Russian Federation, it can be said that the standards of DOSNP for the Perm Territory are among the lowest. Higher standards in the Perm Krai are established only for peat soils (5.3 g / kg) on agricultural land, which is justified by the fact that these soils are characterized by a natural content of hydrocarbons. Values for other soil types are significantly lower than those established in other regions.

**Key words:** anthropogenic transformation, DOSNP, petroleum products, oil, Perm region, soil, recultivation, environmental rationing

На основе приказа Министерства природных ресурсов Российской Федерации № 574 от 12 сентября 2002 года [23] ДОСНП устанавливаются для основных типов (подтипов) почв, распространенных на территориях субъектов Российской Федерации, с учетом зонально-биоклиматических и ландшафтно-литологических факторов (в том числе гранулометрического состава и строения почвенного профиля, категории и вида использования земель, а также химического состава

нефтей и продуктов их трансформации). Определение норматива ДОСНП в почве, учитывая природные особенности, имеет теоретическую проработку, основанную, прежде всего, на устойчивости почв разных природных зон к антропогенному воздействию [2, 3, 5, 6, 9, 10, 12-16, 32-35]. Несмотря на это, в научной литературе не существует единой точки зрения на экологическое нормирование почв, учитывающее особенности антропогенной нагрузки.

В официальных документах, связанных с вопросами оценки допустимого остаточного содержания нефти в почве (ДОСНП), также не

существует единого подхода к определению допустимых концентраций нефти в почвах разных категорий земель [37].

Анализируя зарубежные нормативные документы, можно увидеть некоторую упрощенность системы экологического нормирования, в котором зачастую не учитывается почвенный тип, однако детально прорабатывается характеристика допустимого содержания загрязняющих веществ в почве в зависимости от фракционного состава нефтепродуктов и присутствия в них индивидуальных загрязняющих веществ [38-40]. В то же время в вопросах нормирования в зависимости от антропогенной нагрузки в зарубежных работах также нет однозначного подхода, и нормы ДОСНП разрабатываются, как правило, лишь для селитебных территорий. В частности, в Федеральном законе о защите почв Германии используются стандарты для детских площадок, рекреационных объектов, промышленных площадок [39]. Допустимое содержание бенз(а)пирена для детских площадок принимается равным 2, для жилых зон – 4, в парках – 10, для промышленных зон города – 12 мг/кг.

Применение фоновых уровней углеводородов в почве в качестве показателей допустимого содержания требует отдельного рассмотрения. Фоновое содержание углеводородов в почве зависит от геохимических особенностей территории с учетом естественного выноса углеводородных соединений из ее глубин (иммонационные явления). Наличие растительности на поверхности и органического вещества в почвенном слое также вносит вклад в величины фоновых концентраций углеводородов. Таким образом, фоновое содержание нефти в почве представляет собой сумму результатов природных глубинных эмиграций нефти и газа, а также трансформации растительности и органического вещества в верхней части почвенного профиля. В верхних болотах фоновое содержание углеводородов может изменяться в широких пределах от 0.5 до 2 г/кг сухой торфяной массы, в низинных болотах около 0.5 г/кг, в минеральных почвах около 0.01 г/кг [4, 7, 15].

Скорее всего, ориентация на фоновое содержание углеводородов в почве при установлении норм ДОСНП является наиболее актуальной при нормировании содержания нефти в особо охраняемых природных местах, например, на землях особо охраняемых природных территорий, на землях сельскохозяйственного назначения, водоохранных, рыбоохранных территориях речных долин, шельфовой зоны и т.д. Так, до сих пор открыт вопрос о защите «нерестовых» рек от нефтяного загрязнения. Существуют два варианта решения этой проблемы: использование в качестве допустимых величины полученные экспериментальным путем значения ДОСНП (до 5 г/кг для торфяных почв) [28, 29] либо ориентация на фоновое содержание нефти для этих почв (1–2 г/кг). Практики чаще всего на территориях с высоким статусом экологической охраны, устанавливают значения, близкие к фоновым [19].

На протяжении последних 10–15 лет прослеживается тенденция изменения значений

ДОСНП в сторону их увеличения. Например, в нормативах для территории Республики Коми от 0.5–3.0 до 30–50(80) г/кг [8]. Причина состоит в большом доверии исследователей природным механизмам самовосстановления почв по сравнению с техническими методами удаления нефти, то есть с применением бульдозеров, экскаваторов, снимающих плодородный слой вместе с нефтью. Отмечается также корректировка значений ДОСНП по видам хозяйственного использования земель. Для территории Республики Коми установлено увеличение в разы пороговых величин для земель промышленности относительно прочих категорий.

Постановлением Правительства Пермского края от 20 декабря 2018 года № 813-п утверждены региональные нормативы ДОСНП, а также утвержден порядок их применения [20]. В Пермском крае нормативы ДОСНП установлены для трех типов почв для земель сельскохозяйственного назначения и земель лесного фонда (Таблица 1).

Региональные нормативы имеют свою специфику, несмотря на то, что разрабатываются они на основе единых рекомендаций по разработке и введению в действие нормативов допустимого остаточного содержания нефти и продуктов ее трансформации в почвах после проведения рекультивационных и иных восстановительных работ [11, 23].

Для некоторых регионов России нормативы ДОСНП были установлены ранее, чем в Пермском крае. К этим регионам относятся Республика Удмуртия [22, 29], в Ханты-Мансийский автономный округ – Югра [19], в Ненецкий автономный округ [17], в Республика Татарстан [24-28] в Республика Коми [21], в Чувашская Республика [18]. Для некоторых регионов на данный момент нет принятых нормативов ДОСНП, но есть научно-обоснованные рекомендации. К таким регионам относятся: Ленинградская область [1, 36], Сахалинская область [30].

В таблице 2 представлено сравнение нормативов ДОСНП, разработанных для Пермского края с нормативами других регионов.

В Ханты-Мансийском автономном округе – Югре региональные нормативы приняты раньше всех других регионов. Разработанный норматив сделан на основе общепринятой в почвоведении индексации почвенных горизонтов, учитываются надтипные группы, гранулометрический состав и типы почв. Принятые значения норматива ДОСНП для ХМАО-Югра находятся в диапазоне от 0,1 г/кг до 60 г/кг в целом по всем зонам. В подзоне среднетаежных и северотаежных почв этот диапазон находится в интервале от 2 г/кг до 60 г/кг [19].

В Республике Коми [21], в отличие от ХМАО-Югра, не учитываются почвенные горизонты, а также гранулометрический состав, но отдельно выделяются особенности внутри группы (по почвенному профилю и гранулометрическому составу). Принятые значения норматива ДОСНП находятся в диапазоне от 1 г/кг до 80 г/кг в целом по всем зонам, и в частности внутри категории земель сельскохозяйственного назначения.

Таблица 1

**Региональные нормативы допустимого остаточного содержания нефти и продуктов ее трансформации в почвах Пермского края [20]**

Тип почвы	Нормативное значение, г/кг	
	Земли сельскохозяйственного назначения	Земли лесного фонда
Дерново-подзолистые, преимущественно глубокоподзолистые	2,4	1,5
Подзолы иллювиально-железистые (подзолы иллювиально-малогумусовые)	1,0	1,4
Торфяные болотные верховые	5,3	2,8

В Ненецком Автономном округе нормативы ДОСНП разработаны не только для почв, но и для донных отложений [17]. Для принятых нормативов учитывается надтиповая группа, типы почв, гранулометрический состав и почвенные горизонты. Нормативы разработаны для большого числа природных зон, учитывая несколько категорий земель. Принятые значения норматива ДОСНП находятся в диапазоне от 0,1 г/кг до 30 г/кг в целом по всем зонам. Важно отметить, что верхняя граница норматива, которая установлена для торфяно-

болотных верховых, торфяно-болотных низинных почв в верхнем горизонте. И это в 2 раза меньше, чем установленный норматив ДОСНП для ХМАО-Югра и Республики Коми.

В Республике Татарстан нормативы ДОСНП разработаны для черноземов оподзоленных, черноземов типичных, дерново-подзолистых, темно-серых лесных, дерново-карбонатных выщелоченных, дерново-карбонатных оподзоленных почв по различному целевому назначению [24-28].

Таблица 2

**Нормативы ДОСНП регионов Российской Федерации для типов почв, характерных для Пермского края [17-19, 21, 22, 24-29]**

Свойства почвы	Надтиповая группа	Органогенные	Органоминеральные естественные и антропогенно преобразованные почвы				
			Легкий, средний, тяжелый суглинков и глины		Песок и супесь		
Гранулометрический состав		Любой					
Типы		Торфяно-болотные верховые	Дерново-подзолистые		Подзолы		
Категория земель		с/х назначения	лесного фонда	с/х назначения	лесного фонда	с/х назначения	лесного фонда
<i>Республика Коми</i>		5 <sup>1</sup> 30 <sup>2</sup>	30	1 <sup>1</sup> 10 <sup>2</sup>	30	1 <sup>1</sup> 10 <sup>2</sup>	10
<i>Республика Татарстан</i>		-	-	2	5	-	-
<i>Республика Удмуртия</i>		2	3	3,2		-	-
<i>ХМАО</i>		-	60	5	30	5	15
<i>Республика Чувашия</i>		-	-	2	5	-	-
<i>Пермский край</i>		5,3	2,8	2,4	1,5	1	1,4

Примечания:

<sup>1</sup> пашни, <sup>2</sup> сенокосы и пастбища

В Чувашской Республике [18] нормативы ДОСНП разработаны отдельно для пахотного слоя (земли сельскохозяйственного назначения) и для горизонта А1 (гумусовый, дерновой слой). Нормативы разработаны для почв, находящихся в одной надтиповой группе. Значения норматива не зависят от гранулометрического состава. Изменение норматива в рамках одной категории землепользования наблюдается только по типам почв. Все нормативы распространяются на подзону южнотаежных и лесостепных почв, с выделением категорий земель, так как земли сельскохозяйственного назначения, земли лесного фонда и земли особо охраняемых

природных территорий и объектов. Значения принятого норматива ДОСНП находятся в диапазоне от 2 до 5 г/кг, с наибольшим значением для земель лесного фонда.

В Республике Удмуртия [22, 29] норматив ДОСНП разработан отдельно для торфяных почв южнотаежной и лесостепной природно-климатической зоны и для дерново-подзолистых суглинистых почв (принято два отдельных приказа в 2015 и 2017 годах соответственно). Для дерново-подзолистых суглинистых почв принят норматив ДОСНП равный 3,2 г/кг. Разработанный норматив не учитываются почвенные горизонты, природные зоны,

а также не учитывает виды использования земель. Для торфяных почв южнотаежной и лесостепной природно-климатической зоны норматив разработан, не учитывая почвенных горизонты, гранулометрический состав, но в данном случае учитываются категории землепользования и природные зоны. Норматив разработан для земель сельскохозяйственного назначения (2000 мг/кг) и земель лесного фонда (3000 мг/кг).

Для Ленинградской области нет нормативно-правового акта, устанавливающего норматив ДОСНП, но есть публикации о разработке норматива ДОСНП [1]. Значения рекомендованного норматива ДОСНП, который получил положительное заключение Государственной экологической экспертизы и проходит процедуру дальнейшего согласования, и утверждения в отделе нормирования Минприроды опубликованы в отчете БАЛТНЕФТЕПРОВОДА (норматив от 5 до 8 г/кг) [36].

В Санкт-Петербурге на региональном уровне приняты следующие допустимые уровни содержания нефтепродуктов: в почве селитебных зон – 0,18 г/кг; в почве автозаправочных станций – 0,275 г/кг; в почве нефтехранилищ и площадок разгрузки нефтепродуктов – 2 г/кг [31], но отсутствуют норматив ДОСНП.

Для Сахалинской области есть разработанный проект ОВОС [30], но нормативно-правовой акт, устанавливающий норматив ДОСНП отсутствует. В предлагаемых нормативах учитываются надтиповые группы, гранулометрический состав, типы почв и почвенные горизонты.

Анализируя таблицу 2, можно отметить, что нормативы, разработанные для Пермского края, отличаются от нормативов, разработанных для других регионов.

Для торфяно-болотных верховых почв нормативы, помимо Пермского края, нормативы ДОСНП разработаны в Республике Коми, Республике Удмуртия и ХМАО, которые находятся по соседству с Пермским краем, что говорит о некотором сходстве природных условий. Норматив для этого типа почв разработан для земель сельскохозяйственного назначения и земель лесного фонда. В Республике Коми отдельно разработан норматив для пашни и отдельно для сенокосов и пастбищ в категории земель сельскохозяйственного назначения. Норматив для пашни составляет 5 г/кг, что соответствует нормативу в Пермском крае.

Для земель лесного фонда и категории сенокосов и пастбищ норматив в Республике Коми составляет 30 г/кг. Для земель сельскохозяйственного назначения это значение больше норматива в Пермском крае в 5,7 раз (в Пермском крае он равен 5,3 г/кг), и в 15 раз больше чем для почв Республики Удмуртия. Для земель лесного фонда максимальное значение норматива отмечено в ХМАО (60 г/кг), в Республике Коми этот норматив меньше в два раза (30 г/кг). Наиболее низкий норматив, в 21 раз меньше чем в ХМАО, установлен в Пермском крае. В

Республике Удмуртия норматив немного выше, чем в Пермском крае.

Для дерново-подзолистых почв норматив разработан во всех регионах, в которых приняты региональные нормативы ДОСНП. В Республике Коми для земель сельскохозяйственного назначения так же проводится деление на пашни и сенокосы и пастбища. Если брать во внимание только сенокосы и пастбища, то значение нормативы в Республике Коми получится самым мягкими среди регионов (10 г/кг). В ХМАО установлен норматив в два раза меньше, чем в Республике Коми (5 г/кг), минимальное значение норматива установлено в Республиках Татарстан и Чувашия (2 г/кг). В Пермском крае установлено значение близкое к минимальным (2,4 г/кг), которое в 4 раза меньше, чем в Коми. В Республике Удмуртия установлен единый норматив, без учета категорий земель. Значение норматива (3,2 г/кг) больше, чем в Пермском крае почти в 1,5 раза для земель сельскохозяйственного назначения. Для земель лесного фонда максимальное значение норматива установлено для ХМАО (30 г/кг), а минимальное, в Пермском крае (1,5 г/кг), что меньше в 20 раз. Так же, значение установленного в Пермском крае более чем в 2 раза меньше, чем для Республики Удмуртия.

Для подзолов норматив ДОСНП утвержден в Республике Коми, ХМАО и Пермском крае. Для земель сельскохозяйственного назначения максимальное значение установлено в Республике Коми для сенокосов и пастбищ (10 г/кг), в ХМАО это значение в 2 раза меньше, а в Пермском крае в 10 раз меньше. Для земель лесного фонда максимальное значение установлено в ХМАО (15 г/кг), в Республике Коми это значение меньше в 1,5 раза, а в Пермском крае оно меньше, чем в ХМАО в 10 раз.

Анализ нормативов, разработанных для субъектов Российской Федерации, показал, что нормативы ДОСНП для Пермского края одни из самых жестких. Более высокие нормативы в Пермском крае установлены только для пашни на землях сельскохозяйственного назначения в Республике Коми.

#### **Заключение**

Разработка региональных нормативов ДОСНП на данный момент является важной частью экологического нормирования в России. Регионы, в которых ведется добыча полезных ископаемых, а в частности нефти и нефтепродуктов, подвержены серьезному антропогенному воздействию от этой деятельности. Почва, как один из основных компонентов природной среды, подверженных загрязнению нефтью и нефтепродуктами, требует отдельного внимания. До введения данного норматива не было единых определенных требований к качеству почв после рекультивационных работ. Введение региональных нормативов позволяет каждому региону самостоятельно устанавливать нормы, с учетом своим природным особенностям.

В Пермском крае Постановлением Правительства от 20 декабря 2018 года № 813-п утверждены региональные нормативы ДОСНП, а также утвержден порядок их применения. Нормативы ДОСНП

установлены для земель сельскохозяйственного назначения и земель лесного фонда, для следующих типов почв: дерново-подзолистые, преимущественно глубокоподзолистые; подзолы иллювиально-железистые (подзолы иллювиально-малогумусовые); торфяные болотные верховые.

Для некоторых регионов России нормативы ДОСНП были установлены ранее, чем в Пермском крае. К этим регионам относятся Республика Удмуртия, в Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, в Ненецкий автономный округ, в Республика Татарстан в Республика Коми, в Чувашская Республика. Для некоторых регионов на данный момент нет принятых нормативов ДОСНП, но есть научно-обоснованные рекомендации. К таким регионам относятся: Ленинградская область, Сахалинская область.

Анализ нормативов, разработанных для субъектов Российской Федерации, показал, что нормативы ДОСНП для Пермского края одни из самых жестких. Более высокие нормативы в Пермском крае установлены только для пашни на землях сельскохозяйственного назначения в Республике Коми.

#### Библиографический список

1. Бакина Л.Г., Капелькина Л.П., Чузунова М.В., Бардина Т.В., Герасимов А.О. О разработке региональных нормативов допустимого остаточного содержания нефти и продуктов ее трансформации в почвах Ленинградской области // Региональная экология. 2010. №1-2, С. 33-40.
2. Бузмаков С.А. Введение в антропогенную трансформацию природной среды // Антропогенная трансформация природной среды. 2018. №4. С. 5-9.
3. Бузмаков С.А. Восстановление земель при различных уровнях загрязнения нефтью // Записки Горного института. 2013. Т. 203. С. 128-132.
4. Бузмаков С.А. Основные направления оптимизации экологической политики при эксплуатации нефтяных месторождений // Географический вестник. 2007. № 1-2. С. 162-167.
5. Бузмаков С.А., Костарев С.М. Техногенные изменения компонентов природной среды в нефтедобывающих районах Пермской области. Пермь, Изд-во Пермского университета, 2003. -171 с.
6. Бузмаков С.А., Хотяновская Ю.В., Андреев Д.Н., Егорова Д.О., Назаров А.В. Индикация состояния экосистем в условиях нефтепромыслового техногенеза // Географический вестник = Geographical bulletin. 2018. №4(47). С. 90–102. Doi: 10.17072/2079-7877-2018-4-90-102
7. Бузмаков С.А., Кулакова С.А. Формирование природно-техногенных экосистем на территории нефтяных месторождений // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2007. №1. С.20-24.
8. Временный регламент приемки нарушенных и загрязненных нефтью и сопутствующими пластовыми водами земель после проведения восстановительных работ для Усинского района Республики Коми. Сыктывкар, 1995.
9. Глазовская М.А. Геохимия природных и техногенных ландшафтов СССР. М.: Высшая школа, 1988, 328 с.
10. Глазовская М.А. Методологические основы эколого-геохимической устойчивости почв к техногенным воздействиям. М.: Изд-во Моск. ун-та, 1997, 102 с.
11. Дзюба Е.А. Разработка нормативов допустимого остаточного содержания нефти и продуктов трансформации (ДОСНП) в почве после проведения рекультивационных работ: обзор опыта субъектов РФ // Антропогенная трансформация природной среды. 2018. №4. С. 142-148.
12. Егорова Д.О., Фарофонова В.В., Шестакова Е.А., Андреев Д.Н., Максимов А.С., Васянин А.Н., Бузмаков С.А., Плотникова Е.Г. Биоремедиация почвы, длительное время загрязненной дихлордифенилтрихлорэтаном, с использованием аэробного штамма *Phodococcus wratislaviensis* CH628 // Почвоведение. 2017. № 10. С. 1262-1269.
13. Мотузова Г.В. Загрязнение почв и сопредельных сред. М.: Изд-во Моск. ун-та, 2000.
14. Обухов А.И., Ефремова Л.Л. Охрана и рекультивация почв, загрязненных тяжелыми металлами // Тяжелые металлы в окружающей среде и охрана природы. М.: 1988. С. 23–36.
15. Пиковский Ю.И. Природные и техногенные потоки углеводов в окружающей среде. М.: Изд-во Моск. ун-та, 1993. 208 с.
16. Пиковский Ю.И., Геннадиев А.Н., Чернянский С.С., Сахаров Г.Н. Проблема диагностики и нормирования загрязнения почв нефтью и нефтепродуктами // Почвоведение. 2003. № 9. С. 1132–1140.
17. Постановление Администрации Ненецкого автономного округа от 15 декабря 2011 г. № 293-п «Об утверждении региональных нормативов допустимого остаточного содержания нефтяных углеводов и продуктов их трансформации в почвах и в донных отложениях водных объектов на территории Ненецкого автономного округа» (с изменениями на: 21.12.2016), [Электронный ресурс], режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/460401802> (Дата обращения: 19.01.2018).
18. Постановление Кабинета министров Чувашской Республики от 24.01.13 г. № 6 «Об утверждении нормативов допустимого остаточного содержания нефти и продуктов ее трансформации после проведения рекультивационных и иных восстановительных работ в дерново-подзолистых, светло-серых лесных, серых лесных, темно-серых лесных и аллювиальных дерновых почвах для земель сельскохозяйственного назначения, лесного фонда и особо охраняемых территорий и объектов на территории Чувашской Республики».
19. Постановление от 10.12.2004 г № 466-П «Об утверждении регионального норматива «Допустимое остаточное содержание нефти и нефтепродуктов в почвах после проведения рекультивационных и иных восстановительных работ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры»,

[Электронный ресурс], режим доступа: <http://khn.gov.ru/doc/16685> (Дата обращения: 19.01.2018).

20. Постановление Правительства Пермского края от 20 декабря 2018 г. № 813-п «Об утверждении региональных нормативов допустимого остаточного содержания нефти и продуктов ее трансформации в почвах Пермского края и Порядка их применения», [Электронный ресурс], режим доступа: <http://www.garant.ru/hotlaw/perm/1237578/> (Дата обращения: 28.01.2019).

21. Постановление правительства Республики Коми от 20 ноября 2007 года № 268 «О нормативах допустимого остаточного содержания нефти и продуктов ее трансформации в почвах после проведения рекультивационных и иных восстановительных работ на территории Республики Коми» (с изменениями на: 23.08.2017), [Электронный ресурс], режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/424055601> (Дата обращения: 19.01.2018).

22. Приказ Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Удмуртской Республики от 11 сентября 2015 года № 179 «Об установлении нормативов допустимого остаточного содержания нефти и нефтепродуктов в торфяных почвах на территории Удмуртской Республики», [Электронный ресурс], режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/430544669> (Дата обращения: 22.01.2018).

23. Приказ министерства природных ресурсов Российской Федерации от 12 сентября 2002 года № 574 «Об утверждении Временных рекомендаций по разработке и введению в действие нормативов допустимого остаточного содержания нефти и продуктов ее трансформации в почвах после проведения рекультивационных и иных восстановительных работ», [Электронный ресурс], режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/424055601> (Дата обращения: 19.01.2018).

24. Приказ Министерства экологии и природных ресурсов Республики Татарстан от 14 мая 2012 г. № 173-п «Об утверждении региональных нормативов «Допустимое остаточное содержание нефти и продуктов ее трансформации в светло-серых и серых лесных почвах Республики Татарстан после проведения рекультивационных и иных восстановительных работ для земель особо охраняемых территорий и объектов» (с изменениями на 7 мая 2013 года), [Электронный ресурс], режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/917050153> (Дата обращения: 19.01.2018).

25. Приказ Министерства экологии и природных ресурсов Республики Татарстан от 22 июля 2009 г. № 786 «Об утверждении регионального норматива «допустимое остаточное содержание нефти и продуктов ее трансформации в почве после проведения рекультивационных и иных восстановительных работ на территории Республики Татарстан», [Электронный ресурс], режим доступа: <http://eco.tatarstan.ru/dosnp.htm> (Дата обращения: 28.01.2019).

26. Приказ Министерства экологии и природных ресурсов Республики Татарстан от 14 июля 2011 года № 303-п «Об утверждении региональных нормативов «допустимое остаточное содержание нефти и продуктов ее трансформации в светло-серых и серых лесных почвах Республики Татарстан после проведения рекультивационных и иных восстановительных работ для земель сельскохозяйственного назначения», [Электронный ресурс], режим доступа: <http://eco.tatarstan.ru/dosnp.htm> (Дата обращения: 28.01.2019).

27. Приказ Министерства экологии и природных ресурсов Республики Татарстан от 14 мая 2012 года № 172-п «Об утверждении региональных нормативов «допустимое остаточное содержание нефти и продуктов ее трансформации в черноземах оподзоленных, дерново-подзолистых, светло-серых лесных, серых лесных и темно-серых лесных, дерново-карбонатных выщелоченных, дерново-карбонатных оподзоленных почвах Республики Татарстан после проведения рекультивационных и иных восстановительных работ для земель лесного фонда», [Электронный ресурс], режим доступа: <http://eco.tatarstan.ru/dosnp.htm> (Дата обращения: 28.01.2019).

28. Приказ Министерства экологии и природных ресурсов Республики Татарстан от 14 мая 2012 года № 174-п «Об утверждении региональных нормативов «допустимое остаточное содержание нефти и продуктов ее трансформации в черноземах оподзоленных, черноземах типичных, дерново-подзолистых, темно-серых лесных, дерново-карбонатных выщелоченных, дерново-карбонатных оподзоленных почвах Республики Татарстан после проведения рекультивационных и иных восстановительных работ для земель сельскохозяйственного назначения», [Электронный ресурс], режим доступа: <http://eco.tatarstan.ru/dosnp.htm> (Дата обращения: 28.01.2019).

29. Приказ от 27.04.2017 г. № 73 «Об установлении норматива допустимого остаточного содержания нефти и нефтепродуктов в дерново-подзолистых суглинистых почвах на территории Удмуртской Республики», [Электронный ресурс], режим доступа: <http://udmurtia-gov.ru/doc/53534> (Дата обращения: 19.01.2018).

30. Проект Норматива допустимого остаточного содержания нефти и продуктов ее трансформации в почвах Сахалинской области после проведения рекультивационных и иных восстановительных работ, [Электронный ресурс], режим доступа: <http://www.aleks-sakh.ru/novosti/2015/09/normativadopustimogoostatochnogosoderzhaniyneftii.pdf> (Дата обращения: 28.01.2018).

31. Распоряжение Председателя правительства Санкт-Петербурга от 30 августа 1994 года № 891-р «О введении регионального норматива по охране почв в Санкт-Петербурге», [Электронный ресурс],

режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/9102762>  
(Дата обращения: 28.01.2018).

32. Солнцева Н.П. Добыча нефти и геохимия природных ландшафтов. М.: Изд-во Моск. ун-та, 1998, 369 с.

33. Таскаев А.И., Маркарова М.Ю., Заикин И.А. Восстановление нефтезагрязненных земель на Севере // Экология и промышленность России. 2004. Спец. вып. С. 19–23.

34. Трофимов С.Я., Розанова М.С. Изменение свойств почв под влиянием нефтяного загрязнения // Деградация и охрана почв. М., 2002. С. 359-374.

35. Хотьяновская Ю.В. Оценка физиологического состояния растительности при нефтедобыче на юго-востоке Пермского края // Антропогенная трансформация природной среды. 2018. №4. С. 202-205.

36. Чистые земли, [Электронный ресурс], режим доступа:

[http://www.transneft.ru/u/section\\_file/484/24.pdf](http://www.transneft.ru/u/section_file/484/24.pdf) (Дата обращения: 28.01.2018).

37. Яковлев А.С., Никулина Ю.Г. Экологическое нормирование допустимого остаточного содержания нефти в почвах земель разного хозяйственного значения. Почвоведение. 2013. № 2. – С. 234-239.

38. CMR 40.0996(7), USA: Upper concentration levels (UCLs) in groundwater and soil.

39. Federal soil protection and contaminated sites ordinance. Berlin: Federal Law Gazette I., 1999. P. 1554.

40. William J.N. An overview of the USEPA national oil and hazardous substances pollution contingency plan. Subpart J. Product Schedule (40 CFR 300.900) // Spill Science & Technology Bulletin. 2003. V. 8. Iss. 5–6. P. 521–527.

*Поступила в редакцию: 01.09.2019 г.*

**Пробьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках:**

*Дзюба Е.А.* Нормативы допустимого остаточного содержания нефти и продуктов её трансформации в почвах Пермского края и других регионах России // Антропогенная трансформация природной среды. 2019. №5. С. 31-37.

**Please cite this article in English as:**

*Dziuba E.A.* Standards of admissible residual content of oil and products of its transformation in soil in the Perm region and other regions of Russia // Anthropogenic transformation of the natural environment. 2019. №5. P. 31-37.

УДК 54.168:374.001

**Дмитрий Ильич Перепелица**

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Пермский федеральный исследовательский центр Уральского отделения Российской академии наук  
614990, Пермь, Ленина, 13а  
e-mail: [perepelitsa\\_di@mail.ru](mailto:perepelitsa_di@mail.ru)

**Dmitri I. Perepelitsa**

Federal State Budgetary Institution of Science Perm Federal Research Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences  
13a, Lenina st., Perm, 614990

**К ВОПРОСУ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ В ПОВЕРХНОСТНЫЕ ВОДНЫЕ ОБЪЕКТЫ Р. ЯСЫЛ**

В работе рассмотрены основные характеристики водосбора реки Ясыл, рассмотрены основные характеристики водного режима реки. Выполнен анализ химического состава воды отобранной из различных точек речной сети. Результаты анализа нанесены на картографические материалы для выполнения пространственного анализа. Выявлены закономерности распределения основных химических элементов по длине водотока.

**Ключевые слова:** загрязнение нефтепродуктами поверхностных вод, карстовые районы, антропогенное воздействие на водотоки в карстовых районах, река Ясыл.

**TO THE QUESTION OF SOURCES OF OIL PRODUCTION IN THE SURFACE WATER OBJECTS R. YSYL**

In this paper, the main characteristics of the watershed of the Yasyl river are considered, the main characteristics of the water regime of the river are considered. The analysis of the chemical composition of water taken from various points of the river network was performed. The results of the analysis are plotted on cartographic materials for spatial analysis. The patterns of distribution of the main chemical elements along the length of the watercourse are revealed.

**Key words:** oil pollution of surface water, karst areas, anthropogenic impact on watercourses in karst areas, the Yasyl river.

Одним из наиболее опасных веществ, загрязняющих среду обитания, в силу своих свойств и масштабов использования является нефть. Нефтепродукты негативно воздействуют на почвенный слой, поверхностные воды и геологическую среду, в том числе и на подземные воды. Работы по добычи нефти всегда связаны с риском загрязнения окружающей среды нефтепродуктами. Дополнительные риски возникают при проведении работ в сложных геологических условиях, например в закарстованных районах. Ярким примером является добыча нефти на водосборе р. Ирень.

Ситуация с зафиксированными значительными превышениями концентраций нефтепродуктов в реке Ясыл, достаточно неоднозначна. Высокие концентрации нефтепродуктов в воде водотоков несколько раз фиксировались в разных точках водосбора. Источник поступления достоверно установить не удалось.

Река Ясыл является правобережным притоком реки Ирень. Площадь водосбора 47,6 км<sup>2</sup>, длина 11,6 км. Постоянных гидрометрических постов Росгидромета в исследуемом бассейне нет [1].

Река Ясыл начинается небольшим родником, несколько раз исчезает с поверхности и появляется вновь. Кроме более или менее крупных карстовых рек имеются мелкие карстовые ручьи. Эти ручьи вытекают из пещеры, неоднократно теряется и появляется вновь до впадения в р. Ирень.

Дно долины р. Ясыл, характеризуется залеганием гипсов и ангидритов под песчано-глинистыми отложениями ниже уровня минерализованных подземных вод. Не исключается возможность появления на поверхности провалов диаметром до 5 м.

На склонах долины р. Ясыл и суходолов, где карстующиеся сульфатные породы перекрыты элювиально-делювиальными и карстовыми отложениями мощностью до 25 м, есть условия для образования крупных подземных полостей, а на поверхности — провалов с поперечником до 12 м. характеризуются высоким залеганием гипсов и

ангидритов относительно уровня подземных вод и отсутствием покровных образований.

По водному режиму реки рассматриваемой территории относятся к типу с четко выраженным весенним половодьем, летне-осенними дождевыми паводками и длительной устойчивой зимней меженью. В питании водотоков преимущественное значение имеют снеговые воды. Доля талых вод в суммарном стоке достигает 70-90%. В среднем, примерно 20-30% годового стока формируется подземным путем [1].

Величина подземной составляющей стока наибольших значений (до 50% годового стока и более) достигает у карстовых водотоков, а также у рек, бассейны которых с поверхности сложены песчаными грунтами.

В ходе выполнения работ был выполнен отбор проб воды за три гидрологических сезона: в марте – период зимней межени и в апреле – период половодья, август – период летне-осенней межени. По отобраным пробам воды был выполнен химический анализ концентраций загрязняющих компонентов.

На исследуемом объекте был выполнен режимный отбор водных проб с признаками нефтяного загрязнения с целью установления химического состава взвесей и динамики изменения концентрации загрязнения воды нефтепродуктами и другими загрязняющими веществами.

Пробы подземных и поверхностных вод отбирались на определение содержания микроэлементов, тяжелых металлов, нефтепродуктов, изотопный состав O16, N3. Лабораторные работы также включали в себя сокращенный анализ водных проб: физические свойства, водородный показатель – pH, гидрокарбонат- и карбонат-ионы, хлориды, сульфаты, кальций, магний, сухой остаток, сумма натрия и калия (расчетом), виды жесткости (расчетом).

Отбор, хранение и транспортировка проб воды осуществлялись в соответствии с ГОСТ 17.1.5.04-81, ГОСТ 17.1.5.05-85, ГОСТ 31861-2012, ГОСТ 17.1.4.01. Химические анализы проб поверхностных и подземных вод выполнены в лаборатории кафедры динамической геологии и гидрогеологии геологического факультета ПГНИУ.

Пробы отбирались в 3 сезона – зимнюю межень (15-16 марта), весеннее половодье (27-28 апреля) и летнюю межень (1-2 августа).

Местоположение площадок отбора проб приведено на рисунке 1. Перечень площадок представлен в таблице 1. Фотографии участка выхода подземных вод, загрязненных нефтепродуктами, выполненные в разные периоды, представлены на рисунке 2. В ходе полевых работ отобрано 52 проб воды на химический состав.

Вода исследуемых точек имеет нейтральный pH (в среднем 7,4). В марте минерализация воды в среднем составляет 2470 мг/дм<sup>3</sup> (2,47 рыбохозяйственных ПДК (далее ПДК р/х)), минимальное значение 2200 мг/дм<sup>3</sup> зафиксировано в Родник 6, максимальное – 2760 мг/дм<sup>3</sup> зафиксировано в точке отбора Пещера.

В апреле минерализация воды достаточно высокая, в среднем 2050 мг/дм<sup>3</sup>, колеблется от 2500 мг/дм<sup>3</sup> в точке Родник 2 до 700 мг/дм<sup>3</sup> в точке Ручей 4. Такая высокоминерализованная вода характерна для закарстованных районов. Практически во всех точках (кроме ручья 4) наблюдается превышение ПДК р/х по минерализации более чем в 2 раза. Малая минерализация ручья 4 связана, по-видимому, с поверхностным стоком пресных талых вод. В целом, минерализация в период весеннего половодья ниже, чем в период зимней межени, что связано с притоком поверхностного (относительно пресного) стока.

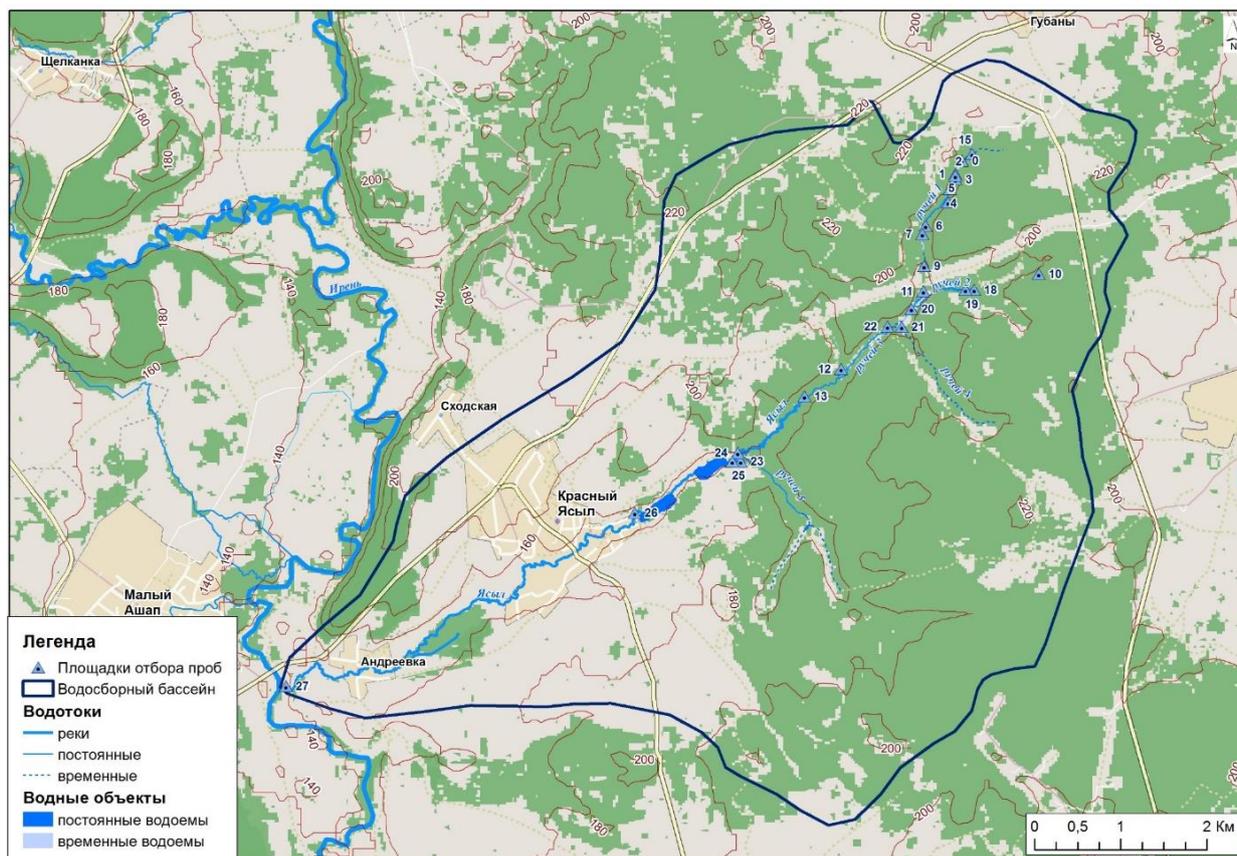
В целом вода исследуемого района сульфатно-кальциево-гидрокарбонатная, что опять же характерно для карстовых районов.

Таблица 1

#### Перечень пробных площадок

№	Описание	Поверхностные воды	Подземные воды
ПП 1	Родник 1		+
ПП 2	Родник 2		+
ПП 3	Родник 3		+
ПП 4	Дамба, ручей 1	+	
ПП 5	Восходящие грифоны, родник 5		+
ПП 6	Озеро, понор под скальное обнажение	+	
ПП 7	Ручей 1	+	
ПП 9	Понор перед трубопроводом	+	
ПП 10	Пещера		+
ПП 11	Родник 7 (ручей 1)		+
ПП 12	Родник 8		+
ПП 13	Выход реки, родник 9		+
ПП 15	Загрязненная карстовая воронка		
ПП 18	Родник 6 (ручей 2)		+
ПП 19	Ручей 2, ниже нефтеловушки	+	
ПП 20	Ручей 3, ниже слияния ручья 1 и ручья 2	+	

№	Описание	Поверхностные воды	Подземные воды
ПП 21	Ручей 4	+	
ПП 22	Ручей 3, ниже впадения ручья 4	+	
ПП 23	Ручей 5	+	
ПП 24	Река, выше впадения ручья 5	+	
ПП 25	Река, ниже впадения ручья 5	+	
ПП 26	Река, ниже прудов	+	
ПП 27	Река, устье	+	



**Рис.1. Местоположение площадок отбора проб**

В марте средняя концентрация сульфатов составляет 1478 мг/дм<sup>3</sup> (14 ПДК р/х), минимальная - 1280 мг/дм<sup>3</sup> (12 ПДК р/х) – Родник 6, максимальная – 1572 мг/дм<sup>3</sup> (15 ПДК р/х) – Ручей 2.

В апреле средняя концентрация сульфатов составляет 1198 мг/дм<sup>3</sup> (11 ПДК р/х), минимальная – 403 мг/дм<sup>3</sup> (4 ПДК р/х) – Ручей 4. Максимальная концентрация составила 1448 мг/дм<sup>3</sup> (14 ПДК р/х) – Родник 8, Скальный лог.

В марте средняя концентрация иона кальция составляет 607 мг/дм<sup>3</sup> (3,37 ПДК р/х), минимальная – 547 мг/дм<sup>3</sup> приурочена к Родник 6, максимальная - 694 мг/дм<sup>3</sup> (3,89 ПДК р/х) – точка Река Ясыл ниже прудов.

В апреле средняя концентрация иона кальция составляет 515 мг/дм<sup>3</sup> (2,86 ПДК р/х), минимальная – 174 мг/дм<sup>3</sup> приурочена к Ручью 4, максимальная - 611 мг/дм<sup>3</sup> (3,4 ПДК р/х) – точка Пещера.

На долю остальных макрокомпонентов остается менее 20% и их концентрация не превышают рыбохозяйственные ПДК. Средняя концентрация по иону магния составляет 30,4 мг/дм<sup>3</sup> (март) - 25,9

мг/дм<sup>3</sup>(апрель), варьируется от 7,6 мг/дм<sup>3</sup> (ручей 4 - апрель) до 39 мг/дм<sup>3</sup> (Пещера). Средняя концентрация иона хлора составляет 15,1 мг/дм<sup>3</sup> (март) 20,7 мг/дм<sup>3</sup> (апрель), варьируется от 2,1 мг/дм<sup>3</sup> (апрель, Ручей 4) до 72,7 мг/дм<sup>3</sup> (апрель, Родник 3). Причем характерно, что в период половодья концентрации хлоридов повышается, что свидетельствует о поверхностном источнике происхождения данного загрязняющего вещества. Средняя концентрация ионов натрия составляет 11,1 мг/дм<sup>3</sup> (в марте) и 9,62 мг/дм<sup>3</sup> (в апреле), варьируется от 1,0 мг/дм<sup>3</sup> (март, родник 5) до 38,8 мг/дм<sup>3</sup> (апрель, родник 2). Средняя концентрация ионов калия составляет 1,0 мг/дм<sup>3</sup> (март) 0,81 мг/дм<sup>3</sup> (апрель), варьируется от 0,2 мг/дм<sup>3</sup> (март, Ручей 2) до 1,7 мг/дм<sup>3</sup> (март, Родник 3.1). Распространение концентраций основных макрокомпонентов достаточно равномерно по исследуемой территории. Динамика концентраций основных макрокомпонентов за период весеннего половодья по длине реки представлена на рисунке 3.



**Рис. 2. Выход загрязненных вод (Родник 6)**

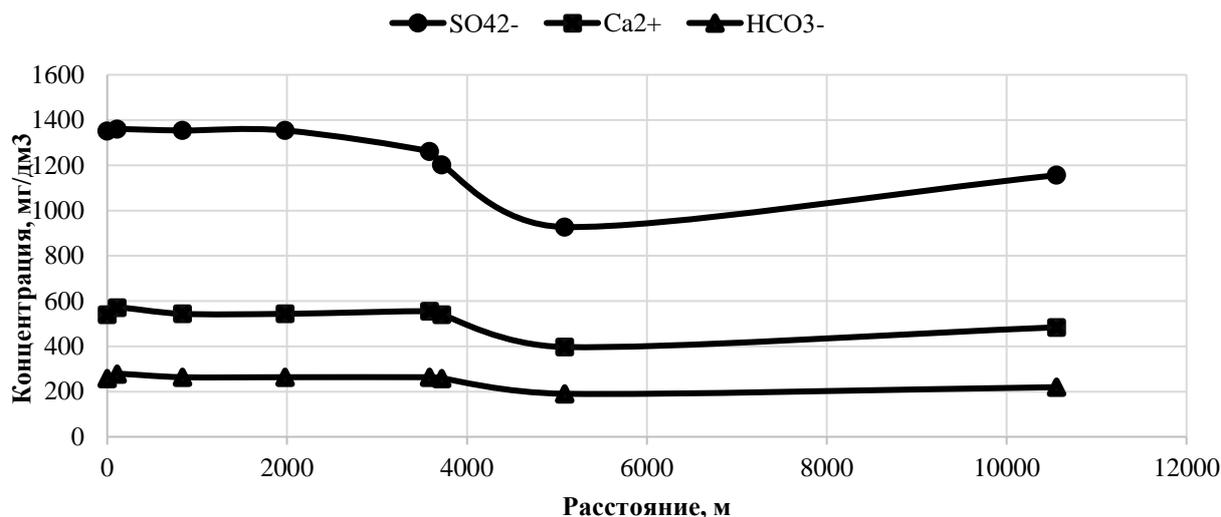


Рис. 3. Динамика концентраций основных макрокомпонентов по длине р. Ясыл

Как видно из рисунка 3, изменение концентраций по длине реки Ясыл достаточно стабильно. От истока и до 4 км ниже по течению концентрации основных макрокомпонентов достаточно стабильно, формирование стока реки на данном участке русла идет за счет подземных вод. Изменения наблюдаются в воде запруды, которая аккумулирует более пресные поверхностные воды и концентрации макрокомпонентов понижается примерно на 30 %.

Распространение концентраций железа общего на рассматриваемой территории достаточно неоднородно (рисунок 4).

В марте средняя концентрация железа общего составляет 0,23 мг/дм<sup>3</sup> (2,3 ПДК р/х), варьируется от 0,05 мг/дм<sup>3</sup> (родник 3.1) до 1,1 мг/дм<sup>3</sup> (родник 2) – 11 ПДК р/х.

В апреле средняя концентрация железа общего составляет 0,15 мг/дм<sup>3</sup> (3 ПДК р/х), варьируется от 0,05 мг/дм<sup>3</sup> (родник 1) до 1,01 мг/дм<sup>3</sup> (родник 2) – 10

ПДК р/х. Как видно из рисунка 2, максимальные концентрации железа общего приурочены к северо-восточной части бассейна реки - истокам основных ручьев, образующих р. Ясыл. Концентрация загрязняющих веществ к среднему течению заметно снижается до значений 0,05 мг/дм<sup>3</sup> (0,5 ПДК р/х) и до устья остается неизменной.

Распространение концентраций нитритов по территории однородно. Во всех точках отбора концентрации нитритов составляет менее 0,2 мг/дм<sup>3</sup> (2,5 ПДК р/х).

В марте концентрация нефтепродуктов изменялась от 0,04 мг/дм<sup>3</sup> до 3,9 мг/дм<sup>3</sup> (Родник 6). Превышение ПДК р/х было зафиксировано в следующих точках: Родник 1 концентрация нефтепродуктов 0,06 мг/дм<sup>3</sup> (1,2 ПДК р/х), Родник 3.1 – 0,09 мг/дм<sup>3</sup> (1,8 ПДК р/х), Пещера – 0,08 мг/дм<sup>3</sup> (1,6 ПДК р/х), Родник 6 – 3,9 мг/дм<sup>3</sup> (78 ПДК р/х).

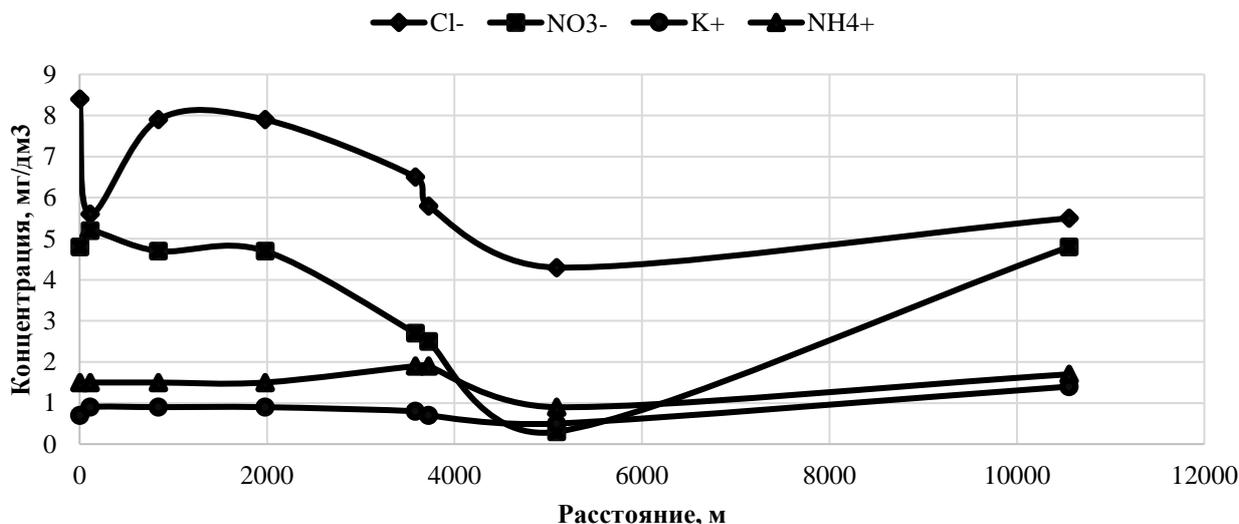


Рис. 5. Динамика концентраций ионов хлора, калия, нитратов и аммония по длине реки Ясыл

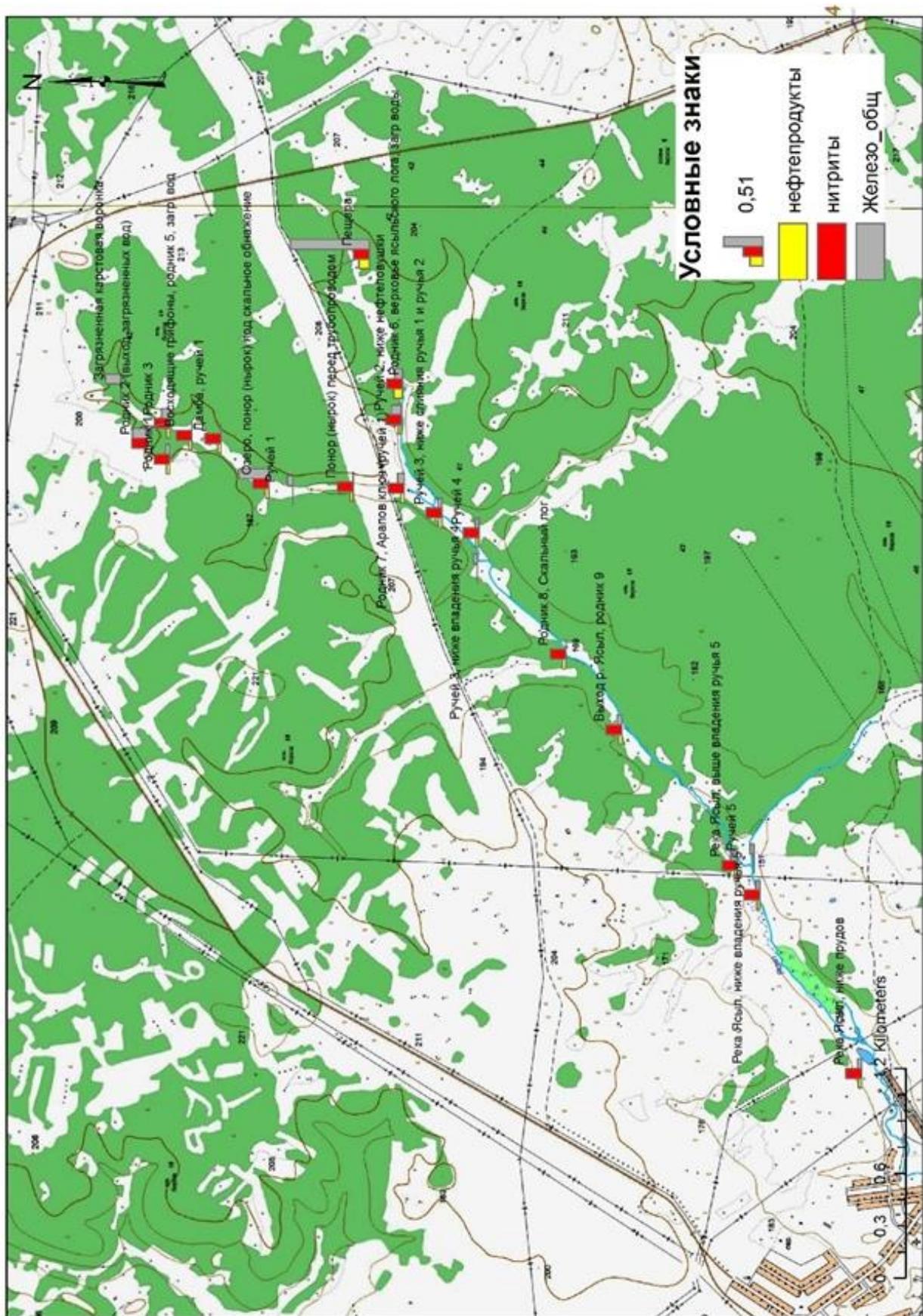


Рисунок 4. Распространение концентраций загрязняющих компонентов

В апреле концентрация нефтепродуктов во всех отобранных точках кроме двух составляет 0,04 мг/дм<sup>3</sup> (0,8 ПДК р/х). В двух точках: Пещера - 0,13 мг/дм<sup>3</sup> (2 ПДК р/х) и Родник 6 – 0,11 мг/дм<sup>3</sup> (2 ПДК р/х) приурочены к выходам грунтовых вод в истоках рассматриваемого водотока. Далее вниз по течению концентрации нефтепродуктов уменьшаются до 0,04 мг/дм<sup>3</sup> и остаются стабильным до устья.

На рисунке 5 приведены изменение концентраций ионов хлора, калия, нитратов и аммония по длине реки Ясыл.

Как видно из рисунка 5 изменение концентраций хлоридов, калия, нитратов и аммония по длине р.Ясыл активно изменяется. Концентрации данных компонентов во многом связаны с загрязнением грунтовых вод удобрениями при активном сельскохозяйственном использовании земель. Водосбор, приуроченный к верховьям реки Ясыл, достаточно сильно распахан и высокие концентрации загрязняющих веществ приурочены к истокам. Водосбор среднего течения реки Ясыл залесенно и концентрации загрязняющих веществ падает. Водосбор нижнего течения реки также сильно распахан, поэтому концентрации загрязняющих веществ, связанные с удобрениями, опять растут.

Вывод. Химический состав воды реки Ясыл типичен для рек закарстованной территории. Дополнительное загрязнение привносится от использования удобрений на водосборе, но сильного влияние это не оказывает, концентрации хлоридов, калия, нитратов находятся в пределах ПДК р/х. Высокие концентрации нефтепродуктов зафиксированы в верховьях водотока (в выходах грунтовых вод) и, вероятно, связаны с антропогенной деятельностью.

Исходя из результатов химических анализов и распределения концентраций нефтепродуктов можно выдвинуть несколько гипотез происхождения нефтепродуктов:

Выдавливание пластовых нефтесодержащих вод в приповерхностные карстовые полости и в дальнейшем поступление в поверхностные водные объекты. Против данной гипотезы выступает пульсирующий характер поступления загрязнений (в точке отбора Пещера концентрации нефтепродуктов менялись от 0,04 мг/л до 36,7 мг/л за менее чем 6 месяцев), при стабильном уровне водности за характерные сезоны, что не характерно для таких типов загрязнений.

Аварийные ситуации на нефтепроводах – против данной гипотезы выступает достаточно большой объем нефтепродуктов, поступивших в водный объект. Эта версия может объяснить пульсирующий характер загрязнений, однако все аварийные ситуации должны быть запротоколированы и скрыть эти аварии достаточно сложно, поэтому данная версия маловероятная.

Вскрывшиеся старые карстовые полости, заполненные некими органическими остатками (торф и т.д.) что определяется при анализах именно как нефтепродукты. Полностью исключить эту версию нельзя, но против нее говорят достаточно высокие концентрации нефтепродуктов. В пользу данной версии может быть отнесено миграция загрязнения, т.е. возможно существует несколько заполненных органическими отходами карстовых воронок, которые постепенно вскрываются в разных частях водосбора р.Ясыл, обеспечивая периодические резкие всплески концентраций нефтепродуктов.

Версия аналогичная версии №3, но вместо органических остатков можно предположить наличие антропогенных загрязнений. При выполнении работ по обустройству кустов скважин или плановых ремонтов трубопроводов или в иных вариантах, грунт загрязненный нефтепродуктами могли вместо вывоза на полигон захоронить в ближайших крупных карстовых воронках, перекрыв все это слоем глины, в качестве водоупора. Со временем водоупор размывался, вода начала просачиваться в карстовые полости и дальше с нефтепродуктами поступать в поверхностные водные объекты. В пользу этой версии выступает кочующий характер источников загрязнений (воронки с загрязнением вскрываются постепенно) и достаточно высокие концентрации нефтепродуктов в воде.

Для оценки наиболее вероятного сценария поступления нефтепродуктов в воды реки Ясыл необходимо продолжить наблюдения за химическим составом воды реки Ясыл и дополнить работу обследование территории в районе локализации максимальных концентраций нефтепродуктов.

#### Библиографический список

1. Ресурсы поверхностных вод СССР. Том 11. Средний Урал и Приуралье. Л.: Гидрометеоздат, 1973
2. Состояние и охрана окружающей среды Пермского края в 2007 году/под ред. Л.И.Харун // Пермь, 2011.

*Поступила в редакцию: 11.09.2019 г.*

#### Просьба сослаться на эту статью в русскоязычных источниках:

*Перепелица Д.И.* К вопросу источников поступления нефтепродуктов в поверхностные водные объекты р. Ясыл // Антропогенная трансформация природной среды. 2019. №5. С. 38-44.

#### Please cite this article in English as:

*Perepelica D.I.* To the question of sources of oil production in the surface water objects r. Ysyll // Anthropogenic transformation of the natural environment. 2019. №5. P. 38-44.

УДК 54.168:374.001

**Мария Дмитриевна Плотникова**

Пермский государственный национальный  
исследовательский университет  
614990, Пермь, Букирева, 15  
e-mail: [plotnikova-md@mail.ru](mailto:plotnikova-md@mail.ru)

**Marya D. Plotnikova**

Perm State University  
15, Bukireva st., Perm, 614990

**Наталья Александровна Медведева**

Пермский государственный национальный  
исследовательский университет  
614990, Пермь, Букирева, 15  
e-mail: [nata-kladova@yandex.ru](mailto:nata-kladova@yandex.ru)

**Natalya A. Medvedeva**

Perm State University  
15, Bukireva st., Perm, 614990

**Алиса Георгиевна Бортник**

Пермский государственный национальный  
исследовательский университет  
614990, Пермь, Букирева, 15,  
e-mail: [Oscurasangre@gmail.com](mailto:Oscurasangre@gmail.com)

**Alisa G. Bortnik**

Perm State University  
15, Bukireva st., Perm, 614990

**О ПРИЧИНАХ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ЗАМУТНЕННОСТИ ВОД В БАССЕЙНЕ РЕКИ ЯСЫЛ**

В работе рассмотрена проблема возникновения замутненности вод бассейна реки Ясыл, вызванное вымыванием частиц гипса из карстовой породы. Пробы были отобраны на различных участках бассейна р. Ясыл. Методами рентгенофазового анализа и фотонно-корреляционной спектроскопии установлен состав и размеры частиц дисперсной фазы проб воды в сухом остатке. Проведен мониторинг фазового состава взвешенных частиц и нефтепродуктов, а также установлено взаимовлияние данных параметров. Были обнаружены различные соли жёсткости, а также установлена зависимость обнаружения полуводного сульфата кальция от установления его равновесия с дигидратом. Кроме того, были установлены причины исчезновения замутненности с течением времени.

**Ключевые слова:** гипс; нефтепродукты; мутность; рентгенофазовый анализ.

**ABOUT THE CAUSES OF WATER TURBIDITY IN THE RIVER YASYL**

This article considers the problem of turbidity of the waters of the Yasyl river caused by erosion of particles of gypsum from karst rock. Samples were taken at various sites in the river Yasyl. The composition and size of particles of the dispersed phase of water samples in the dry residue were determined by X-ray phase analysis and photon-correlation spectroscopy. The phase composition of suspended particles and oil products was monitored, and the mutual influence of these parameters was established. Various salts of water hardness were founded, depending on the presence of semi-anhydrous calcium sulphate, there is an equilibrium with dihydrate. In addition, the causes of water turbidity disappearance over time have been established.

**Key words:** gypsum; oil products; turbidity; X-ray phase analysis.

**Введение**

Усиление влияния нефтедобывающей деятельности на сток рек приводит к тому, что на территории России трудно найти такую реку, гидрологический режим которой находился бы в естественном состоянии [7,8]. Целый комплекс различных воздействий обуславливает как качественные, так и количественные изменения характеристик гидрологического режима больших, средних и в особенности малых рек. Как правило, такое воздействие – отрицательный процесс,

отражающийся на состоянии поверхностных и подземных вод [10]. Важной стороной этого процесса является появление замутненности вод малых рек из-за присутствия взвешенных твердых частиц [6]. Данный фактор необходимо учитывать, т.к. мутность является одним из основных показателей, характеризующих качество воды [5]. Качество воды, в свою очередь, определяет теоретическую возможность её использования в промышленности, в быту, отраслях сельского хозяйства, допустимость сброса водных масс в природные резервуары [13].

Карстологические исследования равновесной неравновесной системы вода/карстующаяся порода показали, что район, где наблюдается замутнение подземных вод в местах их выхода на поверхность,

отнесен к Иренскому району преимущественно гипсового и карбонатно-гипсового карста [4]. Ранее установлено [1], что замутнение вод проявляется во многих родниках, вытекающих из закарстованных сульфатно-карбонатных отложений. Это связано с тем, что происходит формирование трещинно-карстовых коллекторов и прохождение подземных вод через них. Подобные явления наблюдаются в бассейне р. Ясыл, где проводился отбор проб.

Активная добыча нефти в данном районе способствует образованию карстовых пустот, стимулирует развитие природно-техногенных процессов [2], что стимулирует вымывание карбонатных пород, вызывая замутненность воды.

К увеличению замутненности также приводит смешение вод различного состава, что связано с характером миграционных процессов в природных водах [9,12].

Таким образом, целью данного исследования является определение фазового состава взвешенных частиц в пробах воды р. Ясыл, а также установление закономерности между содержанием взвеси и нефтепродуктов в ней.

#### Объекты и методы исследования

Отбор проб воды р. Ясыл осуществлялся по маршруту, указанному на рис.1 и представлен в виде таблицы (табл.1) с условными обозначениями.

Таблица 1

Реестр проб для анализа взвешенных веществ в воде долины р. Ясыл (02.06.2017)

№	№ площадки	Наименование площадки
1	ПП 1	Родник 1 (Фон)
2	ПП 2 1	Родник 2 (выход загрязненных вод)
3	ПП 2 1'	Родник 2 (пленка)
4	ПП 2 2	Пруд-отстойник у родника 2
5	ПП 2 3	Родник 2 (ниже пруда-отстойника)
6	ПП 2 4	Место слияния родника 1 и родника 2
7	ПП 2 5	Ниже места слияния родника 1 и родника 2
8	ПП 3 1	Родник 3, нисходящий (выход загрязненных вод)
9	ПП 3 2	Пруд-отстойник у родника 3

Подготовку проб для анализа фазового состава осуществляли посредством испарения методом естественной аэрации. Данный способ был выбран исходя из литературных данных об устойчивости сульфатных форм и возможных полиморфных превращений  $\text{CaSO}_4$  [16]: ангидрит  $\text{CaSO}_4$ , полугидрат  $\text{CaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$  и дигидрат или гипса  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ . Для получения сухого остатка взвешенных веществ производили высушивание 700–1000 мл пробы воды при комнатной температуре в течение 2 недель. Для качественного и количественного фазового анализа полученные после высушивания пробы сухого остатка истирались в ступке, далее навеску пробы помещали в кювету и регистрировали дифрактограмму.

Установление качественного и количественного фазового состава взвешенных частиц проводили с использованием дифрактометра Bruker «D8 AdvanceECO» в  $\lambda\alpha$ -Co излучении. Съемку проводили в интервале двойного брэгговского угла  $2\theta$  от 10 до 80 градусов с шагом сканирования  $0.016^\circ$ , временем экспозиции 10 секунд в каждой точке, с использованием щели 1 мм. Фазовый анализ выполнялся с применением пакета программ DIF-FRACplus Evaluation Package EVA 12 и базы стандартов PDF – 2 Release 2014 version 2.1402 (International Centre for Diffraction Data).

Определение размера частиц (d) исследуемых проб воды осуществляли с помощью DelsaNano Wesman. В основе измерений размеров частиц лежит метод фотонно-корреляционной спектроскопии (PCS), основанный на принципе динамического

рассеяния света. Измерение размера частиц осуществляли в ячейке с кварцевой кюветой. Параллельно с измерением размера частиц осуществляли мониторинг размеров частиц в реальном времени, что позволяет судить о стабильности дисперсной системы во времени.

#### Результаты и их обсуждение

Методом рентгенофазового анализа установлено, что дисперсная фаза (сухой остаток взвешенных веществ) состоит из гидратных форм сульфата кальция:  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{CaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$  и  $\text{CaCO}_3$ . Результаты рентгенофазового анализа переведены в табл.2 и табл.3.

Первая площадка (табл.2), соответствующая выходу загрязнения вод (родник 2) находится от фонового источника на незначительном расстоянии ~20 м. Однако, согласно полученным результатам, ее минеральный состав существенно отличается тем, что в пробе появляется значительное количество  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ , при этом доля  $\text{CaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$  и солей жесткости существенно снижается.

Следующая площадка – это пруд отстойник у родника 2, где содержание гипса несколько снижено по сравнению с местом выхода с 75,4 до 62,3 мас.%, что свидетельствует об оседании части сульфата кальция на дно водоема. Необходимо отметить, что на поверхности воды наблюдается нефтяная пленка (рис.2). Имеющаяся в воде взвесь сульфатов способна сорбировать нефть на своей поверхности и седиментировать вместе с минеральными частицами [20].



Рис.1. Маршрут пробоотбора на р.Ясыл



Рис.2. Нефтяная пленка

Таким образом, осадкообразование способствует частичному очищению вод от нефти и одновременно – загрязнению дна водоема. Соответствие уровней загрязненности вод и осадков может быть связано с тем, что вертикальное перемещение сорбированной на взвеси нефти в водоеме происходит быстрее, чем

ее горизонтальный перенос в составе взвеси течениями или диффузией [11].

Следующая площадка – это родник 3, соответствующий выходу загрязненных вод. Обнаружено, что фазовый минеральный состав данной пробы зависит от места отбора воды: непосредственный выход родника из горной породы или при попадании родника в водоем. Так, в первом случае, в пробе был обнаружен гипс (89,1 мас.%), что выше по сравнению со вторым (76,1 мас.%). Содержание карбоната кальция также отличается. При сравнении фазового состава сухого остатка двух прудов-отстойников (родник 2 и 3, соответственно), можно отметить, что в случае пруда при роднике 3 процесс седиментации взвешенных частиц осложнен. Одной из причин может быть температура воды, которая влияет на растворимость гипса [15]. Как известно, в диапазоне от 0 до 30°C, который охватывает большинство природных вод, растворимость гипса увеличивается на 20%, достигая максимума при 43°C [18].

Таблица 2

**Количественное содержание фаз, выявленных с помощью рентгенофазового анализа  
(дата отбора проб 02.06.2017 г.)**

Наименование площадки	№ площадки	Фазы и их содержание в пробе, мас.%		
		CaSO <sub>4</sub> ·2H <sub>2</sub> O	CaCO <sub>3</sub>	MgSO <sub>4</sub> ·6H <sub>2</sub> O
Родник 1 (Фон)	ПП 1	17,9	82,1	–
Родник 2 (выход загрязненных вод)	ПП 2-1	7,4	18,3	6,4
Родник 2 (пленка)	ПП 2-1	62,3	23,0	14,7
Пруд-отстойник у родника 2	ПП 2-2	61,0	20,3	18,7
Родник 2 (ниже пруда-отстойника)	ПП 2-3	88,3	7,3	4,4
Место слияния родника 1 и родника 2	ПП 2-4*	20,5	10,5	2,0
Ниже места слияния родника 1 и родника 2	ПП 2-5	71,8	13,9	14,4
Родник 3, (выход загрязненных вод)	ПП 3-1	89,1	9,0	–
Пруд-отстойник у родника 3	ПП 3-2	76,1	18,3	5,6

\* в пробе присутствует 68,7 мас.% – CaSO<sub>4</sub>·0,5H<sub>2</sub>O

Таблица 3

**Количественное содержание фаз, выявленных с помощью рентгенофазового анализа  
(дата отбора проб 11.07.2018 г.)**

Наименование площадки	№ площадки	Фазы и их содержание в пробе, мас.%			
		CaSO <sub>4</sub> ·2H <sub>2</sub> O	NaCl	CaCO <sub>3</sub>	MgSO <sub>4</sub> ·6H <sub>2</sub> O
Родник 1 (Фон)	ПП 1	86,9	0,7	4,5	7,9
Родник 2 (выход загрязненных вод)	ПП 2-1	90,3	1,1	4,9	3,7
Пруд-отстойник у родника 2	ПП 2-2	94,7	0,4	2,9	2,0
Родник 2 (ниже пруда-отстойника)	ПП 2-3*	90,6	0,7	4,3	3,4
Место слияния родника 1 и родника 2	ПП 2-4	89,3	-	3,9	6,9
Ниже места слияния родника 1 и родника 2	ПП 2-5	92,4	-	6,5	1,1
Родник 3, (выход загрязненных вод)	ПП 3-1	89,8	0,9	5,2	4,1
Пруд-отстойник у родника 3	ПП 3-2	83,2	2,2	4,9	9,6

содержание SiO<sub>2</sub> – \*1,1 мас.% и \*\*3,4 мас.%

При рассмотрении результатов минерального состава сухого остатка проб воды (табл.2 и 3)

установлено, что в образцах фона существенно различается количество гипса: 17,9 мас.% в 2017 г. и

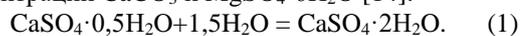
86,9 мас.% в 2018 г. В пробах 2017 г., во всех рассмотренных случаях, доля гипса возрастает по сравнению с фоновым значением, что подтверждается присутствием дисперсной фазы  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ . В свою очередь в пробах за 2018 г. содержание гипса во всех рассмотренных случаях варьируется незначительно по сравнению с фоном. Это говорит о том, что весь гипс находится в растворенном состоянии, а тот гипс, который вымывается родником из горной породы, быстро оседает на дно водоема, о чем свидетельствуют результаты анализа проб донных отложений (рис.4).

Необходимо отметить, что присутствие в пробах карбоната кальция в незначительных количествах, который относится к солям жесткости, свидетельствует о переходе его в сухой остаток из воды. В некоторых пробах также обнаружен песок  $\text{SiO}_2$ .

Необходимо обратить внимание на следующее обстоятельство, в пробе ПП 2-4 (2017 г.) обнаружено, отсутствующий во всех остальных случаях,  $\text{CaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$ . Это можно объяснить равновесными явлениями, протекающими в системе:

Гипс  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  (дигидрат) или безводный ангидрид  $\text{CaSO}_4$  способен к дегидратации  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  и на начальных стадиях может образоваться полуводный гипс (полугидрат гипса)  $\text{CaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$ , который растворяется в воде и образует насыщенный раствор [15,17].

Особенность данной площадки (ПП 2-4) – это ее расположение, место слияния двух родников – родника 1 (фон) и родника 2. Это обстоятельство влияет на состав сухого остатка данной пробы. Далее по течению (ПП 2-5) вновь наблюдается существенное содержание  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  и исчезновение  $\text{CaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$ , что связано с гидратацией полуводного гипса при уменьшении ионной силы раствора за счет изменения концентрации  $\text{CaCO}_3$  и  $\text{MgSO}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$  [14].



В 2018 г. подобного рода равновесных явления (гидратация-дегидратация) не наблюдается, это связано с тем, что изменилось содержание сульфата кальция в фоновом растворе (табл.3).

Важным является тот факт, что пробы 2018 г. были прозрачными по сравнению с пробами 2017 г. Этим объясняется изменение размера дисперсных частиц, влияющее на фазовый состав проб. Было установлено, что размер частиц в пробе ПП 3-1 (2,5-9,7 нм и 18-34 мкм) ниже по сравнению с пробой ПП 3-2 (3,6-6,1 нм и 77-253 мкм). Наличие наноразмерной фазы в обеих пробах придает воде мутность. Присутствие более крупноразмерной фазы дает больший вклад в количественное содержание компонентов при определении минерального состава сухого остатка проб. Нефтепродукты, количество которых в пробах родника 3, согласно анализу воды, колеблется в диапазоне близком к ПДК [3], что выше, чем в пробах родника 2 (табл.4).

Таблица 4

Содержание нефтепродуктов в местах выхода загрязненных вод

Наименование площадки	№ площадки	Содержание нефтепродуктов, мг/дм <sup>3</sup>	
		2017 г.	2018 г.
Родник 1 (Фон)	ПП 1	<0,04	0,64
Родник 2 (выход загрязненных вод)	ПП 2-1	<0,04	0,43
Родник 3, (выход загрязненных вод)	ПП 3-1	0,08	0,29
ПДК		0,1	

Следовательно, появление частиц более крупной фазы пруда-отстойника 3 может быть связано с сорбцией нефти на поверхности минеральной частицы [19], благодаря чему происходит ее последующее укрупнение и утяжеление, а затем – оседание. Это подтверждает наличие высокого содержания гипса в пробах донных отложений (рис.3).

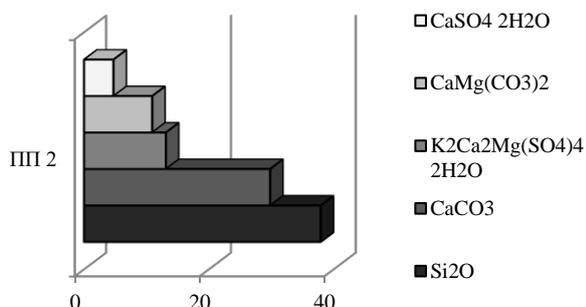


Рис.3. Минеральный состав донных отложений (дата отбора проб 11.07.2018 г.) пруда-отстойника у родника 2 (ПП 2)

О протекании процессов седиментации говорит наличие частиц сульфата кальция в донных отложениях родника 2.

Таким образом, фотонно-корреляционные исследования за 2017 г. позволили определить, что данные водные системы являются седиментационно и агрегативно неустойчивыми, так как преобладающее число частиц имеет размер более 100 нм, а исчезновение замутненности проб воды в 2018 г. вызвано именно этими явлениями. Проведенный мониторинг показал, что увеличение содержания нефтепродуктов в водоеме в 2018 г. и исчезновение замутненности протекают параллельно. В дальнейшем для того, чтобы однозначно оценить связь этих явлений необходимо учесть влияние таких факторов как температура, ионная сила и рН среды.

#### Библиографический список

1. Бузмаков С.А. Геоэкологическая ситуация в карстовом районе при добыче нефти// В сборнике: Актуальные проблемы экологии и природопользования сборник научных трудов XIX

Международной научно-практической конференции. Российский университет дружбы народов. 2018. С. 145-150.

2. Бузмаков С.А., Хотяновская Ю. В., Андреев Д.Н., Егорова Д.О., Назаров А.В. Индикация состояния экосистем в условиях нефтепромыслового техногенеза // Географический вестник, выпуск 4(47), 2018. С.90-101.

3. ГН 2.1.5.1315-03 или СанПиН 2.1.4.559-96

4. Горбунова К. А., Андрейчук В. Н., Костарев В. П., Максимович Н. Г. Карст и пещеры Пермской области. Пермь: Изд-во Перм. ун-та, 1992. 200 с.

5. Иванов Б.В., Павлов А.К. Косвенный метод определения концентрации взвешенных частиц в водах финского залива (на примере бухты Портовая, Выборгский залив) // Ученые записки Российского государственного гидрометеорологического университета. 2008. № 7. С. 92-100.

6. Катаев В.Н., Ермолович И.Г. Генезис и состав новообразований в малых реках территорий развития сульфатного карста // Проблемы минералогии, петрографии и металлогении. Научные чтения памяти П.Н. Чирвинского. 2018. № 21. С. 378-385.

7. Красноперова С.А. Мониторинг водных объектов в районе разработки нефтяных месторождений удмуртской республики // Управление техносферой. 2018. Т.1. Вып. 1. С.75-86.

8. Леонов А.В., Чичерина О.В., Семяк Л.В. Математическое моделирование процессов загрязнения морской среды нефтяными углеводородами и их деградации в экосистеме каспийского моря // Водные ресурсы. 2011. Т. 38, № 6, С. 707–732.

9. Лукашенко С. Н., Мухамедияров Н. Ж., Койгельдинова М. Т., Макарычев С. В., Ташекова А. Ж. Общая характеристика физико-химических свойств и элементный состав поверхностных вод ручья Узынбулак // Вестник АГАУ. 2016. №12 (146).

10. Макаренко И.Ю. Сравнительный анализ экологического состояния водоемов, расположенных на территории нефтегазовых месторождений (2006 г.)

// Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2007. №1. С.16-19.

11. Маценко С.В., Волков Г.Г., Волкова Т.А. Ликвидация разливов нефти и нефтепродуктов на море и внутренних акваториях. Расчет достаточности сил и средств: методические рекомендации // Новороссийск: МГА им. адм. Ф.Ф. Ушакова, 2009.– 78 с.

12. Морис П. Поверхность и межфазные границы в окружающей среде. От наномасштаба к глобальному масштабу. Под редакцией В.И. Свитова. М.: Бином, 2013. 540 с.

13. Тюленев М. А., Лукьянова С. Ю., Панин А. В., Макаревич Е. А. Перенос загрязняющих веществ при фильтрации сточных карьерных вод во вскрышных породах // Вестник КузГТУ. 2011. №2.

14. Хомутов Е. И. Методические особенности определения характеристик сжимаемости загипсованных грунтов с использованием химических реагентов. Красноярск: Сибирский федеральный университет. 2011. 148 с.

15. Arslan, A., Dutt, G. R. Solubility of gypsum and its prediction in aqueous solutions of mixed electrolytes // Soil Science. 1993. N 155 (1). 37–46.

16. Azimi G., Papangelakis V.G., Dutrizac J.E. Modelling of calcium sulphate solubility in concentrated multi-component sulphate solutions // Fluid Phase Equilibria. 2007. N 260(2) P. 300-315.

17. Demopoulos G.P., Kondos P., Papangelakis V.G. Crystallization and Precipitation. Oxford: Pergamon Press, 1987. P. 231–246.

18. Klimchouk, A. The dissolution and conversion of gypsum and anhydrite. *International Journal of Speleology*, 25: 21-36.

19. Sirotkina E. E., Novoselova L. YU. Materials for adsorption purification of water from petroleum and oil products // Chemistry for Sustainable Development 13 (2005) 359–375

20. Zhuravlev L.T. The surface chemistry of amorphous silica. Zhuravlev model // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects 173 (2000) 1–38

Поступила в редакцию: 21.09.2019 г.

#### Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках:

Плотникова М.Д., Медведева Н.А., Бортник А.Г. О причинах возникновения замутненности вод в бассейне реки Ясыл // Антропогенная трансформация природной среды. 2019. №5. С. 45-50.

#### Please cite this article in English as:

Plotnikova M.D., Medvedeva N.A., Bortnik A.G. About the causes of water turbidity in the river Yasyl // Anthropogenic transformation of the natural environment. 2019. №5. С. 45-50.

УДК 631.445.52:553.982(470.53)

**Ираида Алексеевна Самофалова**

Пермский государственный аграрно-технологический университет,  
614990, г. Пермь, ул. Петропавловская  
e-mail: [samofalovairaida@mail.ru](mailto:samofalovairaida@mail.ru)

**Iraida A. Samofalova**

Perm State Agro-Technological University  
23, Petropavlovskay st., Perm, 614990  
e-mail: [samofalovairaida@mail.ru](mailto:samofalovairaida@mail.ru)

**АГРОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ТЕХНОГЕННО-ЗАСОЛЕННЫХ ПОЧВ НА ТЕРРИТОРИИ АПТУГАЙСКОГО НЕФТЯННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Рассматривается влияние техногенного засоления при нефтедобыче на свойства дерново-подзолистых почв: морфологию, агрегатный состав, агрохимические свойства, водную вытяжку. Агроэкологическая оценка показала, что почвы являются сильнозасоленными и приобретают критические уровни показателей по основным свойствам, при которых резко ухудшаются другие важные агрономические свойства почв.

**Ключевые термины:** техногенное засоление, нефтедобыча, дерново-подзолистые почвы, оценка, свойства почв, легкорастворимые соли.

**AGRO-ENVIRONMENTAL ASSESSMENT OF TECHNOGENICALLY SEDICATE SOILS ON THE TERRITORY OF THE APTUGAYA OILFIELD**

The influence of anthropogenic salinization during oil production on the properties of sod-podzolic soils: morphology, aggregate composition, agrochemical properties, water extract is considered. The agro-environmental assessment showed that the soils are highly saline and acquire critical levels of indicators for the main properties, at which other important agronomic properties of the soil deteriorate sharply.

**Key terms:** technogenic salinization, oil production, sod-podzolic soils, assessment, properties of soils.

При интенсивной разработке нефтяных месторождений и их эксплуатации, окружающая среда испытывает техногенную нагрузку, часто приводящую к загрязнению и деградации агроэкосистем. Одним из геоэкологических факторов, оказывающих негативное воздействие при добыче нефти, является техногенное засоление почв [1, 4, 11]. Процессы загрязнения земель нефтью и способы рекультивации нефтезагрязнённых земель достаточно широко освещены в научной литературе, имеется многолетний положительный опыт проведения работ по рекультивации нефтезагрязнённых участков. При работе нефтетрубопроводов разгерметизации встречаются не только на нефтесборных сетях, но и на водоводах, где внутренняя коррозия усиливается под действием растворённых солей и рабочего давления в 14-21 Мпа [11]. Проблема техногенного засоления земель на нефтяных месторождениях и способы их рекультивации менее изучены, чем загрязнение земель нефтью. Техногенез способствует развитию устойчивого засоления даже в районах с гумидным климатом, где данные явления нетипичны вследствие промывного режима почв [2, 4, 8, 9]. Техногенное засоление связано с аварийными разливами высокоминерализованных вод, которые используются для поддержания пластового давления

в скважинах, также способствует и нефтяное загрязнение земель ввиду сильной обводнённости сырой нефти минерализованными водами [4, 11].

Особенностью нефти как загрязнителя природной среды является наличие сопутствующих веществ, без которых нефть в природе не существует. Постоянные спутники нефти – пластовые воды, которые играют большую роль в формировании залежи и процессе ее разработки [10]. Пластовые воды нефтяных месторождений всегда содержат в растворённом виде в том или ином количестве соли, некоторые органические вещества и газы, которые оказывают более сильное негативное воздействие, чем сами углеводороды [5]. При нефтедобыче обязательно происходит разделение нефти и пластовых вод, которые транспортируют по трубопроводам. Трубопроводы располагаются под почвенной толщей и проходят по территории сельскохозяйственных предприятий.

Техногенное засоление приводит к развитию солонцового процесса. В зависимости от ландшафтно-геохимических условий происходит трансформация загрязнённых почв. Таким образом, в сфере влияния потоков загрязнителей происходит замещение исходных почв устойчивыми техногенными модификациями, что приводит к глубокому изменению естественных биоценозов [2, 3].

Разнообразие и состав полезных ископаемых Уральского региона определяются историей его

геологического развития, составом горных пород и региональным тектоническим строением. Основу минерально-сырьевой базы этой части региона составляют месторождения топливно-химического сырья (нефть, газ, торф). Наиболее значительные зоны нефтегазоаккумуляции связаны главным образом с южной частью Пермского края. Здесь располагаются такие месторождения, как Ольховское, Лобановское, Красноярско-Куединское и др., которые являются основным поставщиком нефти.

Исследования проводили на территории Аптугайского нефтяного месторождения, где располагаются сельскохозяйственные угодья СПК им. «Чапаева» Куединского района. В результате разгерметизации трубопровода, проходящего через земли хозяйства, часть сельскохозяйственных угодий подверглась техногенному засолению.



А) Поверхность поля, где проложен трубопровод

Цель исследования – установить степень влияния техногенного засоления на свойства дерново-подзолистых почв и дать их агроэкологическую оценку.

Общая площадь «техногенной пустыни» на территории хозяйства составляет около 80 га. Согласно почвенной карте [7], почвенный покров представлен дерново-слабоподзолистыми почвами, которые по гранулометрическому составу являются тяжелыми с достаточно высоким содержанием мелкой пыли и ила, что способствует поглощению и закреплению солей в почве. Разрезы почв заложены на поле с уклоном (более 3,0°) на разных участках по состоянию культурных растений (многолетние травы 2-го года пользования): разрез 1 (верхняя часть склона) – растения угнетены; разрез 2 (средняя часть склона) – изреженные всходы; разрез 3 (нижняя часть склона) – посевы отсутствуют (рис. 1).



Б) Поверхность разреза 3

#### Рисунок 1. Поверхность поля

Характеристика поверхности почв: поверхность не выровненная, глыбистая, имеются ямы и канавы, в которых стоит вода; на поверхности и внутри почвенных агрегатов встречаются твердые кусочки нефти; сорняки: подорожник большой (*Plantago major*), нивяник (*Leucanthemum vulgare*), щавель конский (*Rumex confertus*), цикорий (*Cichorium intybus*), тысячелистник (*Achillea millefolium*), проективное покрытие которых составило 30-45%

Для определения характера и степени загрязнения были отобраны почвенные образцы послойно через 20 см до глубины 100 см и по генетическим горизонтам до почвообразующей породы. Для сравнения загрязненных почв выбран не загрязненный участок выше загрязненной территории в удалении от техногенного засоления (540 м) на водоразделе (разрезы 4, 5). Эти разрезы приняты условно за фон, так как сохраняют зональные особенности почв южно-таежной подзоны. Свойства почв определяли общепринятыми методами в лаборатории кафедры почвоведения Пермского ГАТУ.

Морфологические признаки исследуемых почв на техногенно-засоленной территории изменяются в сравнении с фоновыми почвами. Обнаружено, что цвет пахотного горизонта в засоленных почвах имеет коричневые оттенки, связанные с загрязнением. С

удалением от «техногенной пустыни» цвет пахотного горизонта становится светло-серым (табл. 1). Таким образом, засоленные дерново-подзолистые почвы в меньшей степени соответствуют по морфологическим признакам зональным дерново-слабоподзолистым почвам.

Гранулометрический анализ показал, что почвы по содержанию физической глины являются глинистыми. Однако следует отметить, что распределение физической глины по профилю сильнозасоленной почвы (разрез 1) незначительно повышается в подпахотном горизонте, а затем незначительно снижается и остается на одном уровне. В незасоленной почве (разрез 4) отмечается характерное для дерново-подзолистой почвы содержание физической глины по профилю: обеднение верхней части профиля и обогащение илом иллювиального горизонта. Преобладающей фракцией в засоленной почве является пылеватая, далее по относительному содержанию следует песчаная фракция с преобладанием в ней мелкого песка. В незасоленной почве преобладает фракция крупной пыли, а затем пылеватая. Почвы по гранулометрическому составу являются тяжелыми с достаточно высоким содержанием мелкой пыли и ила, что способствует поглощению и закреплению солей в почве.

Таблица 1

## Морфологические признаки почв на техногенно-засоленной территории

Показатели	Разрез 5	Разрез 4	Разрез 1	Разрез 2	Разрез 3
Элемент рельефа	Верхняя часть склона	Верхняя часть склона	Склон 1,5°	Нижняя часть склона	Подножье склона
Удаление от «техногенной пустыни», м	980	530	200	150	0
Мощность Апах, см	27	23	20	18	21
Цвет	Светло-серый	Светло-сероватый	Буровато-серый	Коричневато-серый	Коричневато-бурый
Плотность	Рыхлый	Рыхлый	Рыхлый	Уплотненный	Плотный
Подпахотный горизонт	A <sub>1</sub> A <sub>2</sub>	A <sub>2</sub> B	B <sub>1</sub>	A <sub>2</sub> B	A <sub>2</sub> B

По данным водной вытяжки проведена оценка общего количества водорастворимых солей, аккумулирующихся в пределах почвенного горизонта и части почвенного профиля. Содержание сухого остатка варьирует в пределах от 14,45-18,97% в верхнем слое почв и до 2,10-5,41% на глубине 80-100см (табл. 2). Причем, при движении вниз по склону содержание солей в почвах увеличивается как в верхней, так и в нижней части профилей почв. Величина сухого остатка является наибольшей в верхней части профиля. Соли содержатся в значительном количестве (>1%) в пределах всего профиля, что свидетельствует о прогрессивном засолении почв. Такие почвы представляют собой мощные солончаки.

Содержание катионов кальция и магния возрастает от разреза 1 (уклон <1,5°) к разрезу 3 (>3,0°) в 5,1 и в 12,5 раз соответственно; SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> – в 5 раз; HCO<sub>3</sub><sup>3-</sup> – в 4,3 раза; Cl<sup>-</sup> – в 1,1 раза (табл. 3). Таким образом, за счет внутрипочвенного и поверхностного стока происходит засоление на прилегающей к загрязненному участку территории.

Отрицательное воздействие на рост и развитие растений оказывает не только количественное

содержание легкорастворимых солей, но и их качественный состав. Для отдельных ионов приняты следующие пороги токсичности %/мг-экв на 100г почвы: Cl<sup>-</sup> – 0,01/0,3; SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> – 0,08/1,7. Таким образом, содержание сульфат- и хлор-ионов в исследуемых почвах является токсичным, так как превышает пороги токсичности в 1,6-6,0 и 7,3-124,8 раз соответственно, что угнетает развитие растений и позволяет отнести исследуемые участки к загрязненным токсичными солями.

Оценка степени засоления по содержанию солей показала, что в почвах, расположенных в верхней части склона, проявляется сульфатно-хлоридное засоление в слое 0-40см. При движении вниз по склону сульфатно-хлоридное засоление в верхней части профиля постепенно сменяется на хлоридно-сульфатное практически по всему профилю (разрез 3). Причем, по типу засоления почва разреза 3 является солончаком. Определение «суммарного эффекта» влияния токсичных ионов показало, что по степени засоления почвы являются очень сильнозасоленными и максимально засоление проявилось в почвах в нижней части склона.

Таблица 2

## Результаты анализа водной вытяжки почвенных образцов

Разреза	Глубина взятия, см	pH	Сухой остаток %	Cl <sup>-</sup>		SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>		Ca <sup>2+</sup>		Mg <sup>2+</sup>		Na <sup>+</sup> , K <sup>+</sup>		HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	
				мг.экв/100г	%	мг.экв/100г	%	мг.экв/100г	%	мг.экв/100г	%	мг.экв/100г	%	мг.экв/100г	%
1	0-20	6,3	14,45	28,7	1,01	16,0	0,77	0,98	0,01	0,20	0,002	44,31	1,38	0,79	0,05
	20-40	6,2	11,66	27,01	0,96	12,1	0,58	1,98	0,03	1,90	0,022	36,49	1,13	1,27	0,08
	40-60	5,9	9,93	25,2	0,89	30,4	1,46	3,76	0,07	0,60	0,007	59,34	1,84	8,1	0,49
	60-80	6,1	6,83	20,3	0,72	78,5	3,77	2,15	0,04	0,50	0,006	97,80	3,04	1,65	0,10
	80-100	6,0	2,10	19,6	0,69	83,1	3,99	0,74	0,01	0,20	0,002	103,3	3,20	1,5	0,09
2	0-20	6,1	15,59	28,1	0,99	13,1	0,63	4,34	0,08	2,90	0,034	35,56	1,10	1,6	0,09
	20-40	5,9	13,87	27,4	0,97	58,7	2,82	4,02	0,08	2,10	0,025	81,34	2,53	1,36	0,08
	40-60	6,3	10,51	25,8	0,91	32,3	1,55	3,28	0,06	1,11	0,013	55,46	1,72	1,75	0,11
	60-80	6,2	4,32	23,2	0,81	120,5	5,79	2,19	0,04	0,34	0,004	142,72	4,43	1,55	0,09
3	0-20	6,3	18,97	31,4	1,11	79,1	3,80	5,03	0,10	2,50	0,030	105,97	3,29	3,0	0,18
	20-40	6,3	14,83	38,0	1,09	65,8	3,16	4,24	0,08	1,14	0,013	104,57	3,25	6,15	0,38
	40-60	6,5	15,89	27,8	0,98	116,4	5,59	3,12	0,06	0,87	0,010	143,96	4,47	3,75	0,23
	60-80	6,0	11,97	24,7	0,87	118,3	5,68	1,15	0,02	0,56	0,006	142,80	4,43	1,5	0,10
	80-100	6,2	5,41	23,3	0,82	207,8	9,98	1,01	0,02	0,63	0,007	238,50	7,4	9,1	0,56

Таблица 3

## Степень засоления почв на участках техногенного засоления

№ разреза	Глубина взятия образца, см	Содержание токсичных солей, %	Тип засоления хлоридный Cl-/SO2-	Степень засоления почвы	«Суммарный эффект» токсичных ионов	
					Мгэкв/100г	Степень засоления
1	0-20	0,76	SO2--Cl-	Сильнозасоленные	2,78	Среднезасоленные
	20-40	0,54	SO2--Cl-	Сильнозасоленные	2,24	Среднезасоленные
	40-60	1,93	Cl--SO2-	Сильнозасоленные	6,03	Сильнозасоленные
	60-80	3,7	Cl--SO2-	Солончак	19,3	О. сильнозасоленные
	80-100	3,91	Cl--SO2-	Солончак	21,2	О. сильнозасоленные
2	0-20	0,03	SO2--Cl-	Незасоленные	2,3	Среднезасоленные
	20-40	2,68	Cl--SO2-	Солончак	10,7	О. сильнозасоленные
	40-60	1,47	Cl--SO2-	Сильнозасоленные	6,26	Сильнозасоленные
	60-80	5,75	SO2-	О.сильнозасолен.	26,0	О. сильнозасоленные
3	0-20	5,68	Cl--SO2-	Солончак	12,6	О. сильнозасоленные
	20-40	5,03	Cl--SO2-	Солончак	8,7	О. сильнозасоленные
	40-60	5,62	Cl--SO2-	Солончак	20,9	О. сильнозасоленные
	60-80	5,60	Cl--SO2-	Солончак	23,9	О. сильнозасоленные
	80-100	9,5	SO2-	О. сильнозасолен.	44,4	О. сильнозасоленные

Агроэкологическая оценка почв включает определение основных агрохимических показателей в почвенных образцах из генетических горизонтов. Так, содержание гумуса в фоновых дерново-подзолистых почвах соответствует очень низкому уровню и составляет 1,2%. Содержание гумуса на участках, испытавших засоление еще меньше, чем на фоне, на 20-37%, то есть менее 1%, что считается критическим содержанием. Следует отметить, что в разрезах 1, 2, 3 содержание гумуса повышается на глубине от 40 до 90см в 1,6 раза в иллювиальной части профиля в сравнении с верхним слоем. Вероятно, это связано с присутствием остатков нефти в нижележащих горизонтах, так как такое распределение гумуса по профилю не характерно для дерново-подзолистых почв. Математически доказана разница по содержанию гумуса в пахотных горизонтах. Наименьшая существенная разница составила 0,22 %. На сильнозасоленных почвах подвижных элементов в пахотном слое содержится меньше: фосфора на 18,6-26,7%, калия на 18,2%. Таким образом, насыщение профиля дерново-подзолистых почв легкорастворимыми солями приводит к ухудшению агрохимических свойств почв.

Почвы на исследуемой территории согласно картограммам и почвенной карте относятся к среднекислым. Реакция среды в анализируемых образцах с загрязненных участков составляет 6,0-6,6 единиц. Это соответствует близкой к нейтральной и нейтральной реакции среды. Содержание обменных оснований в пахотном слое в загрязненных почвах (разрезы 1, 2, 3) больше, чем в фоновых дерново-подзолистых почвах в 1,3-1,9 раза. Распределение обменных оснований по профилю не является характерным для дерново-подзолистых почв, так как с глубиной сумма обменных оснований повышается до 37-30 мг-экв/100г почвы. Степень насыщенности основаниями достаточно высокая в фоновых (80,3-81,2%) и в загрязненных (87,3-88,3%) дерново-подзолистых почвах.

Известно, что избыток легкорастворимых солей в профиле почв оказывает влияние на агрофизические свойства почв, что в первую очередь проявляется через агрегатное состояние. Так, в разрезах 3, 2, где отмечается максимальное содержание солей, структурное состояние в целом, оценивается как неудовлетворительное; в разрезе 1 – удовлетворительное; в разрезах 4 и 5 (фон) – хорошее. В сильнозасоленных почвах отмечается высокое содержание глыбистой части структуры (>10мм). С удалением на 200м от сильного засоления содержание структурных агрегатов размером >10мм снижается в 2 раза, а с удалением более, чем на 500м – в 4 раза. Высокое содержание макроагрегатов связано с тем, что в разрезах 3, 2 в пахотном слое и на поверхности встречаются остатки нефти. Структурное состояние засоленных почв неудовлетворительное как по содержанию структурных агрегатов размером 10,0-0,25мм, так и по содержанию водопрочных агрегатов размером >0,25мм. Отмечается тесная обратная связь между содержанием сухого остатка и содержанием структурных и водопрочных агрегатов размером 10-0,25мм: чем больше содержание солей, тем меньше содержание структурных ( $r = - 0,94$ ) и водопрочных агрегатов ( $r = - 0,99$ ). Коэффициент детерминации показывает, что содержание структурных агрегатов на 88% зависит от содержания легкорастворимых солей, а водопрочных агрегатов – на 98%.

Профиль почв, трансформированный под воздействием техногенной химической агрессии относят к образованиям хемозёмов – почвы, испытывающие сильное техногенное химическое загрязнение. Агроэкологическая оценка показала, что исследуемые почвы являются сильнозасоленными и их можно отнести к отделу хемоземы по классификации почв России [6]. Почвы отдела диагностируются исключительно по химическим параметрам. В соответствии с классификацией [6] техногенно-засоленные дерново-подзолистые почвы имеют название по виду загрязнения: солончак по

дерново-подзолистой почве (разрез 1, 2); битуминозный солончак по дерново-подзолистой почве (разрез 3).

Агроэкологическая оценка свойств техногенно-засоленных дерново-подзолистых почв показала, что избыток водорастворимых солей в почвах подзолистого типа приводит к изменению содержания и распределения гумуса, агрохимических, физико-химических свойств; ухудшению структурного состояния за счет повышенной глыбистости и неудовлетворительного содержания водопрочных агрегатов. Техногенно-засоленная почва приобретает критические уровни показателей по основным свойствам, при которых резко ухудшаются другие важные агрономические свойства почв.

Техногенное засоление оказывается достаточно распространенным явлением на территориях, где развивается нефтедобывающая промышленность. Аварийные ситуации, связанные с разливом нефти, фиксируются и контролируются различными органами для устранения отрицательного воздействия их на окружающую среду. Износ трубопроводов происходит как при транспортировке нефти, так и при транспортировке пластовых сильно минерализованных вод. Ответственность за техногенное засоление нефтедобывающие организации не несут. Сельскохозяйственные предприятия в этом отношении остаются незащищенными от такого вида загрязнения почв. Имея техногенно-засоленные почвы, они несут потери и убытки, так как не происходит возмещения ущерба в связи с выводом засоленных участков из структуры землепользования и сельскохозяйственных угодий.

#### Библиографический список

1. Бузмаков С.А., Кулакова С.А. Оценка состояния почвенного покрова на территории нефтяных месторождений // Географический вестник. 2010. № 4. С.
2. Еремченко О.З., Четина О.А., Кусакина М.Г., Шестаков И.Е. Техногенные поверхностные

образования зоны солейотвалов и адаптация к ним растений: Монография. ПГНИУ. Пермь, 2013. 148 с.

3. Исмаилов Н.М., Пиковский Ю.И. Современное состояние методов рекультивации нефти загрязненных земель // Докл. симп. 7-го делегат. съезда Всесоюз. об-ва почвоведов. Ташкент, 9-13 окт. 1985. С.140-158.

4. Казанцева М.Н. Техногенное засоление земель Тюменской области и его последствия для растительного покрова // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. 2014. № 8-4. С. 150-150; [Электронный ресурс], режим доступа: <https://applied-research.ru/ru/article/view?id=5736> (дата обращения: 11.10.2018).

5. Кузнецов Ф.М., Козлов А.П., Середин В.В., Пименова Е.В. Рекультивация нефтезагрязненных почв: Монография. ПГСХА. Пермь, 2003. С. 9.

6. Полевой определитель почв России. М.: Почвенный институт им. В.В. Докучаева, 2008. 182 с.

7. Почвенная карта Пермской области. 1:700 000. М.: ГУГК, 1992.

8. Самофалова И.А., Рогизная Ю.А. Техногенное загрязнение почв при разливе пластовых вод нефтяных месторождений // Инновационный потенциал естественных наук: материалы Междун. науч. конфер. Пермь: ПГУ, 2006. С. 180-184.

9. Самофалова И.А. Агроэкологическая оценка техногенно-засоленных почв // Энтузиасты аграрной науки: Труды КубГАУ. Краснодар, 2009. Вып. 10. С.441-445.

10. Солнцева Н.П. Добыча нефти и геохимия природных ландшафтов. М.: Изд-во МГУ, 1998. 376 с.

11. Фоминых Д.Е. Техногенное засоление почв как геоэкологический фактор при разработке нефтяных месторождений Среднего Приобья: Автореф. Дис. Канд. Геолого-минер. Наук. Томск, 2013. 18 с. [Электронный ресурс], режим доступа: <http://earthpapers.net/tehnogennoe-zasolenie-pochv-kak-geoekologicheskij-faktor-pri-razrabotke-neftyanyh-mestorozhdeniy-srednego-priobya> (дата обращения: 11.10.2018).

Поступила в редакцию: 11.09.2019 г.

#### Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках:

Самофалова И.А. Агроэкологическая оценка техногенно-засоленных почв на территории Аптугайского нефтяного месторождения // Антропогенная трансформация природной среды. 2019. №5. С. 51-55.

#### Please cite this article in English as:

Samofalova I.A. Agro-environmental assessment of technogenically sedicate soils on the territory of the Aptugaya oilfield // Anthropogenic transformation of the natural environment. 2019. №5. P. 51-55.

УДК 504.054

**Иван Петрович Трубкин**

Всероссийский научно-исследовательский институт экологии Министерства природных ресурсов  
36 км МКАД, двлд. 1, стр. 4  
e-mail: [trubkin.ivan@bk.ru](mailto:trubkin.ivan@bk.ru)

**Инна Абрамовна Немировская**

Институт океанологии им. П.П.Ширшова РАН  
117851, Москва, Нахимовский просп., 36  
e-mail: [nemir44@mail.ru](mailto:nemir44@mail.ru)

**Ivan P.Trubkin**

All-Russian Scientific Research Institute of Ecology of the Ministry of Natural Resources  
4, dvlp. 1, 36 km MKAD, Moscow, 113628

**I.A. Nemirovskaya**

Institute of Oceanology. P.Shirshov RAS  
36, Nakhimovsky Ave st., Moscow, 117851

**РАСЧЕТ АВАРИЙНОГО РАЗЛИВА СУДОВОГО ТОПЛИВА НА ЯМАЛЬСКОМ ПОБЕРЕЖЬЕ КАРСКОГО МОРЯ**

По результатам математического моделирования дана оценка аварийного выброса (100 и 200 т судового топлива) в Карском море, в районе п-ова Ямал. Установлено, что толщина пленки с увеличением объема выброса возрастает всего на 5–7% и зависит от преобладающего направления ветра и рельефа дна. Различия в оценках площади пленки для разной величины выброса топлива достигает 35%, а оценки количества выносимой на берег нефти – 80%.

**Ключевые слова:** математическое моделирование, разлив, судовое топливо, п-ов Ямал, толщина пленки, площадь разлива, выброс на берег.

**CALCULATION OF EMERGENCY SPILLAGE OF FUEL ON THE YAMALSK REGION OF THE KARA SEA**

According to the results of mathematical modeling, an estimate of the accidental spill (100 and 200 tons of marine fuel) in the Kara Sea, in the area of the Yamal Peninsula, was given. It has been established that the film thickness increases by only 5–7% with increasing ejection volume and depends on the prevailing wind direction and bottom topography. Differences in estimates of the area of the film for different amounts of fuel emission reaches 35%, and estimates of the amount of oil carried to the coast – 80%.

**Keywords:** mathematical modeling, spill, ship fuel, Yamal Peninsula, film thickness, spill area, shore release.

**Введение**

Исследования в Арктике становятся особенно актуальными, так как континентальный шельф России обладает ресурсами, превышающими 100 млрд. т нефтяного эквивалента (н.э.). Углеводородные запасы распределены по площади шельфа весьма неравномерно. Доминирующая часть извлекаемых ресурсов углеводородов приурочена к недрам арктических морей (87%), преимущественно Карского и Баренцева с Печорским [4]. В Печерском море уже пять лет успешно добывается нефть на месторождении «Приразломное». Наш собственный и мировой опыт показывает, что такого рода деятельность допустима лишь при условии надежного обеспечения экологической безопасности всех проектов, связанных с вторжением человека в морскую шельфовую зону. Круг возникающих при этом проблем чрезвычайно широк, а их решения

могут быть найдены, прежде всего, в русле экологической науки [14.]. Низкие арктические температуры кардинально меняют поведение нефти на морской поверхности. Изучение последствий нефтяных разливов в Арктике показало, что для таких ситуаций характерно: замедление скорости испарения легких фракций; повышение плотности сырой нефти, снижение ее текучести [21, 23, 25].

В настоящее время прямое поступление сырой нефти в морскую среду, в пресноводные водоемы и в прибрежные пространства в Арктической зоне Российской Федерации имеет ограниченный характер и не рассматривается как фактор, существенно осложняющий экологическую обстановку [2, 10, 11].

Расчет толщины и площади пленки на поверхности воды, количества вынесенной на берег нефти – важный элемент оценки экологической ситуации при аварийных разливах нефти. Результаты такого расчета необходимы для оценки экологического ущерба морской среды от аварийных разливов на шельфе. Южная часть Карского моря, прилегающая к западному побережью полуострова

Ямал, становится сырьевой базой углеводородов XXI века, обладает перспективными ресурсами величиной 56 трлн м<sup>3</sup> условного топлива [6, 15]. Здесь происходит создание уникального морского центра добычи углеводородного топлива.

Выбросы нефти, поступающие в море вследствие аварий судового оборудования, носят, как правило, локальный характер и составляют некоторую относительно малую часть общего объема морских загрязнений [13]. Аварии такого типа являются, однако, наиболее опасными и могут приводить к нарушению экологического равновесия.

В отличие от разливов в районах с умеренным климатом, естественная очистка после выбросов нефти в Арктике может длиться не годы, а десятилетия [21, 25].

#### Методы исследования

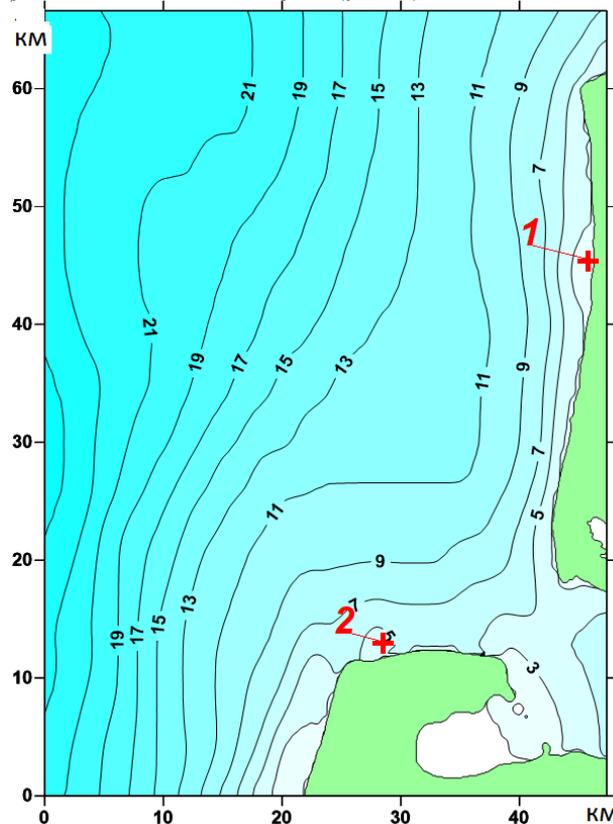
Взаимодействие с окружающей средой, трансформация и перенос нефти в море при разливах представляют собой многофакторный, сложный процесс. Существующие физико-математические модели различной сложности не всегда могут дать полную картину поведения нефти во времени после её разлива для различных условий среды. Кроме того, подобные модели, как правило, ориентированы на один водный объект, а не универсальны для всех. Наличие льда еще более усложняет процесс моделирования поведения нефти при разливах. Однако при всем разнообразии сценариев развития событий, основными являются два: нефтяное пятно будет находиться в отдалении от берега или под воздействием ветра разлитая нефть оказывается в прибрежных водах и на берегу [13]. В первом случае под влиянием ветра, течений, турбулентного перемешивания и других гидродинамических процессов будет происходить перенос нефтяного пятна, и биологические эффекты сведутся к локальным, быстро восстанавливаемым нарушениям на поверхности моря. Во втором случае последствия для берега и биологических ресурсов района могут быть весьма существенными.

При попадании нефти на побережье основные процессы аккумуляции, перемещения и трансформации нефти будут развиваться в литоральной и sublиторальной области, подверженной воздействию ветровых волн, штормов, приливов и отливов. Поэтому основное загрязнение природной среды будет возникать до максимальной границы залеска береговой полосы волнами прибою.

*Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проекты 17-05-00356) и госзадания №0149-2019-0007 «Современные и древние донные осадки и взвесь Мирового океана – геологическая летопись изменений среды и климата: рассеянное осадочное вещество и донные осадки морей России, Атлантического, Тихого и Северного Ледовитого океанов - литологические, геохимические и микрорепалеонтологические исследования; изучение загрязнений, палеообстановок и процессов в маргинальных фильтрах рек»*

Однако именно в этой зоне происходит контакта трех сред (атмосферы, воды и донных отложений) и сосредоточение жизни в её разнообразных проявлениях [14]. Воздействию разлитой нефти здесь могут подвергаться практически все основные компоненты морских и прибрежных экосистем. Последствия аварии будут зависеть от степени загрязнения нефтью и от продолжительности воздействия. Способность к самоочищению береговой линии будет определяться в первую очередь геоморфологией (изрезанности) берегов, их геологической структуры и литологических характеристик береговых отложений (состав, дисперсность), а также от энергии волновых и приливных процессов. При переходе от открытых каменистых берегов к песчано-гравийным пляжам и закрытым бухтам устойчивость нефти и, следовательно, её вредное воздействие должно резко возрастать [24].

При моделировании в районе Карского моря у западного побережья полуострова Ямал, было задано гипотетическое условие аварийного выброса дизельного судового топлива с плотностью 0.86 т/м<sup>3</sup> при продолжительности 1 час: 100 т в точке 1, на расстоянии 0.56 км от берега и 200 т в точке 2, на расстоянии 1,2 км от берега (рис. 1).



**Рис. 1. Местоположение условного аварийного разлива судового дизельного топлива в точках 1 и 2 с глубинами в южной части Карского моря, в районе, прилегающего к западному побережью полуострова Ямал**

Для отслеживания дрейфа пятна нефти использован имитационный метод блуждающих частиц-маркеров [12], который уже применяли при

расчетах переноса различных нефтепродуктов в работах [5, 7, 18, 19].

Модель переноса загрязнения (примеси) основана на системе дифференциальных уравнений Навье—Стокса для вязкой несжимаемой жидкости с учетом условия сохранения массы и количества движения в рассматриваемой области морской акватории. В имитационном методе блуждающих частиц-маркеров поле примеси (пятно нефти) задается совокупностью большого числа отдельных частиц, в каждой из которых содержится по одной условной единице примеси [18]. Их количество в единичном квадрате моря определяет концентрацию примеси в данном районе. Частицы участвуют в двух типах движений: переносятся существующими морскими течениями и совершают флуктуации из-за турбулентных «добавок» к полю этих течений и волнения.

Вес вещества, выбрасываемого в море, одновременно или распределенное во времени с известной интенсивностью, пропорционален количеству испускаемых частиц-маркеров. Координаты маркеров описываются уравнениями:

$$\frac{\partial x}{\partial t} = u_w(x, y, t) + u_p(x, y, t) + u_{pr}(x, y, t) + u'(x, y, t)$$

$$\frac{\partial y}{\partial t} = v_w(x, y, t) + v_p(x, y, t) + v_{pr}(x, y, t) + v'(x, y, t),$$

$$(1)$$

$$\frac{\partial z}{\partial t} = w(x, y, t) + w'(x, y, t),$$

где  $u_w, u_p, u_{pr}, v_w, v_p, v_{pr}$  – горизонтальные компоненты скорости среднего переноса примеси, включающие ветровые, постоянные и приливные течения, полученные по измерениям или расчетам;  $u'(x, y, t), v'(x, y, t), w'(x, y, t)$  – соответствующие пульсационные "добавки" к средним скоростям, обуславливающие турбулентное рассеяние,  $w$  – скорость опускания компонентов примеси под действием силы тяжести.

Рассеяние частиц под действием пульсационных скоростей при их расчетах задается случайным вектором  $u', v'$ , компоненты которого описываются амплитудами вектора орбитальных скоростей ветрового волнения [22] и амплитудой турбулентного (диффузионного) рассеяние частиц, компоненты которого описываются нормальным законом [5]. Практически, в последнем случае такое задание осуществляется численно датчиком случайных чисел с заданной дисперсией. Значение дисперсии

определяется данными пульсаций скоростей течений, измеренных в рассматриваемом районе.

Несмотря на то, что используемый имитационный метод блуждающих частиц-маркеров весьма прост в понимании выполняемых процедур, однако он приводит большим затратам времени при вычислениях. Поэтому этот метод был модифицирован с учетом ранее известного приема расчета, как лагранжево-эйлеров подход Харлоу [22]. Суть этого подхода заключается в том, что источник взвеси задается набором частиц-маркеров, перемещающихся относительно неподвижной эйлеровой расчетной сетки, которая разбивается на квадратные ячейки. Элементы взвеси в ячейке представляют собой набор частиц, которые могут свободно перемещаться через сетку, но не через твердую границу. На первом этапе расчета определяется поле скоростей дрейфа в эйлеровой системе координат [18]. Значения вектора скорости дрейфа отсчитываются от центра ячеек. На втором этапе ведется расчет перемещения частиц, положение которых внутри ячейки определено соответствующими координатами Лагранжа. Скорость каждой частицы находится путем линейной интерполяции между центрами соседних ячеек. Частицы, вышедшие из области через «жидкую» границу, из расчета исключаются. На твердых границах используется условие полного отражения. Подход, предложенный в свое время Харлоу [22] для решения задач гидродинамики в данном случае позволил существенно ускорить вычисления.

При расчетах были использованы метеорологические данные для этого района [16, 17] возможных скоростей и направлений ветра с различной обеспеченностью для 8 румбов направлений ветра (табл. 1). По выбранным величинам скоростей, направлений ветра, и батиметрическим данным были рассчитаны поля течений, ветровых и инфрагравитационных волн [18], а затем поля аварийного разлива и его некоторые параметры: максимальное значение толщины пленки нефти на поверхности воды; площади пленки; количество вынесенной на берег нефти.

По результатам расчетов были определены пространственно-временные характеристики аварийного разлива дизельного топлива в прибрежной зоне Карского моря, прилегающей к западному побережью полуострова Ямал, в наиболее вероятных штормовых условиях.

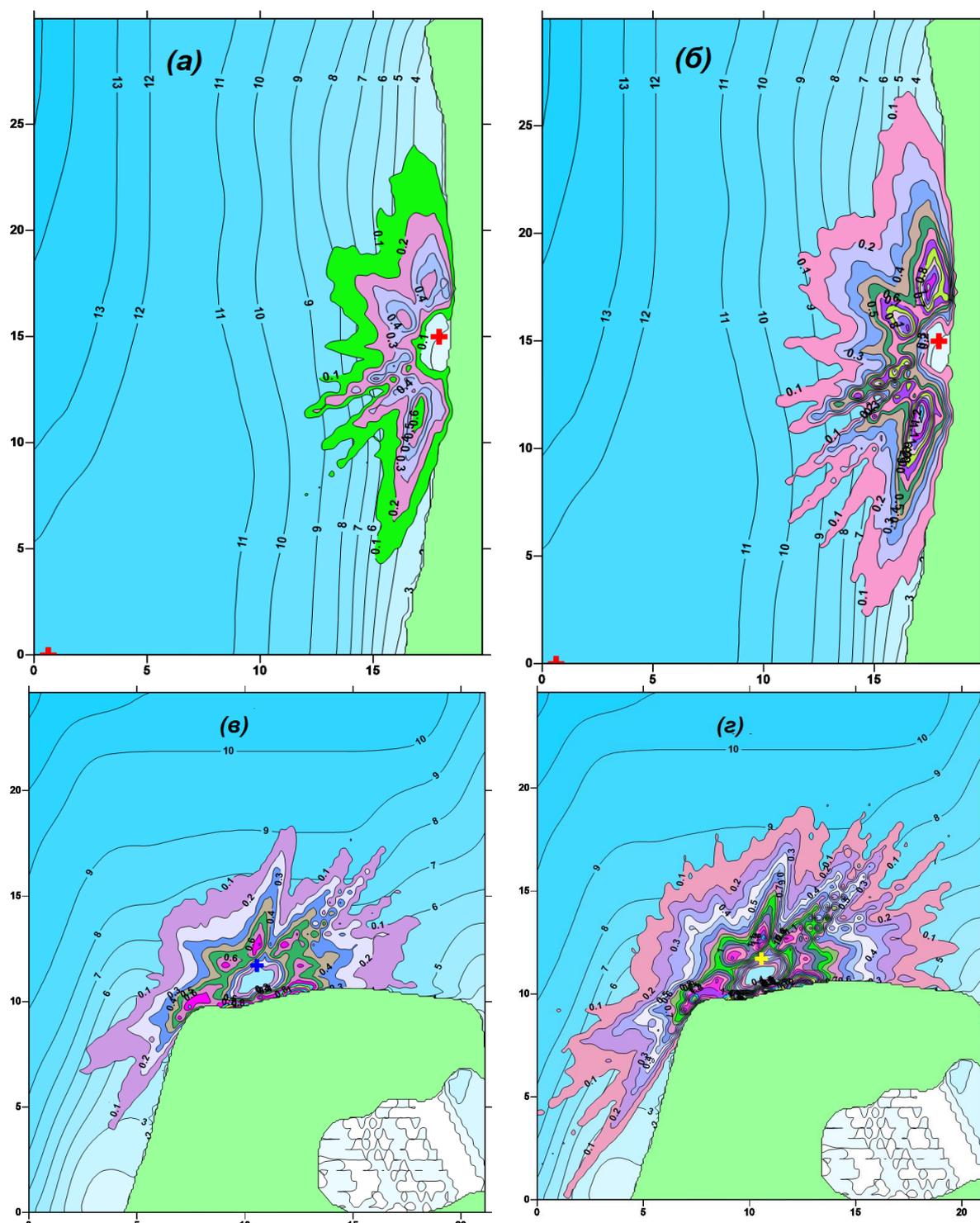
#### Результаты и обсуждение

Проведенные расчеты показали (рис. 2), что увеличение объема выброса привело к росту площади загрязненной поверхности.

Таблица 1.

**Скорости ветра обеспеченности 1 раз в год и его повторяемость при различных направлениях в северной части Ямальского побережья Карского моря**

Направления ветра	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Скорость в 1 год, м/с	20,5	20,5	19,5	20,0	19,9	21,7	21,1	21,0
Повторяемость, %	12,1	17,4	15,0	12,8	12,0	11,3	9,9	9,4



**Рис. 2.** Толщина пленки нефти ( $\text{м}^{-6}$ ) на поверхности воды в точке 1 (а, б) и в точке 2 (в, г) участков Карского моря, при аварийном выбросе 100 тонн – (а, в) и 200 тонн (б, г) дизельного топлива в условиях штормового ветра через 5 часов после аварии (местоположение точек приведено на рис. 1).

Оценка максимальной толщины пленки нефти, разлитой на поверхности воды, при различном преобладающем направлении ветра после аварийного выброса представлена на рис. 3.

Увеличение площади нефтяного slickа не всегда влечет за собой пропорциональное изменение толщины пленки дизельного топлива на поверхности воды, так как с увеличением объема выброса в два раза толщина пленки возрастает, всего на 5–7%.

Кроме того, толщина пленки зависит от преобладающего направления ветра на поверхности воды и рельефа дна. В результате изолинии толщины пленки дизельного топлива в большей степени ориентированы вдоль береговой линии (рис. 2).

Пространственно-временные характеристики зоны загрязнения могут изменяться в ситуациях, когда в результате действия ветра и течений при продолжительном аварийном выбросе нефтяная

пленка попадает на берег или другую контактную границу.

Установлено, что максимальные значения толщины пленки нефти зависят от скорости ветра и интервала времени после аварийного выброса (рис. 3). С возрастанием этих параметров толщина пленки уменьшалась за первый час после аварийного выброса при штормовом ветре примерно в 10 раз.

По результатам расчетов были определена также площадь разлива, превышающая по толщине пленки нефти на поверхности более  $0,1 \cdot 10^{-6}$  м (рис. 4).

Согласно полученным данным в условиях штормового ветра обеспеченности 1 раз в год, выброса с 1 часовой продолжительностью 100 тонн и 200 т дизельного топлива площадь пятна нефти возрастает примерно первые 3 часа от начала выброса, а затем уменьшается (рис. 4). Масштаб воздействия разлива на водную среду в первую очередь зависит от интенсивности процессов выветривания летучих фракций нефти. Известные модельные оценки показывают, что процессы выветривания являются наиболее значимыми над всей арктической территорией [1, 3]. Различие в оценках площади пленки разлива 100 тонн и 200 тонн топлива достигает 35%.

Полученные оценки растекания пятен нефти на поверхности воды рассматриваемых участков в

южной части Карского моря, позволили определить также количество выносимой на берег нефти (рис. 5). Испарение и дисперсия приводят к устранению нефти с морской поверхности, а эмульгирование делает её более стойкой к деградации и увеличивает объем загрязнения. На дно нефть может опуститься только при смешивании с более плотными взвешями [8, 14].

Результаты расчетов (рис. 3–5) подтверждают зависимость поведения разлитой нефти в морской среде от таких факторов, как объем разлива, начальные физические и химические характеристики нефти, преобладающие климатические и морские условия, и возможность выноса нефти на берег. Скорость растекания нефти зависит от погодных условий и таких характеристик как плотность, летучесть, вязкость и температура застывания.

Оценка поступления нефти на берег имеет принципиальное значение, так как здесь тяжесть последствий нефтяных разливов значительно увеличивается [2, 9, 13]. В береговой зоне расположена кормовая база и места размножения большинства промысловых видов морских организмов. Нахождение нефти в береговой зоне делает невозможным также нормальное функционирование прибрежных рекреационных зон.

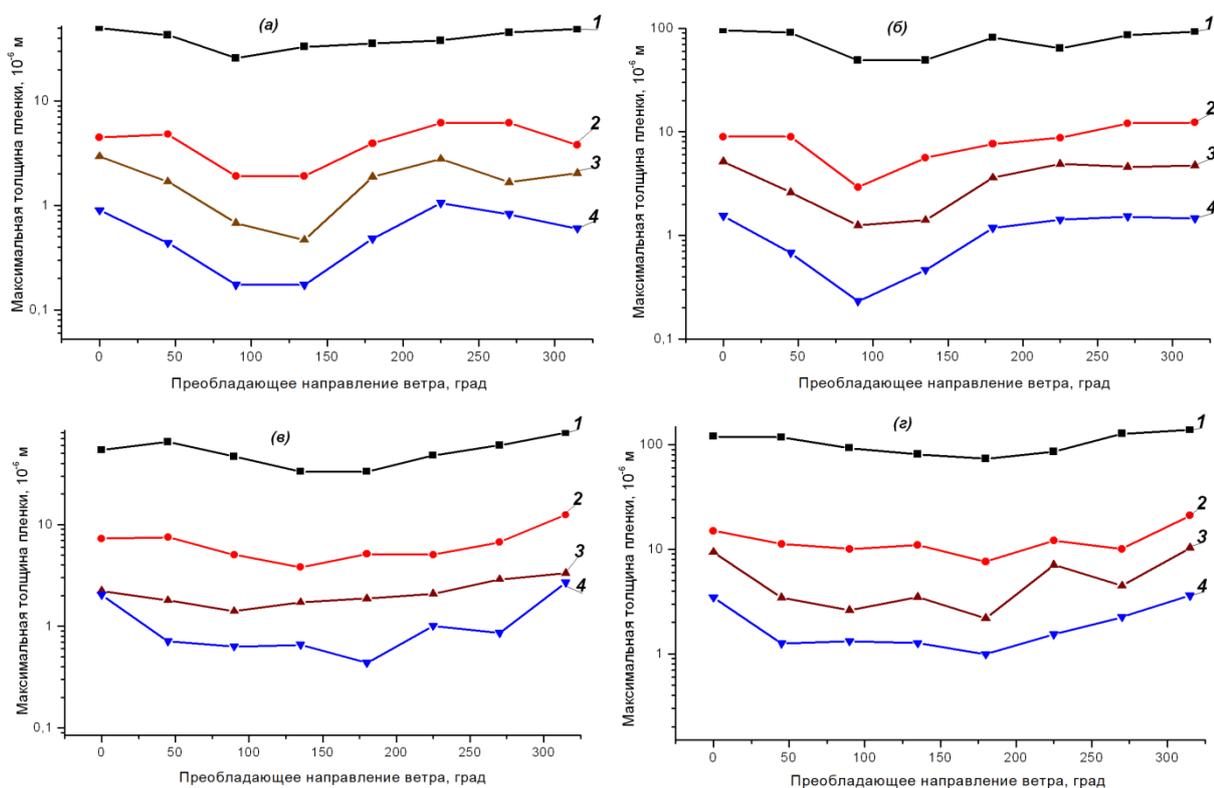


Рис. 3. Максимальная толщина пленки нефти ( $10^{-6}$  м) на поверхности воды в точке 1 (а, б) и в точке 2 (в, г), при аварийном выбросе 100 т (а, в) и 200 т (б, г) дизельного топлива в условиях штормового ветра через: 1 – 1; 2 – 3; 3 – 5; 4 – 7 часов после начала аварийного выброса.

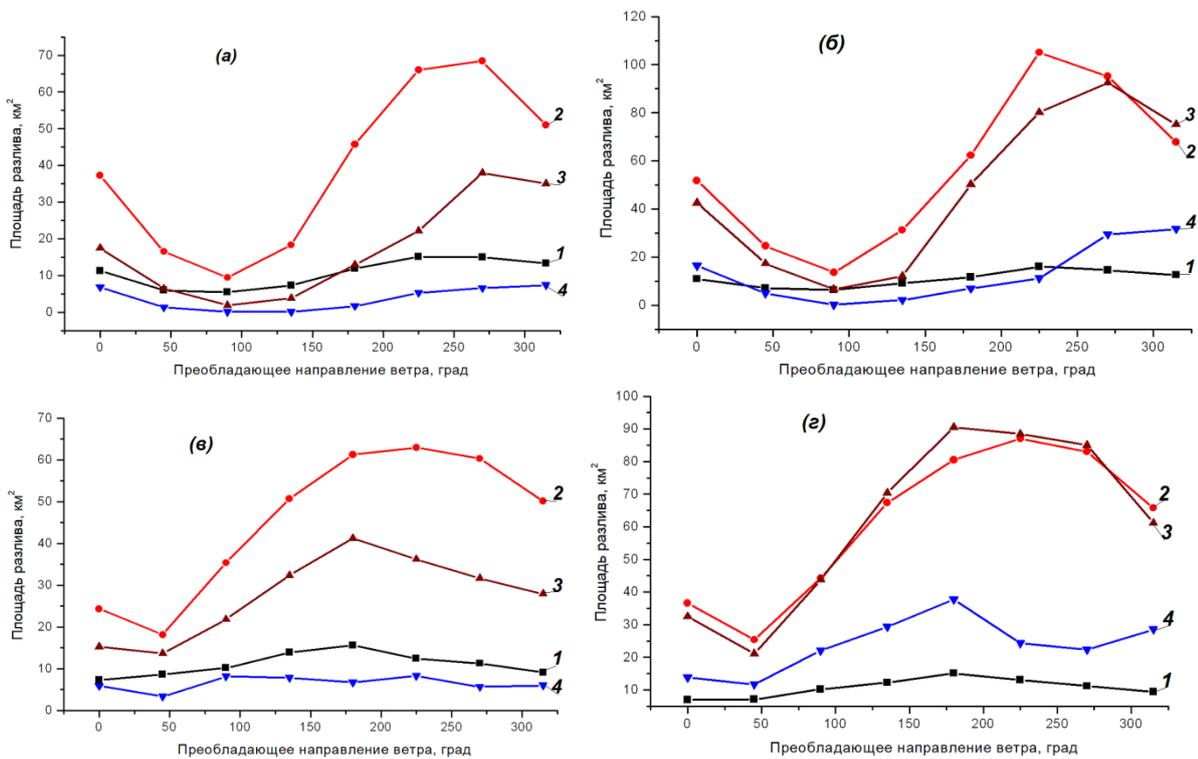


Рис. 4. Площадь разлива дизельного топлива (км<sup>2</sup>, при толщине пленки более  $0,2 \cdot 10^{-6}$  м) на поверхности воды в точке 1 (а, б) и в точке 2 (в, г) в условиях штормового ветра через: 1 – 1; 2 – 3; 3 – 5; 4 – 7 часов после начала аварийного выброса.

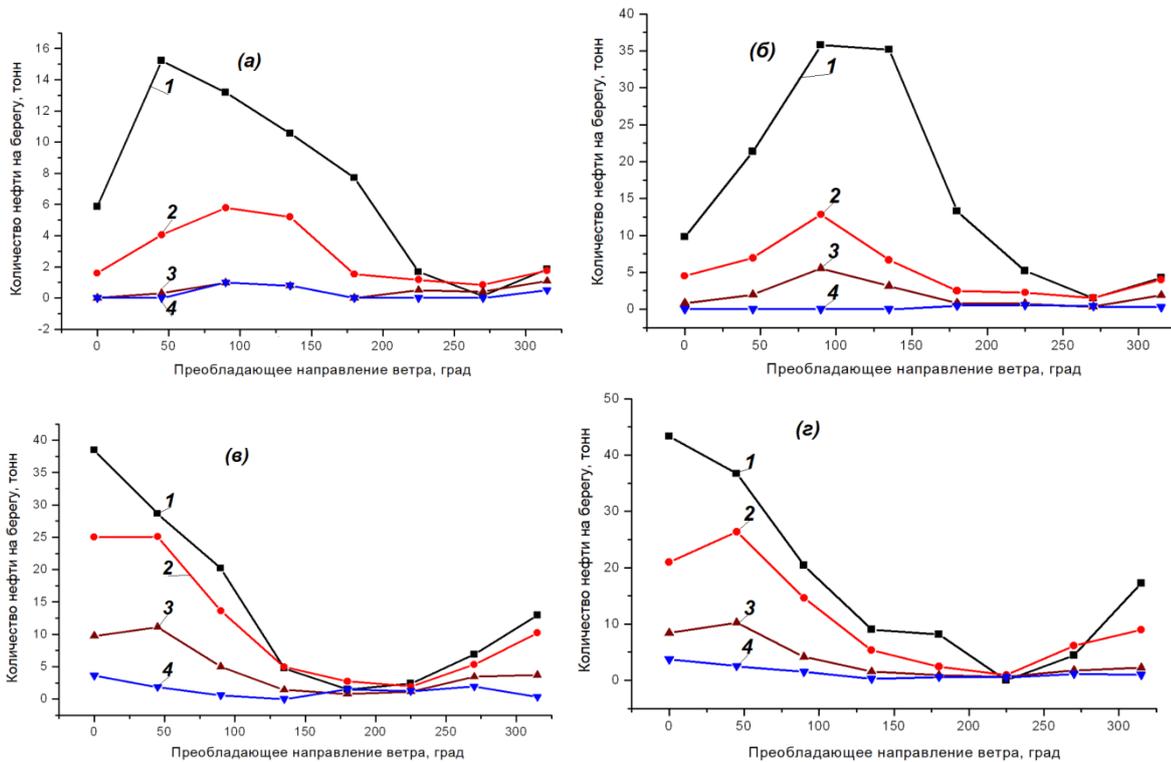


Рис. 5. Количество (тонн) выносимой на берег дизельного топлива при аварийном выбросе в точке 1 (а, б) и в точке 2 (в, г) 100 тонн - (а, в) и 200 тонн (б, г) в условиях штормового ветра через: 1 – 1; 2 – 3; 3 – 5; 4 – 7 часов после начала аварийного выброса.

Выброс нефти на берег может приводить к образованию глинисто-нефтяных смоляных комков, особенно при смешивании с песком и галькой. При

поступлении нефти в закрытые от солнца и воды зоны на протяжении длительного времени их состава остается постоянным [9, 24]. В Арктике даже

через 8 лет после аварии танкера “Еххон Valdes” в донных осадках наименее выветренной оказалась асфальтеновая фракция битумоидов [25].

Важно подчеркнуть при этом, что благодаря положительной плавучести нефти (плотность ниже единицы) и низкой растворимости в воде (менее 1% от общего объема) разлитая нефть локализуется на поверхности моря и берегов. В результате такого неоднородного распределения вредное биологическое действие нефти при разливах должно проявляться в основном не в водной толще, а на поверхности моря, в литорали и на берегу за счет прямого физического контакта нефти с организмами (птицы, млекопитающие, прикрепленные и малоподвижные виды бентоса) и их биотопами (местообитаниями) [14].

Кроме того, если при борьбе с нефтяными разливами в море применяют различные физико-химические и механические средства (например, диспергаторы, скриммеры и т.д.), то при попадании нефти на берег таких средств не существует, и при борьбе с загрязнением либо вывозят с пляжей песчано-мазутную смесь, либо брандспойтами промывают пляжи. В результате загрязнение снова оказывается в море [6]. Проведенные расчеты позволяют выбрать обоснованную стратегию борьбы с разливом нефти.

В заключение следует отметить, что результаты исследований поведения нефти в морской среде являются той научной базой, которая лежит в основе как методологии оценок последствий нефтяных разливов, так и стратегии борьбы с ними.

Работа выполнена в рамках госзадания № 0149-2019-0007 и при финансовой поддержке РФФИ (проекты 17-05-00356)

#### Библиографический список

1. *Альхименко А.И.* Аварийные разливы нефти в море и борьба с ними. СПб: ОМ-Пресс, 2004 – 213 с.
2. Диагностический анализ состояния окружающей среды арктической зоны Российской Федерации (расширенное резюме) М.: Научн. мир, 2011– 124 с.
3. *Измайлов В.В.* Перенос и трансформация нефтяного загрязнения Северного Ледовитого океана/ С-Петербург: Гидрометеоздат, 1999 – 140 с.
4. *Каминский В.Д., Супруненко О.И., Смирнов А.Н., Медведева Т.Ю., Черных А.А., Александрова А.Г.* Современное ресурсное состояние и перспективы освоения минерально-сырьевой базы шельфовой области российской Арктики//Разведка и охрана недр. 2016 – № 9 – С.136–142
5. *Коротенко К.А., Боуман М.Д., Дитрих Д.Е.* Моделирование циркуляции и переноса нефтяных пятен в Черном море // Океанология. – 2003.– Т. 43.– №3.–, С. 367–378.
6. *Маценко С.В., Волков Г.Г., Волкова Т.А.* Ликвидация разливов нефти и нефтепродуктов на море и внутренних акваториях. Расчёт достаточности сил и средств. Методические рекомендации. Новороссийск, 2009. –92 с
7. *Мишуков В.Ф., Калинин В.В., Мишукова Г.И.* Модель расчета переноса и трансформации нефтяного загрязнения в Дальневосточных морях (на примере залива Петра Великого Японского моря). Дальневосточные моря России. Исследование морских экосистем и биоресурсов. М.: Наука, 2007.– 699 с.
8. *Немировская И.А.* Углеводороды в океане (снег-лед-вода-взвесь-донные осадки) М. Научный мир, 2004. – 328 с.
9. *Немировская И.А.* Нефть в океане (загрязнение и природные потоки). М.: Науч. Мир, 2013. – 432 с.
10. *Немировская И.А.* Содержание и состав углеводородов в воде, взвеси и донных осадках Карского моря // Океанология. 2010. – Т. 50.– № 5. С.717-729.
11. *Немировская И.А., Реджепова З.Ю.* Поведение углеводородов в устьевых зонах арктических рек. Геохимия. 2018.– №8. С.791–804.
12. *Озмидов Р.В.* Диффузия примесей в океане. Л.: Гидрометеоздат, 1986.– 278 с.
13. *Патин С.А.* Нефтяные разливы и их воздействие на морскую среду и биоресурсы. М.: ВНИРО, 2008. 507 с.
14. *Патин С.А.* Нефть и экология континентального шельфа. Ч. 2. М.: ВНИРО, 2017. 285 с.
15. *Сидняев Н.И.* Оценка сценариев разлива нефти в шельфовой зоне арктических морей с использованием моделей геоинформационной обработки. Инженерные изыскания, 2014– №4– С. 68-80.
16. Справочник по климату СССР. Л., Гидрометеоздат, Вып. 13, части II-IV–1966 – 1968.
17. Справочные данные по режиму ветра и волнения Японского и Карского морей. Российский морской регистр судоходства, Санкт-Петербург, 2009 – 356 с.
18. *Трубкин И.П.* Ветровое волнение (взаимосвязи и расчет вероятностных характеристик) М.: Научный мир, 2007.– 264 с.
19. *Трубкин И.П., Немировская И.А.* Расчет пространственно-временных характеристик аварийного разлива судового топлива в прибрежной зоне Карского моря. Океанологические исследования. 2017.– № 45. –С. 98 –107.
20. AMAP (Arctic Monitoring and Assessment Programme). Chapter 4. Sources, Inputs and Concentrations of Petroleum Hydrocarbons, Polycyclic Aromatic Hydrocarbons, and other Contaminants Related to Oil and Gas Activities in the Arctic. Oslo: AMAP, – 2007.– 87 p
21. *Brandvik, P.J., I. Singaas J., Daling P.S.* Oil spill R&D in Norwegian Arctic waters with special focus on large-scale oil weathering experiments //Proc. Inter Spill Conference, Trondheim –2004. –18 p.
22. *Harlow F.H.* Numerical calculation of time-dependent viscous incompressible flow / F.H. Harlow, J.E.Welch // Phys. Fluids. 1965.– V. 8. –P. 2182–2189.

23. *Michel J., Hayes M.O.* Weathering Patterns of oil Residues Eight Years after the Exxon Valdes Oil Spill // *Mar. Poll. Bull.* 1999. V.38. №10. P.855-863.

24. *Owens E.D, Mayseth N, Martin C.A., Lamarche A., Brown J.* Tar ball frequency data and analytical results from a long-term beach monitoring program // *Mar. Pol. Bul.* 2002. – V. 44.– №. 8. P. –770–780.

25. *Prince R.C., Bragg M.* Shoreline bioremediation following the Exxon Valdes oil spill in Alaska // *Bioremediation Journal.* 1997. V.1. P.97-104.

26. *Rowland A.P. et al.* / *Environmental Pollution* 109 (2000) 109–118

*Поступила в редакцию: 01.09.2019 г.*

**Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках:**

Трубкин И.П., Немировская И.А. Расчет аварийного разлива судового топлива на Ямальском побережье Карского моря // *Антропогенная трансформация природной среды.* 2019. №5. С. 56-63.

**Please cite this article in English as:**

*Trubkin I.P., Nemirovskaya I.A.* Calculation of emergency spillage of fuel on the Yamalsk region of the Kara sea // *Anthropogenic transformation of the natural environment.* 2019. №5. P. 56-63.

УДК 551.576.1

**Александр Петрович Хаустов**Российский университет дружбы народов  
117198, Москва, Миклухо-Маклая, 6  
e-mail: [khaustov-ap@rudn.ru](mailto:khaustov-ap@rudn.ru)**Alexandr P. Khaustov**Peoples' Friendship University of Russia  
6, Miklukho-Maklaya st., Moscow, 117198**Маргарита Михайловна Редина**Российский университет дружбы народов  
117198, Москва, Миклухо-Маклая, 6**Margarita M. Redina**Peoples' Friendship University of Russia,  
6, Miklukho-Maklaya st., Moscow, 117198

### ИНДИКАТОРНЫЕ СООТНОШЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИЙ ПОЛИЦИКЛИЧЕСКИХ АРОМАТИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОБЪЕКТАХ СЖИГАНИЯ УГОЛЬНОГО ТОПЛИВА И БИОМАССЫ

Анализируется содержание полициклических ароматических углеводородов (ПАУ) в пирогенных пробах – продуктах сжигания угля и биомассы при различных режимах и с различными добавками. Пирогенный характер проб определяется на основе индикаторных соотношений ПАУ. Показано, что они эффективны в разной степени для рассмотренных объектов и в ряде случаев не позволяют достаточно достоверно устанавливать происхождение ПАУ в компонентах окружающей среды.

**Ключевые слова:** полициклические ароматические углеводороды (ПАУ), пирогенный, сжигание, уголь, индикаторные соотношения

### INDICATOR RATIOS OF POLYCYCLIC AROMATIC HYDROCARBONS IN THE OBJECTS OF COAL FUEL AND BIOMASS BURNING

The content of polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) in pyrogenic samples – products of burning of coal and biomass under various conditions and with various additives is analyzed. The pyrogenic nature of the samples is determined on the basis of the PAH indicator ratios. It is shown that they are effective in varying degrees for the considered objects and in some cases do not allow sufficiently reliably establish the origin of PAHs in environmental components.

**Keywords:** polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs), pyrogenic, combustion, coal, indicator ratios.

**Введение.** Среди значительного спектра углеводородных соединений полициклические ароматические углеводороды являются довольно специфическим классом. Характерная особенность структуры молекул ПАУ – наличие нескольких кольцевых структур, в том числе, как минимум одного бензольного кольца. Это определяет основные химические и термодинамические свойства ПАУ, включая их крайне низкую растворимость (высокую гидрофобность), а также значительную стойкость в окружающей среде.

Происхождение ПАУ может быть как естественным, так и техногенным. Для промышленных целей некоторые полиарены получают преимущественно из нефти и каменноугольной смолы. Часть ПАУ образуются при низкотемпературных процессах (петрогенные ПАУ), другие формируются при высоких температурах (пирогенные). Отметим, что пирогенные и петрогенные ПАУ могут формироваться и в естественных, и в техногенных процессах. Так,

пирогенные «естественные» ПАУ могут образовываться в ходе природных пожаров и вулканической активности, а техногенные – при сжигании различных материалов (например, процессы сжигания топлива, производство алюминия и др.). Петрогенные естественные источники ПАУ – нефтепроявления, грязевые вулканы и др., а техногенные – процессы нефтяных загрязнений при нарушении технических объектов. При этом чаще всего определенным объектам соответствуют свои почти уникальные наборы ПАУ.

Специфичным для ПАУ является наличие изомеров: соединения с одинаковой молекулярной массой могут иметь различную структуру молекул, которые характеризуются различными химическими и физико-химическими свойствами. При этом часть изомеров условно рассматриваются как «кинетические» (химически более активные), а другие – как термодинамические (менее химически активные).

Установление источников ПАУ в тех или иных объектах может основываться на определении наиболее характерных для них индивидуальных ПАУ (например, перилен считается «свидетельством»

природного загрязнения), либо на анализе наборов ПАУ (табл. 1).

Таблица 1

**Преобладающие ПАУ как маркеры антропогенных источников [5]**

№	Источники	ПАУ-маркеры
1	Сжигание угля	Фенантрен, флуорантен, пирен
2	Производство кокса	Антрацен, фенантрен, бенз(а)пирен
7	Автомобили на диз.топливе	Флуорантен и пирен с высокой долей бенз(б)флуорантена и бенз(к)флуорантена
3	Сжигание отходов	Пирен, фенантрен, флуорантен
5	Промышленность – сжигание нефти	Флуорантен, пирен, хризен
6	Бензиновые двигатели	Бенз(ghi)пирилен, индено(123-cd)пирен и коронен
4	Сжигание древесины	Бенз(а)пирен и флуорантен

Анализ индикаторных соотношений ПАУ – один из наиболее часто используемых способов установления источников ПАУ. На практике применяются различные соотношения, которые для тех или иных объектов характеризуются разной степенью точности. В частности, наши исследования [3] показали вероятность значительных ошибок в определении источников ПАУ для нефтесодержащих проб. В связи с этим, в настоящей статье предпринята попытка анализа эффективности индикаторных соотношений ПАУ в заведомо различных пирогенных (образованных в результате сжигания) соединений.

**Объекты и методы**

Уголь рассматривается как смесь комплекса поликонденсированных ароматических бензольных ядер с минимальным содержанием водорода. При сжигании эти соединения разлагаются, однако условия сжигания могут быть различными, что приводит к образованию разных наборов ПАУ в зависимости от исходных субстанций. При низкотемпературном сжигании и недостатке кислорода образуются ацетилен и алифатические фрагменты углеводородов. В дальнейшем происходит полимеризация ацетилена в бутадиен, а затем формируется ядро ароматического углеводорода. Вследствие его присоединения к существующим ароматическим ядрам возникает ПАУ, например Ру. Из него с добавлением еще одной молекулы бутадиена выделяется наиболее известный канцероген ВаР. При высокотемпературном сжигании и обильном поступлении кислорода образуется меньшее количество ПАУ: практически весь углерод сгорает, превращаясь в оксид углерода.

При неполном сгорании возникают частички углерода – сажа. Образующиеся ПАУ активно адсорбируются на поверхности частичек сажи и дыма, вместе с ними попадают в окружающую нас среду. Таким образом, сжигание угля является мощным источником ансамбля разнообразных ПАУ, поэтому в предлагаемой статье предпринята попытка по возможности охватить существующие технологии сжигания угля и продукты пиролиза.

В качестве объектов анализа рассматривались пробы следующих материалов, содержащих фенантрен (Phen), антрацен (An), флуорантен (Flu), пирен (Py), хризен (Chr), бенз(а)антрацен (BaA), 3,4-

бенпирен (BaP), индено(1,2,3-cd)пирен (IP), бенз(ghi)перилен (Bghi).

1. Водоугольное топливо из антрацита (Вьетнам, по [ ] и шламы углей Кузнецкого угольного бассейна [1]. Технологии, основанные на сжигании водоугольного топлива, - одно из перспективных направлений развития угольной энергетики. Количество образующихся продуктов горения несравнимо меньше по сравнению с традиционными выбросами угольных ТЭС. Кроме этого, увеличивается теплотворная способность топлива. Однако и в этом случае образуются ПАУ, количество которых значительно снижается, но зависит от химического состава исходных углей.

2. Чугунно - и сталеплавильное производство, включающее производство кокса, Бенкси (КНР): зольный остаток, отвал хранения продуктов коксования, летучая зола, оседающая на электрофильтре, а также чугунно - и сталеплавильное производство в провинции Шандунь (КНР), где применяются коксование смеси небогатенных углей [6].

3. Различные фракции летучей золы угольной ТЭС (КНР): фракции более 150 мкм, 125-150 мкм, 90-125 мкм, 63-90 мкм и менее 63 мкм. Учитывая различную «емкость» частиц различного диаметра относительно ПАУ, эти объекты представляют особый интерес [7].

4. Продукты низкотемпературного сжигания различных видов биомассы –преимущественно березовые дрова, дающие максимальный выход ПАУ по сравнению с другими породами леса (Беларусь, по [2]).

5. Продукты сжигания угля в различных массовых соотношениях с добавками меди и оксида меди при различных температурах [10]. В печати неоднократно появлялись данные о возможности повышения эффективности сжигания угольного топлива за счет использования минеральных добавок. Один из вариантов – добавление меди и оксида меди. Это не массово распространенная технология, а скорее эксперимент: исследовалось влияние условий сжигания угля в присутствии меди на образование ПАУ. Было показано, что добавление меди приводит к более активному формированию ПАУ при высоких температурах, особенно многокольцевых. Еще большее количество ПАУ образуется при добавлении оксида меди. Максимальные количества ПАУ

образуются при температурах около 700 - 800<sup>0</sup> С. Не останавливаясь на особенностях химических реакций, в этих случаях и перспективах приращения эффективности топлива, оценим лишь вариации концентраций ПАУ и применимость индикаторных соотношений на их основе.

6. Зола при мокром золоудалении и подстилающие породы на золоотвале Витебской ТЭЦ (Беларусь, по [4]). Учитывая возможность миграции веществ непосредственно от золы, через защитный слой (концентрации металлов на многих объектах отчетливо указывают на эти процессы), в подстилающие породы, а также контакт золы с условиями окружающей среды, можно ожидать изменения соотношений концентраций ПАУ.

7. Летучие золы при сжигании 2 сортов угля (южноафриканский и колумбийский) [9].

8. Газовая фаза и летучая зола ТЭС в Испании с воздействием электромагнитного излучения (как одна из технологий очистки отходящих газов) и без него [8].

Всего исследуемая выборка состояла из 51 представителя, которые кластеризуются по ансамблю из 9 ПАУ в несколько иерархических групп с достаточно тесными внутригрупповыми связями. Применялось несколько методов классификаций, но за основу был принят кластер-анализ.

Для рассмотренных проб, прежде всего, был проведен корреляционный анализ, позволивший установить связи внутри рассмотренной группы ПАУ. Затем были применены методы многомерного анализа данных – кластерный анализ (с применением Евклидовых метрик связи, метода Варда для связывания объектов) и компонентный анализ (метод главных компонент).

После получения представлений о взаимосвязи между индивидуальными соединениями ПАУ был проведен расчет наиболее популярных индикаторных соотношений, позволяющих установить источник ПАУ в объектах. Традиционно в различных областях исследований применяются следующие виды индикаторных отношений (табл. 2).

Таблица 2

Индикаторы природы ПАУ для различных сред\*

Значение для петрогенных ПАУ	Значение для пирогенных ПАУ
<i>Фенантрен/ антрацен (Ph/ An)</i>	
Ph/ An > 10	Ph/ An < 10 Ph/An ≈ 3 при горении дерева и угля
<i>Антрацен/(сумма изомеров массой 178), An/(Ph + An) или An/178</i>	
An/( Ph + An) > 0,10 ⇒ дизельное масло, сланцевое масло, уголь и некоторые образцы сырой нефти	An/( Ph + An) < 0,10 ⇒ лигнит, выбросы дизельного топлива и мазута
<i>Флуорантен/ пирен, Flu/ Py</i>	
Fl/ Py > 1 Fl/ Py < 0,4	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Fl/ Py &lt; 1 ⇒ пирогенные источники</li> <li>• Fl/ Py &lt; 1,4 сжигание угля;</li> <li>• Fl/ Py &lt; 1,0 сжигание древесины</li> <li>☐ Fl/ Py &gt; 0,4 сжигание</li> </ul>
<i>Флуорантен/ (флуорантен + пирен), Fl/ (Fl + Py)</i>	
Fl/ (Fl + Py) < 0,50 ⇒ большинство НП и продуктов их сгорания	Fl/ (Fl + Py) > 0,50 ⇒ сжигание керосина и травы, большинства углей и древесины; креозот
<i>Бенз(а)антрацен / (бенз(а)антрацен + хризен (трифенилен), BaA/228</i>	
BaA/228 < 0,20 [7, 15-17]	BaA/228 > 0,50 ПАУ – продукт сжигания BaA/228 > 0,35
<i>Индено(1,2,3-сd)пирен/ индено (1,2 3-сd)пирен + бенз(ghi)перилен, IP/ (IP + Bghi)</i>	
IP/ (IP + Bghi) < ≈ 0,20 [7, 15-17]	<ul style="list-style-type: none"> <li>• IP/ IP + Bghi &gt; 0,5 сжигание травы, древесной сажки, креозота, древесины и угля, кустарниковых пожаров,</li> <li>• IP/ IP + Bghi &lt; 0,5 пожары в саванне; продукты сгорания НП и сырой нефти</li> </ul>
<i>Сумма пирена и флуорантена к сумме хризена и фенантрена (Py + Flu)/(Chr + Ph)</i>	
< 0,5	> 0,5

\* Примечание: по материалам Ровинского и др. (1987), Sakari M. (2012), Yunker M.B. et al. (2002)

**Результаты и обсуждение.** Корреляционный анализ концентраций индивидуальных ПАУ, несмотря на различные химические составы и происхождение сжигаемых материалов, технологии сжигания и вид продуктов сгорания, позволил выявить весьма высокие связи между ними (от 0,62 до 0,98; все – положительные):

1) Phen наиболее тесно связан с Flu, An, Chr, BaA и An (отметим, что связь с собственным изомером оказалась на четвертом месте);

2) An наиболее тесно по сравнению со всем набором рассмотренных ПАУ связан с Chr, Flu, BaA, Bghi и Py;

3) Flu максимально тесно связан с Chr, Py BaA, хотя все связи оказались не слабее 0,85;

4) Chr наиболее близок к Flu, BaA, Py, а также с остальными ПАУ сила связи не ниже 0,84;

5) Py связан спрочими ПАУ с коэффициентами от 0,77 до 0,98, при этом максимально выражена связь с Flu, BaP, Bghi и чуть слабее – Chr, IP;

6) к BaP наиболее близки Bghi, IP, Py;

7) BaA максимально тесно связан с Flu, Chr и Py;

8) для IP связи с некоторыми ПАУ наименее выражены (Phen и AN – 0,62 и 0,71 соответственно), хотя и здесь есть очень близкие соединения с силой связи 0,98 (BaP) и 0,95 (Py);

Bghi наиболее тесно скоррелирован с Py, BaP, Ip, Flu, Chr.

Несмотря на генетическое разнообразие выборки, четкого соответствия с теоретическими

представлениями (табл.1) корреляционный анализ не выявил, поэтому был применен аппарат многомерных классификаций с целью выявления сходства и различий между признаками и объектами, а также аномалий по группе признаков. Кроме того, были проанализированы индикаторные соотношения (табл.2) на предмет их возможности применения в качестве классификационных оснований. Связи между исследуемым пулом ПАУ наиболее наглядно демонстрируются на дендрограмме (рис. 1).

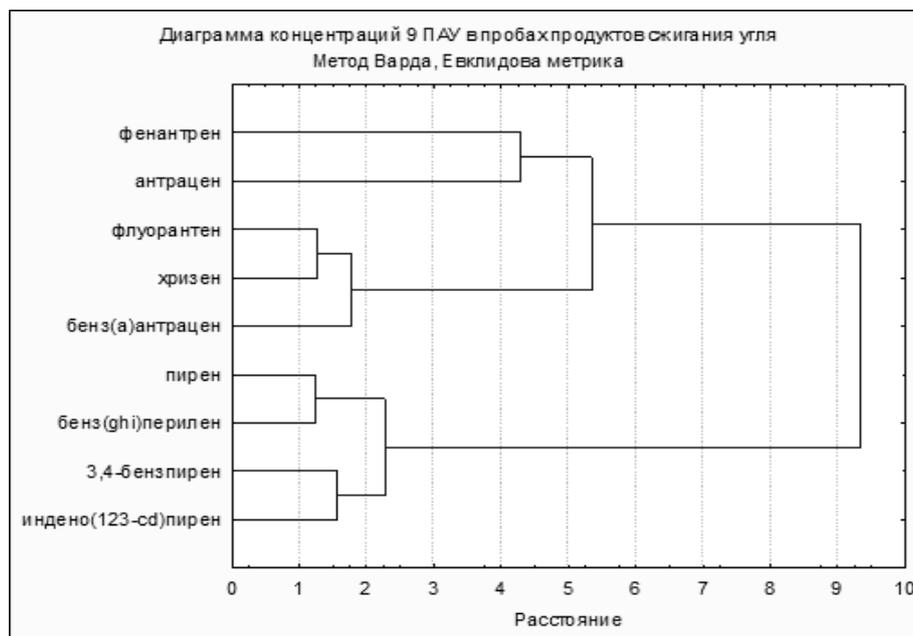


Рис. 1. Дендрограмма концентраций ПАУ в продуктах сжигания угля

На дендрограмме весьма отчетливо выделяются группы ПАУ, преимущественно соответствующие молекулярным массам соединений: легкие 3-кольцевые (Phen и An), более тяжелые 4-кольцевые BaA, Chr и Flu, а также наиболее тяжелые многокольцевые соединения, к которым примкнул Py. Попадание Py в группу тяжелых ПАУ обусловлено его молекулярной структурой и соответствующим комплексом физико-химических свойств, определяющих поведение при высокотемпературных процессах.

Расчеты методами факторного анализа с применением операций вращения также указали на

весьма тесную взаимосвязь между признаками. Практически все они с высокими факторными нагрузками оказались на первом факторе, который вобрал в себя 88% общей дисперсии. Этот факт позволяет констатировать важный вывод о том, что несмотря на, казалось бы, различные технологии сжигания и исходные субстанции (марки углей и продукты их сгорания) из исследуемых ПАУ формируются преимущественно одинаковые пулы.

Расчеты факторных нагрузок с варимаксным вращением соотношений дали принципиально другие интерпретируемые результаты (табл. 3).

Таблица 3

Результаты компонентного анализа пирогенных объектов: факторные нагрузки\*

	Factor 1	Factor 2	Factor 3	Factor 4
Phen/ An	0,06	-0,03	-0,93	0,13
Flu / Py	-0,18	0,84	-0,08	0,04
An / ( An + Phen)	-0,71	0,10	0,25	-0,07
Flu / (Flu + Py)	0,30	0,68	0,35	0,15
(Py + Flu) / (Chr + Phen)	0,73	-0,14	0,22	0,39
BaA / BaA + Chr)	-0,65	-0,29	0,20	0,41
IP /IP + Bghi	-0,08	-0,12	0,17	-0,90
Expl.Var	1,60	1,31	1,18	1,17
Prp.Totl	0,23	0,19	0,17	0,17

\* Курсивом выделены значимые нагрузки

Высокие нагрузки в 1-ом факторе дали соотношения  $An/(An+Phen)$ ,  $(Py+Flu)/(Chr+Phen)$ , а также  $BaA/(BaA+Chr)$ , что свидетельствует о их индикаторной общности при распознавании загрязнителей пирогенного генезиса. Второй фактор указывает на общность соотношений  $Flu/Py$  и  $Flu/(Flu+Py)$ , что вполне закономерно для горения углеводородов практически любого генезиса. Индивидуальность отношения  $Phen/An$  обусловлена соотношением термодинамического изомера к кинетическому, хотя в практике применения соотношений применяют чаще кинетические к термодинамическим изомерам. Для пирогенных источников, судя по табл. 2, характерно резкое снижение термодинамических изомеров во всех молекулярных группах и особенно для  $Flu$ . Наконец 4 фактор индивидуализирован соотношением  $IP/(IP+Bghi)$  – тяжелых многокольчатых изомеров, которые с теоретических позиций трудно поддаются естественному разложению. Термодинамические оценки указывают на большую устойчивость структур ангулярной последовательности с угловым расположением бензольных колец по сравнению с линейно расположенными цепочками колец. Таким образом, факторный анализ соотношений изомеров ПАУ достаточно объективно подразделил их с учетом индивидуальных молекулярных особенностей (кинетические и термодинамические). Из этого следует правомерность применения соотношений к анализу продуктов пиролиза.

Анализ распределения объектов-векторов (метод главных компонент; процедура вращения факторных осей не применялась) в плоскостях первых компонент указывает на достаточно компактное распределение объектов. Примененный метод достаточно эффективен при выявлении однородных объектов по комплексу признаков и выявления аномальностей. При столь тесной корреляции признаков такое сгущение большинства объектов в единую группировку не удивительно. Аномальными объектами, резко отстоящими от общего облака точек, стали пробы продуктов преимущественно низкотемпературного сжигания древесины, а также пробы дыма и осадка на дне электрофильтра для очистки отходящих газов на коксовом производстве (рис. 2).

Интерпретировать данное распределение в целях классификации довольно сложно: основной массив точек крайне близок друг другу. Применение процедур вращения факторных осей не позволяет сделать картину более четкой. В связи с этим в дальнейшем используется классификация, методом кластер - анализа.

Отметим, что применение аналогичных операций для объектов- векторов соотношений изомеров при такой факторной структуре (табл. 3) с достаточно равномерным распределением общей дисперсии по факторным осям дало еще худшие результаты. Все объекты со значительными вариациями расположились вдоль первой компоненты, а при

использовании процедуры вращения не обнаружено значимой склонности объектов к группировкам.

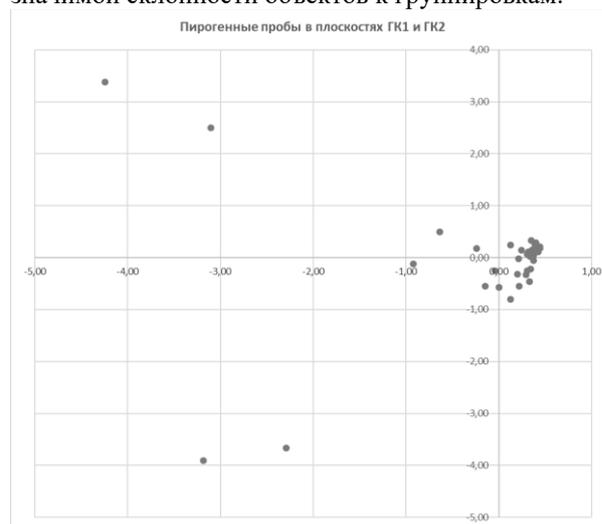


Рис. 2. Распределение объектов в плоскости ГК1 и ГК2

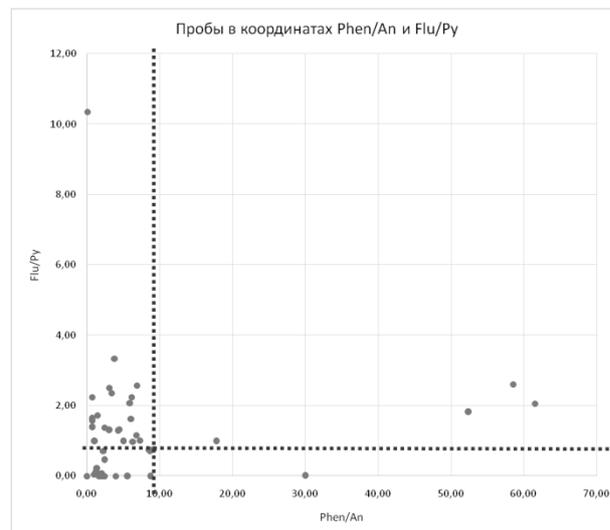


Рис. 3. Распределение анализируемых объектов в плоскости индикаторных соотношений  $Phen/An$  и  $Flu/Py$

Идентификация пирогенного происхождения ПАУ на основе анализа индикаторных соотношений, приведенных в табл. 2, – принципиально важная задача при установлении источников загрязнения окружающей среды и деградации различных групп ПАУ в средах. Для всех анализируемых объектов (полная выборка) был рассчитан набор индикаторных соотношений, которые в результате имели следующую «эффективность» (соответствие традиционно принятым критическим значениям):

- $Phen/An$  – соотношение соответствует установленным для пирогенных проб значениям в **86,3%** случаев;
- $Flu/Py$  – 49%;
- $An/(An+Phen)$  25.5%;
- $Flu/(Flu + Py)$  – 56.9%;
- $(Py+Flu)/(Chr+Phen)$  – **82.4%**;

- ВаА/(ВаА + Chr) – 11.8%;
- Ip/(IP+Bghi) – **68.6%**.

Таким образом, в целом для рассмотренных проб наиболее эффективным индикаторным соотношением является Phen/An. Менее всего надежны ВаА/(ВаА + Chr) и An/(An+Phen). Наиболее наглядно это можно продемонстрировать диаграммой распределения объектов в осях коэффициентов Phen/An и Flu/Py (рис. 3). Отметим, что некоторые из индикаторных соотношений не были вынесены на диаграмму в связи с экстремальными значениями во избежание «смятия» облака точек и получения нечитаемой картины.

Следующий шаг - анализ взаимосвязи рассмотренных объектов. Выбор этого метода обусловлен возможностями построения иерархических классификаций с последующими расчетами параметров внутри классов. В нашем случае класс принимается внеранговой единицей, содержащей более 2 объектов. Объективность деления до необходимых уровней (кроме вышесказанного) определяется возможностью интерпретации полученных классов (группировок точек) и логикой классификаций. Результаты кластерного анализа (метод Варда), представленные на рис. 4, свидетельствуют о явно выраженном влиянии условий сжигания на образование того или иного специфического набора ПАУ. Влияние на состав комплекса ПАУ оказывают как температура горения, так и состав добавок. В целом рассмотренные объекты можно разделить на следующие группы и подгруппы.

Характеристики выделенных групп представлены далее в табл. 3. В целом можно отметить объединений в группах объектов за счет суммарного количества ПАУ в них и набора доминирующих ПАУ. Различия обусловлены характером сжигаемых материалов, условиями горения, добавлением

«сторонних» компонентов, характером продуктов сгорания (зола на дне фильтра и летучая зола различаются между собой; различны и отдельные фракции зол, выделенные по размеру частиц). Так, объекты класса А с максимальным содержанием ПАУ, образовали подклассы объектов, сформировавшихся при разных температурах сгорания, хотя по структуре набору ПАУ объекты класса А в целом близки к некоторым группировкам в классе Б.

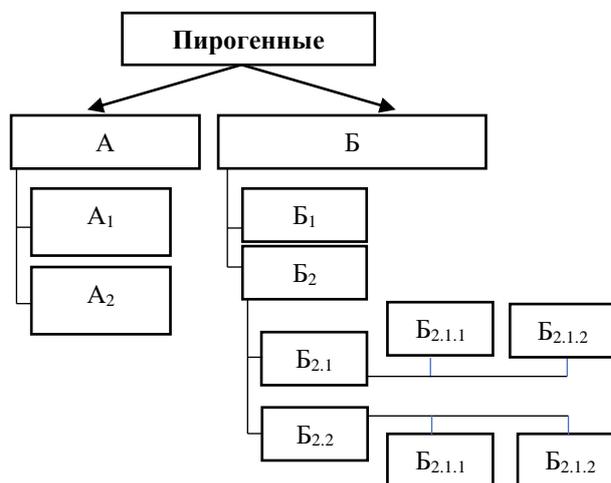


Рис. 4. Группировки объектов по результатам кластерного анализа

При анализе их эффективности для отдельных классов и подклассов картина меняется, иногда очень значительно (табл. 4). Поэтому с помощью данной таблицы удастся квалифицированно подобрать нужное соотношение ПАУ в зависимости от технологий сжигания углей и идентифицировать загрязнения природных сред продуктами пиролиза.

Таблица 4

Характеристика группировок пирогенных проб с учетом эффективности индикаторных соотношений ПАУ и преобладания ПАУ в пробах

№	Характеристика класса и объектов	Σ <sub>ПАУ</sub> и доминанты	Индикаторные соотношения (в скобках – % эффективности)						
			Phen/An	Flu/Py	An/(An+Phen)	Flu/(Flu+Py)	Py+Flu/Ch+Phen	BaA/(BaA+Chr)	IP/IP+Bghi
А	ПАУ на частицах сажи – максимальные ΣПАУ. Преобладание тяжелых изомеров	4478,6 (Flu, Phen, Py)	5,35 (100%)	1,82 (50%)	0,16 (0%)	0,63 (100%)	2,19 (100%)	0,60 (50%)	0,59 (100%)
А <sub>1</sub>	ПАУ на частицах до электрофильтра и на его дне (коксовое производство)	4834,8 (Phen, Flu, BaA)	4,35 (100%)	1,31 (100%)	0,19 (0%)	0,57 (100%)	2,44 (100%)	0,58 (0%)	0,66 (100%)
А <sub>2</sub>	ПАУ на летучей золе при низкотемпературном сгорании	4122,5 (Flu, Py, IP)	6,34 (100%)	2,32 (0%)	0,14 (0%)	0,70 (100%)	1,93 (100%)	0,61 (0%)	0,51 (100%)
Б	ПАУ с разнообразными условиями сжигания; содержания ПАУ более низкое. Преобладание относительно легких ПАУ	189,4 (Phen, Flu, Py)	72,04 (85,1%)	40,03 (63,8%)	0,30 (27,7%)	0,43 (57,5%)	2,94 (91,5%)	0,56 (12,8%)	0,64 (66,0%)
Б <sub>1</sub>	Дно электрофильтров, хранилище пепла с электростатического осадителя, отвал продуктов коксования. Максимальные ΣПАУ в	841,0 (Flu, Py, BaA)	1,05 (100%)	1,48 (40%)	0,53 (0%)	0,60 (100%)	1,61 (100%)	0,52 (0%)	0,62 (100%)

№	Характеристика класса и объектов	ΣПАУ и ПАУ-доминанты	Индикаторные соотношения (в скобках – % эффективности)						
			Phen/An	Flu/Py	An/(An+Phen)	Flu/(Flu+Py)	Py+Flu/Ch+Phen	BaA/(BaA+Chr)	IP/IP+Bghi
	классе								
Б <sub>2</sub>	Низкие ΣПАУ Разнообразный класс объектов и технологий сжигания	112,4 (Phen, Flu, Py)	80,49 <b>(83,3%)</b>	44,62 <b>(66,7%)</b>	0,28 (31,0%)	0,41 (52,4%)	3,10 <b>(78,6%)</b>	0,56 (14,3%)	0,64 <b>(61,9%)</b>
Б <sub>2</sub> <sub>1</sub>	Водоугольное топливо; летучая зола сжигания угля на ТЭС (СНР); сжигание угля с добавками Си и CuO, зола Витебской ТЭС	33,45 (Py, BaA, Phen)	121,80 <b>(83,3%)</b>	0,50 <b>(95,8%)</b>	0,24 (41,7%)	0,25 (20,8%)	3,76 <b>(79,2%)</b>	0,61 (4,2%)	0,66 (50%)
Б <sub>2</sub> <sub>1.1</sub>	Невысокие ΣПАУ Водоугольное топливо; летучая зола ТЭС, уголь Датонг (температуры 800-1200, добавки Си 50:1 и 200:1, CuO)	48,4 (Py, BaA, Bghi, Phen, Flu)	233,11 <b>(83,3%)</b>	0,51 <b>(100%)</b>	0,21 <b>(66,7%)</b>	0,29 (16,7%)	5,88 <b>(91,7%)</b>	0,62 (0%)	0,48 (25,0%)
Б <sub>2</sub> <sub>1.2</sub>	Минимальные ΣПАУ Сжигания угля Датонг с добавками Си (100:1, и CuO (температуры 600-700), пыль коксохимического производства, зола и подстилающие породы отвала Витебской ТЭС	18,5 (Phen, BaA, Py, BaP)	10,50 <b>(83,3%)</b>	0,49 <b>(91,7%)</b>	0,27 (16,7%)	0,22 (25,0%)	1,65 <b>(66,7%)</b>	0,59 (8,3%)	0,84 <b>(75,0%)</b>
Б <sub>2</sub> <sub>2</sub>	Преобладание легких ПАУ до 4 колец, относительно более значительная сумма ПАУ; продукты коксования; низкотемпературное горение, высокотемпературное сжигание угля с добавками Си и CuO, летучая зола южноколумбийского угля	217,7 (Phen, Flu, Py, An, BaA, Chr)	25,40 <b>(83,3%)</b>	103,45 <b>(72,2%)</b>	0,33 (16,7%)	0,62 <b>(83,3%)</b>	2,22 <b>(77,8%)</b>	0,50 (27,8%)	0,62 <b>(77,8%)</b>
Б <sub>2</sub> <sub>2.1</sub>	Максимальная в классе ΣПАУ. Выражено преобладание Phen. Отвал продуктов коксования, низкотемпературное горение растительности, газовая фаза и зола ТЭС (Испания)	303,9 (Phen)	48,98 <b>(66,7%)</b>	3,20 <b>(88,9%)</b>	0,17 (33,3%)	0,69 <b>(100%)</b>	3,30 <b>(100%)</b>	0,46 (33,3%)	0,58 <b>(66,7%)</b>
Б <sub>2</sub> <sub>2.2</sub>	Относительно высокая ΣПАУ. Преобладают легкие ПАУ Дно электрофильтра на коксохимическом и металлургическом производстве; высокотемпературное сжигание угля с добавками Си и CuO, летучая зола южноколумбийского угля	131,6 (Flu, Chr, An)	1,82 <b>(100%)</b>	203,71 (44,4%)	0,49 (0%)	0,55 <b>(66,7%)</b>	1,14 (55,6%)	0,53 (11,1%)	0,65 <b>(88,9%)</b>

Как показано в таблице, соотношение Phen/An «работает» практически для всех пирогенных проб. Соотношение (Py+Flu)/ (Ch+Phen) эффективно в более чем 55% случаев для всех проб; исключение – пробы со дна электрофильтра и отдельные продукты сжигания угля с добавками Си и CuO, а также летучей золы южноколумбийского угля. Очевидно, «аномалия» объясняется неполнотой сгорания исходных материалов (об этом свидетельствуют относительно более высокие значения суммарных концентраций ПАУ), а также их исходным составом.

Эффективность коэффициента IP/IP+Bghi подтверждения практически для всех условий

сжигания и сжигаемых продуктов за исключением: продуктов горения водоугольного топлива; летучей золы ТЭС при сжигании угля с температурой 800-1200° и добавками Си 50:1 и 200:1, CuO. Данные условия, очевидно, приводят к максимально полному сгоранию исходного материала даже с многокольцевой структурой ПАУ. В результате пиролиза образуется минимальное количество все продуктов сгорания, включая ПАУ.

Соотношения на основе концентраций Flu и Py демонстрируют переменную более и менее высокую эффективность для рассмотренных проб. Соотношения An/Phen, BaA/ (BaA+Chr) в целом

малоэффективны. При этом сами ПАУ An, Phen, BaA, Chr попадают в ряде групп в число доминантов, то есть при столь высоких их концентрациях ошибки в вычислении соотношений минимизируются; индикаторные соотношения должны были бы четко «высвечивать» природу ПАУ.

#### Заключение

Использование индикаторных соотношений ПАУ позволяет с различной степенью достоверности идентифицировать продукты пиролиза от сгорания углей, однако эффективность метода при использовании разных соотношений различна. Максимальная точность в разделении пирогенных ПАУ достигается при использовании индикаторного соотношения Phen/An, которое точно позволяет определить пирогенный характер объекта при различных технологиях сжигания и типах продуктов пиролиза – это подтверждается кластеризацией ПАУ. В отдельных случаях, например, при низкотемпературном сжигании проявляют информативность индикаторы, основанные на концентрациях Flu и Py.

Несмотря на эффективность отдельных соотношений, широко используемые в зарубежных исследованиях граничные значения индикаторных соотношений ПАУ не могут автоматически переноситься на все условия окружающей среды и все виды сред. Требуется существенная корректировка их использования в зависимости от исследуемых материалов и технологий сжигания, степени метаморфизации продуктов пиролиза в средах.

Многообразие условий сжигания и присадок (медь и оксид меди, сжигание с водой и т.д.) в значительной мере изменяет выход ПАУ в продуктах пиролиза. В связи с этим кроме расширения списка контролируемых ПАУ в аналитических определениях требуется применение комплекса индикаторов и обоснование их выбора. Применение незначительного количества веществ-индикаторов загрязнения, как и использование небольшого круга индикаторных соотношений снижает эффективность диагностики загрязнений. Так, бенз(а)пирен (зачастую единственный контролируемый ПАУ, поскольку существует ошибочная уверенность в его репрезентативности) не всегда в достаточной степени полно отражает поведение всего комплекса ПАУ.

Для слабо загрязненных продуктами пиролиза территорий соотношения из табл. 2 не всегда должны применяться строго; необходима их «настройка» (поиск критических значений, которые будут четко разграничивать пирогенные и петрогенные

загрязнения). Это обусловлено, с одной стороны, противодействием природных сред загрязнению даже при лесных и степных пожарах, а с другой стороны – тем, что при малых концентрациях ПАУ увеличивается ошибка в пробоподготовке и аналитических определениях. Недоучет многих изомеров зависит от методов экстракции и вида анализа, а дополнительное концентрирование и снижение отдельных изомеров неправильным (длительным) хранением и пробоотбором.

#### Библиографический список

1. Журавлева Н.В., Мурко В.И., Федяев В.И., и др. Вихревая технология сжигания суспензионного водоугольного топлива экологические аспекты // Экология и промышленность России. – 2009. – № 1. – С. 6-9.
2. Какарека С.В., Кухарчик Т.И., Хомич В.С. Стойкие органические загрязнители: Источники и оценка выбросов. Минск: РУП Минсктиппроект, 2003. - 219 с.
3. Хаустов А.П., Редина М.М. Геохимические маркеры на основе соотношений концентраций ПАУ в нефти и нефтезагрязненных объектах // Геохимия, 2017, № 1, с. 57–67.
4. Хомич В. С. и др. Золоотвалы ТЭЦ как потенциальные источники загрязнения окружающей среды // Природопользование: сб. науч. тр. – 2012. – С. 124.
5. Asif M. Geochemical applications of polycyclic aromatic hydrocarbons in crude oils and sediments from Pakistan : дис. – University of Engineering and Technology Lahore–Pakistan, 2010.
6. Kong S. et al. Characterization of PAHs within PM10 fraction for ashes from coke production, iron smelt, heating station and power plant stacks in Liaoning Province, China // Atmospheric Environment. – 2011. – Т. 45. – №. 23. – С. 3777-3785.
7. Li H., Liu G., Cao Y. Content and distribution of trace elements and polycyclic aromatic hydrocarbons in fly ash from a coal-fired CHP plant // Aerosol Air Qual Res. – 2014. – Т. 14. – №. 4. – С. 1179-88.
8. Mastral A. M. How EB radiation could affect the mechanism of PAH formation. – 2009. – №. INIS-XA-09N0647.
9. POPs in Israeli coal ash. – URL: [http://www.coal-ash.co.il/research/Ruud\\_meij\\_2006\\_full\\_Eng.pdf](http://www.coal-ash.co.il/research/Ruud_meij_2006_full_Eng.pdf)
10. Yan J. et al. Performance of PAHs emission from bituminous coal combustion // Journal of Zhejiang University-SCIENCE A. – 2004. – Т. 5. – №. 12. – С. 1554-1564.

Поступила в редакцию: 01.09.2019 г.

#### Просьба сослаться на эту статью в русскоязычных источниках:

Хаустов А.П., Редина М.М. Индикаторные соотношения концентраций полициклических ароматических углеводородов в объектах сжигания угольного топлива и биомассы // Антропогенная трансформация природной среды. 2019. №5. С. 64-71.

#### Please cite this article in English as:

Khaustov A.P., Redina M.M. Indicator ratios of polycyclic aromatic hydrocarbons in the objects of coal fuel and biomass burning // Anthropogenic transformation of the natural environment. 2019. №5. P. 64-71.

**АВТОРСКИЙ УКАЗАТЕЛЬ**

Андреев Д.Н.	3
Бачурин Б.А.	8
Березкин В.А.	15
Бортник А.Г.	45
Бузмаков С.А.	21
Губайдуллин М.Г.	15
Дзюба Е.А.	31
Медведева Н.А.	45
Немировская И.А.	56
Перепелица Д.И.	38
Плотникова М.Д.	45
Редина М.М.	64
Самофалова И.А.	51
Трубкин И.П.	56
Хаустов А.П.	64
Шатрова А.И.	3

*Научное издание*

## **АНТРОПОГЕННАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ**

№ 5  
2019

Издается в авторской редакции

Компьютерная верстка: Дзюба Е. А.  
Макет обложки: Мишланова Ю. Л.

Подписано в печать 30.10.2019. Дата выхода: 14.11.2019  
Формат 60×84/16. Усл. печ. л. 9,125. Тираж 500 экз. Заказ 1513/2019

Редакция научного журнала «Антропогенная трансформация природной среды»  
614990, Пермь, Букирева, 15. Географический факультет  
Тел. (342) 239-64-87.

Издательский центр Пермского государственного национального  
исследовательского университета  
614990, Пермский край, г. Пермь, ул. Букирева, д. 15  
Тел. (342) 239-66-36.

Отпечатано с готового оригинал-макета в типографии издательства  
Пермского национального исследовательского политехнического университета  
Адрес: 614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29, к. 113.  
Тел. (342) 219-80-33.

Распространяется бесплатно