

22. Матенькова Е.А., Наплекова Н.Н. Влияние нефтепродуктов на биологическую активность почв // Биологические науки. – 1988а. – № 10. – С. 93–99.
23. Влияние нефтяного загрязнения на некоторые компоненты агроэкосистемы / Ф.Х. Хазиев, Е.И. Тишкина, Н.А. Киреева [и др.] // Агрохимия. – 1998. – № 2. – С. 56–61.
24. Хазиев Ф.Х., Фахтеев Ф.Ф. Изменение биохимических процессов в почвах при нефтяном загрязнении и активация разложения нефти // Агрохимия. – 1981. – № 10. – С. 102–111.
25. Хазиев Ф.Х. Методы почвенной энзимологии. – М.: Наука, 2005. – 250 с.



УДК 622.311+547.99

Н.В. Чухарева, Л.В. Шишмина

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК РАЗНОТИПНЫХ ТОРФОВ ПРИ СОРБЦИИ НЕФТИ С ВОДНОЙ ПОВЕРХНОСТИ*

В статье приведена оценка способности воздушно-сухих и термообработанных торфов Томской области сорбировать товарную нефть с водной поверхности. Показано, что нефтеёмкость всех исследованных образцов зависит от плотности сорбтива. Прослеживается взаимосвязь между содержанием групповых составляющих воздушно-сухого торфа верхового типа и его нефтеёмкостью. Установлено влияние степени разложения торфа на нефтеёмкость и влагоёмкость. Определено относительное изменение показателей нефтеёмкости и влагоёмкости торфа под влиянием предварительного нагрева. Получены более высокие коэффициенты плавучести для образцов термообработанного торфа.

Ключевые слова: торф, термообработка, степень разложения, нефтеёмкость, влагоёмкость, групповой состав, плавучесть.

N.V. Chukhareva, L.V. Shishmina

THE DETERMINATION OF DIFFERENT-TYPE PEAT PROPERTIES IN THE OIL SORPTION FROM WATER SURFACE

The ability assessment of the air-dry and heat-treated peats in Tomsk Region to sorb the commercial oil from the water surface is given in the article. It is shown that the oil capacity of all researched samples depends on the sorbate density. The interrelationship between group components of upper type air-dry peat and its oil capacity is traced. The influence of peat decay degree on oil capacity and moisture capacity is identified. The relative change in the peat oil capacity and moisture capacity indices under the influence of preheating is determined. Higher rates of buoyancy for the heat-treated peat samples are received.

Key words: peat, heat treatment, decay degree, oil capacity, moisture capacity, group composition, buoyancy.

Введение. Выбор современных сорбционных материалов на основе природных компонентов во многом определяется доступностью исходных ресурсов, недорогими технологиями получения, сорбционными свойствами по отношению к заданному сорбтиву, а также способностью к регенерации после ликвидации аварий, вызывающих загрязнение окружающей среды. Одним из таких сорбентов является торф, характеризующийся как многокомпонентная полидисперсная высокомолекулярная система [1].

Работы ряда авторов [2, 3, 4, 5, 6, 7] свидетельствуют о неодинаковой сорбционной способности торфа по отношению к разным сорбтивам, в том числе и к нефтяным углеводородам. Последнее является немаловажным фактором при сохранении экологического баланса в условиях значительной протяженности нефтепроводов на территории Российской Федерации [8, 9].

Так как разливы нефтяных углеводородов в реальных условиях могут проходить на грунте (другой твердой поверхности) или на водной среде, то в продолжение ранее проведенных исследований [4, 5] были

* Статья выполнена в рамках конкурса научно-исследовательских проектов ВР Exploration Operating Company Limited («ВР») на основании договора о пожертвовании компании «Бипи Эксплорейшн Оперейтинг Компани Лимитед» №5255 от 04.04.2013 г. (проект «Разработка методики получения сорбционных материалов на основе торфов Томской области» под руководством канд. с.-х. наук Н.В. Чухаревой).

изучены сорбционные характеристики образцов воздушно-сухого (далее – исходного) и термообработанного торфа.

Цель исследований. Исследование характеристик торфа, определяющих его сорбционные свойства при удалении нефти с водной поверхности и их изменение под влиянием предварительной термообработки.

Объекты и методы исследований. Исследование проводили на 22 образцах фракции 1–3 мм верхового, переходного и низинного торфа восьми месторождений Томской области, 11 из которых были образцами в воздушно-сухом состоянии, 11 – термообработанными до 250°C в среде собственных газов разложения по методике [10]. Выбор фракционного состава был осуществлен в соответствии с полученными результатами по изучению влияния размера фракций на нефтеемкость в работе [4]. Предварительный нагрев торфа осуществлялся с целью его гидрофобизации по отношению к водной среде.

Характеристика торфа представлена в табл. 1. Характеристика товарной нефти (сорбтива): 1) товарная нефть (ТН) Красноярского края Ванкорского месторождения, $\rho = 873,5 \text{ кг/м}^3$; 2) ТН Томской области, которая состоит из смеси нефти с Лугинецкого, Мыльджинского, Игольско-Талового и Шингинского месторождений, $\rho = 844,3 \text{ кг/м}^3$; ТН Томской области Средне-Нюрольского месторождения $\rho = 844,3 \text{ кг/м}^3$; ТН Томской области Лугинецкого месторождения, $\rho = 796,2 \text{ кг/м}^3$.

Методики определения сорбционных свойств торфа. Весовой метод определения сорбционной емкости торфа по отношению к товарной нефти основан на методике [11]: 1) в стеклянные стаканы по 250 мл, наполненные на 2/3 водой, вливают 1,5; 2,5 и 3,5 г нефти (по 3 повторности на каждый эксперимент, $i = 3$), взвешенной с точностью до 0,01 г; 2) из усредненной пробы сорбента известной массы отбирают пробу и рассыпают на поверхности разлитой нефти до полного впитывания сорбтива (время контакта с нефтью составляет не более 10 мин); 3) взвешивали остаточную массу сорбента при разных количествах поглощенной нефти и получали значение $M_{S_{\text{то.}i}}$ при разных объемах разлива. Рассчитывали количество поглощенной нефти на 1 г сорбента M_{Ni} :

$$M_{Ni} = \frac{M_i}{M_{S_i} - M_{S_{\text{ост.}i}}}, \quad (1)$$

где M_i – навеска нефти, разлитой на поверхности воды, г;
 M_{S_i} – исходная масса пробы торфа для сорбирования нефти, г;
 $M_{S_{\text{ост.}i}}$ – остаточная масса неиспользованного сорбента, г;

Определяли среднее значение сорбционной емкости торфа при одинаковом объеме разлитой на водной поверхности ТН:

$$M_{Ni, \text{cp.}} = \frac{M_{Ni}}{n}, \text{ при } n = 3, P \geq 0,9, \quad (2)$$

где n – количество экспериментов при одинаковом объеме разлитой ТН.

Таблица 1

Характеристика объектов исследования

Место-рождение	Вид торфа	R, %	Шифр	W ^a , %	A ^d , %	Групповой состав, % на daf					
						Б	ЛГВ+ ВРВ	ГК	ФК	Ц	НГО
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Верховой торф											
Семиозерье	Сфагново-мочажин.	5	ВСМ-5	8,4	1,9	4,6	53,6	9,0	15,6	9,0	8,2
			ВСМ-5 ₂₅₀	1,2	2,1	5,9	36,5	27,0	10,0	6,1	14,5

Окончание табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Березовая грива	Сфагновый	5	BC-5	7,0	4,2	3,7	47,7	18,0	14,7	7,0	8,9
			BC-5 ₂₅₀	0,9	17,2	5,1	38,7	25,2	11,4	4,3	15,3
Темное	Фускум	5	ВФ-5	7,9	2,1	4,4	52,6	10,0	16,2	7,2	9,6
			ВФ-5 ₂₅₀	2,9	4,3	5,8	29,0	33,0	12,1	5,0	15,1
Темное	Фускум	20	2 ВФ-20	10,5	3,1	4,4	46,1	16,2	17,5	5,6	10,2
			2 ВФ-20 ₂₅₀	0,9	16,4	4,9	33,6	27,1	15,0	5,0	14,4
Семиозерье	Пушицево-сфагновый	25	ВПС-25	8,2	1,9	6,3	32,6	25,0	18,3	5,4	12,4
			ВПС-25 ₂₅₀	0,7	2,5	6,8	27,2	31,0	15,1	4,8	15,1
Колпашевское	Пушицево-сфагновый	35	1 ВПС-35	6,6	2,3	8,2	31,3	28,0	18,6	5,7	8,2
			1 ВПС-35 ₂₅₀	1,8	3,5	9,0	25,1	35,0	14,9	5,1	10,9
Переходный торф											
Семиозерье	Шейхцериевый	20	ПШ-20	7,4	8,4	4,3	33,2	30,4	17,2	2,0	12,9
			ПШ-20 ₂₅₀	1,0	11,7	5,5	26,1	38,4	13,0	1,6	15,4
Васюганское	Осоково-сфагновый	30	ПОС-30	7,2	4,4	5,0	38,2	25,2	18,6	3,0	10,0
			ПОС-30 ₂₅₀	1,2	5,2	5,9	26,0	35,3	14,8	2,1	13,9
Низинный торф											
Полуденовское	Осоковый	25	2 НО-25	11,7	4,2	4,2	2,2	38,0	11,8	2,0	17,5
			2 НО-25 ₂₅₀	2,3	5,7	5,7	2,7	43,0	9,0	1,7	18,7
Клюквенное	Древесный	30	НД-30	7,1	10,3	10,3	4,0	43,9	10,6	2,1	11,9
			НД-30 ₂₅₀	0,9	10,7	10,7	4,1	48,0	8,8	2,0	12,7
Таганское	Осоковый	35	НО-35	10,2	9,9	9,9	2,9	40,0	12,7	1,9	16,5
			НО-35 ₂₅₀	1,5	12,0	12,0	3,4	44,0	10,0	1,8	18,0

Примечание. R – степень разложения; W^a – влажность аналитическая; A^d – зольность на сухое вещество; B – битумы; ЛГВ+ВРВ – легкогидролизующие и водорастворимые вещества; ГК и ФК – гуминовые и фульвокислоты; Ц – целлюлоза; НГО – негидролизующий остаток.

Нефтеемкость торфа с учетом разных объемов нефтяного пятна:

$$G'_{N} = \frac{\sum_{i=1}^n M_{N_i} \text{ср.}}{r}, \quad (3)$$

где R соответствует количеству полученных M_{N_i} ср. при разных объемах разлитой нефти 1,5; 2,5 и 3,5 г, т.е. $r = 3$.

Влагоемкость торфа определена в соответствии с ГОСТ 24160-80 [12]:

$$B_e = \frac{M_K}{M_H} \times \frac{100}{100 - W^a} - 1, \quad (4)$$

где M_K – масса торфа после намокания в воде, г;
 M_H – масса торфа исходная, г;
 W^a – аналитическая влажность торфа, %

Массу намокшего в воде торфа определяли после 1, 2, 4, 8, 24, 48, 72 ч от начала намокания. Расхождения между результатами определений влагоемкости не превышали при поглощении от 2 до 4 г воды на 1 г торфа – ± 0,05; при поглощении от 4 до 8 г воды на 1 г торфа – ±0,08 и более 8 г – ±0,12.

Плавуемость сорбента определяли путем нанесения его на водную поверхность с последующим извлечением оставшегося образца на плаву и утонувшего образца (за определенный промежуток времени). Размещали в отдельные сетки с объемом пор 100 меш для стекания воды и взвешивали с точностью до 0,01 г.

Так как воздушно-сухой и термообработанный торф хорошо держались на плаву более 1 сут, то почасовая методика [6] в данной работе не была использована. Для получения результатов и их сравнения нами были выбраны более длительные временные периоды – 1, 2, 3, 7, 10, 30 сут – контакта торфа с водой. Коэффициент плавуемости Π_i рассчитывали как

$$\Pi_i = \frac{M_{\Pi_i}}{M_{\Pi_i} + M_{O_i}}, \text{ при } n = 3, P \geq 0,9, \quad (5)$$

где M_{Π_i} – масса сорбента, оставшегося на поверхности воды через установленное время контакта, г;
 M_{O_i} – масса утонувшего сорбента через установленное время контакта, г.

Результаты исследований и их обсуждение. Результаты исследований нефтеемкости торфов относительно различной по плотности товарной нефти (ТН), сорбируемой на водной поверхности, представлены в табл. 2–4 и на рис. 1–6. Коэффициент плавуемости всех образцов в зависимости от времени контакта с водой представлен в табл. 5.

Исследование нефтеемкости исходного торфа с учетом разных объемов нефтяного пятна на водной среде свидетельствуют, что пределы средних значений G'_N находятся в области 1,40–6,7 г /1 г торфа для нефти плотности от 873, 2 до 796,2 кг/м³.

Для термообработанных торфов (шифры с индексом ₂₅₀) полученный интервал значений G'_N имеет несколько более высокие показатели: от 1,86 до 7,00 г/1 г торфа для нефти разной плотности соответственно (табл. 2).

В данной работе показано, что для всех ТН наибольшая нефтеемкость характерна для верховых исходных и термообработанных торфов малой степени разложения 5 % – сфагново-мочажинного, сфагнового и фускум-торфа моховой группы (табл. 2–3), что указывает на связь нефтеемкости с ботаническим составом растений-торфообразователей. Значения G'_N находятся в области 4,53–7,00 г ТН/1 г торфа.

Согласно данным рис. 1, хорошо прослеживается влияние степени разложения и плотности разлитой на водной поверхности ТН на показатель G'_N , что согласуется с результатами [5, 7, 13, 14] при исследовании нефтеемкости торфа в других условиях. Термообработка не повлияла на полученные закономерности.

Сравнение показателя G'_N торфа других типов свидетельствует о том, что более высокие значения характерны для низинного осокового 2 НО-25, 2 НО-25₂₅₀ и древесного торфа НД-30 и НД-30₂₅₀ (R = 25 % и 30 %): 3,00–4,20 г ТН/1 г торфа. Более низкие значения G'_N характерны для образцов исходного и термообработанного осокового торфа степени разложения R = 35 % – это 2,35–,31 г ТН/1 г торфа (рис. 2).

Таблица 2

Показатели нефтеемкости и влагоемкости воздушно-сухого и термообработанного торфа

Шифр торфа	Нефтеемкость торфа, G'_N , г ТН/1 г торфа								Be , г/г	ΔBe , % отн.
	при $\rho_{ТН}$ 873,2 кг/м ³	$\Delta G'_N$, % отн.	при $\rho_{ТН}$ 844,3 кг/м ³	$\Delta G'_N$, % отн.	при $\rho_{ТН}$ 824,0 кг/м ³	$\Delta G'_N$, % отн.	при $\rho_{ТН}$ 796,2 кг/м ³	$\Delta G'_N$, % отн.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Верховой торф										
ВСМ-5	6,70	+4,5	6,33	+6,2	6,15	+5,7	5,78	+9,2	9,40	-42,5
ВСМ-5 ₂₅₀	7,00		6,72		6,50		6,31			
ВС-5	5,39	+6,5	5,17	+7,9	4,66	+10,3	4,53	+12,6	8,21	-39,0
ВС-5 ₂₅₀	5,74		5,58		5,14		5,10			
ВФ-5	4,22	+10,2	4,01	+10,7	3,80	+11,1	3,72	+11,0	6,90	-33,0
ВФ-5 ₂₅₀	4,65		4,44		4,22		4,13			

Окончание табл. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2 ВФ-20	2,63	+13,7	2,36	+14,8	2,20	+15,5	1,97	+16,8	5,24	-19,3
2 ВФ-20 ₂₅₀	2,99		2,71		2,54		2,30		4,23	
ВПС-25	2,05	+29,3	1,90	+26,3	1,78	+19,1	1,56	+28,2	4,41	-15,6
ВПС-25 ₂₅₀	2,61		2,40		2,12		2,00		3,72	
1 ВПС-35	1,94	+25,8	1,53	+35,9	1,48	+33,1	1,40	+32,9	4,32	-18,5
1 ВПС-35 ₂₅₀	2,44		2,08		1,97		1,86		3,52	
Переходный торф										
ПШ-20	2,29	+14,8	2,12	+16,5	1,92	+13,5	1,75	+14,3	3,44	-11,9
ПШ-20 ₂₅₀	2,63		2,47		2,18		2,00		3,03	
ПОС-30	2,23	+15,7	2,11	+16,1	2,00	+14,5	1,85	+17,8	3,91	-12,5
ПОС-30 ₂₅₀	2,58		2,45		2,29		2,18		3,42	
Низинный торф										
2 НО-25	3,58	+17,3	3,30	+17,6	3,11	+17,4	3,00	+17,7	4,42	-20,6
2 НО-25 ₂₅₀	4,20		3,88		3,65		3,53		3,51	
НД-30	3,55	+15,5	3,46	+15,6	3,34	+15,3	3,02	+15,9	4,04	-20,3
НД-30 ₂₅₀	4,10		4,00		3,85		3,50		3,22	
НО-35	2,87	+15,3	2,63	+14,1	2,51	+14,7	2,35	+14,9	4,75	-21,7
НО-35 ₂₅₀	3,31		3,00		2,88		2,70		3,72	

Таблица 3

Характеристика ботанического состава торфа

Группа, шифр торфа	Ботанический состав, содержание растений-торфообразователей, %
Моховая: ВСМ-5, ВСМ-5 ₂₅₀	Сфагнум балтикум (60), сфагнум фускум (10), сфагнум магелланикум (10), сфагнум ангустифолиум (10), сфагнум майус (5), пушица (5)
ВС-5, ВС-5 ₂₅₀	Сфагнум магеллан. (40), сфагнум папиллоуз (5), сфагнум куспидатум (10), сфагнум фаллак (10), осока топяная (10), вздутая (5), шейхцерия (5), хвощ (5), гипновые (5), кустарнички (5)
ВФ-5, ВФ-5 ₂₅₀	Сфагнум фускум (80), сфагнум ангустиф. (5), сфагнум магелланик. (10), неопр. остатки (5)
2 ВФ-20, 2 ВФ-20 ₂₅₀	Сфагнум фускум (70), сфагнум ангустиф. (10), сфагнум магелланикум (10), кустарнички (5)
Травяно-моховая: ВПС-25, ВПС-25 ₂₅₀	Пушица (50), сфагнум ангустифолиум (30), сфагнум магелланикум (10), сфагнум фускум (5), кустарнички, сосна (5)
ПОС-30, ПОС-30 ₂₅₀	Осока топяная (30), осока вздутая (10), сфагнум фускум (20), сфагнум магелланик. (10), сфагнум ангустифол.(5), пушица многоколосковая (25)
Травяная: ПШ-20, ПШ-20 ₂₅₀	Шейхцерия (50), пушица (20), сфагнум субсекундум (10), осока топяная (5), осока вздутая (5), сфагнум магелланикум (5), кустарнички (5)
2 НО-25, 2 НО-25 ₂₅₀	Вахта (55), осока топяная (30), осока вздутая (10), хвощ (5), каллиергон (5), древесные остатки, береза (5), неопределенные остатки (5)
1 ВПС-35, 1 ВПС-35 ₂₅₀	Пушица (60), сфагнум фускум (15), сфагнум магелланикум (15), сфагнум ангустифолиум (5), кустарнички, сосна (5)
НО-35, НО-35 ₂₅₀	Осока вздутая (65), осока топяная (5), хвощ (5), вахта (10), травяные остатки (15)
Древесная: НД-30, НД-30 ₂₅₀	Древесина сосны (40), папоротник (25), вахта (10), осока топяная (5), хвощ (10), тростник (10), сфагновые мхи (+)

На снижение нефтеемкости верхового и низинного воздушно-сухого и термообработанного торфа с ростом его степени разложения влияет степень биохимического распада растений-торфообразователей. Это согласуется с данными [5, 7].

Для воздушно-сухого и термообработанного торфа переходного типа получены более низкие значения, чем для образцов низинного типа, и более приближенные к верховому торфу средней степени разложения (табл. 2).

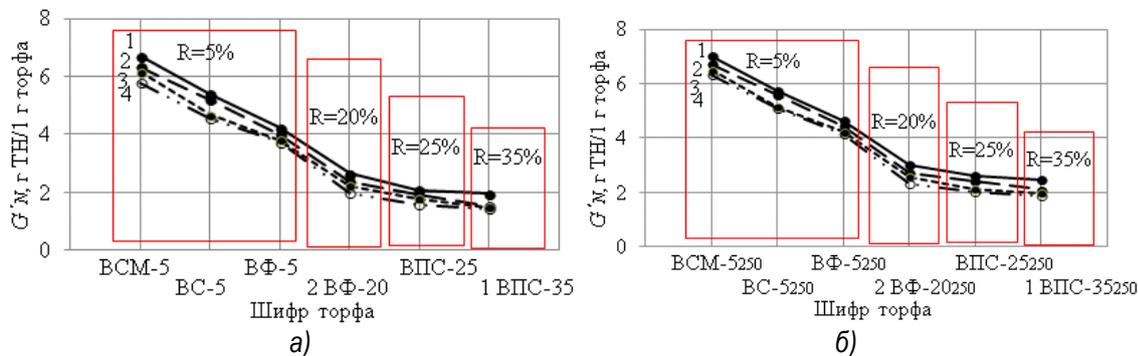


Рис. 1. Влияние степени разложения верхового исходного (а) и термообработанного (б) торфа на нефтеёмкость при сорбции с водной поверхности ТН разной плотности:
 1 – $\rho = 873,5 \text{ кг/м}^3$; 2 – $\rho = 844,3 \text{ кг/м}^3$; 3 – $\rho = 824,0 \text{ кг/м}^3$; 4 – $\rho = 796,2 \text{ кг/м}^3$

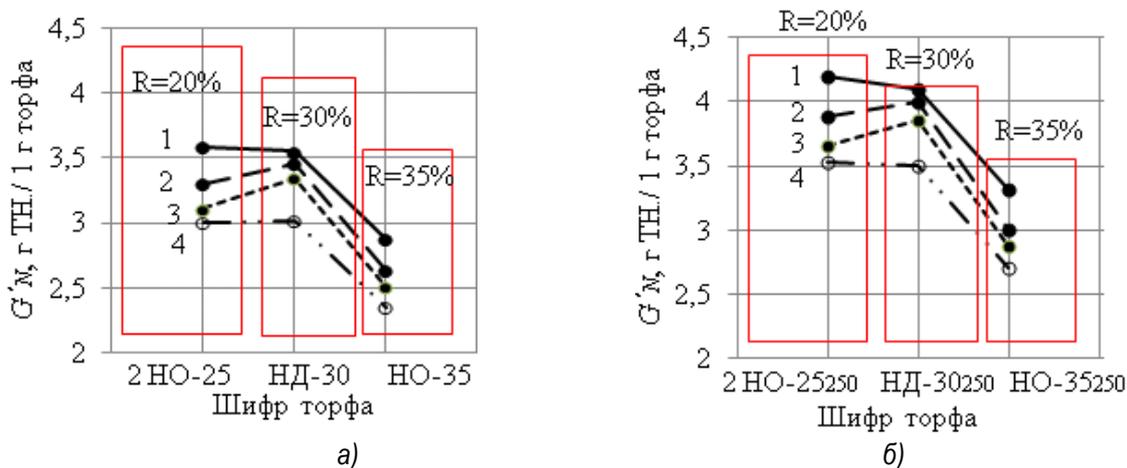


Рис. 2. Влияние степени разложения низинного исходного (а) и термообработанного (б) торфа на нефтеёмкость при сорбции с водной поверхности ТН разной плотности:
 1 – $\rho = 873,5 \text{ кг/м}^3$; 2 – $\rho = 844,3 \text{ кг/м}^3$; 3 – $\rho = 824,0 \text{ кг/м}^3$; 4 – $\rho = 796,2 \text{ кг/м}^3$

Исходя из ранее установленного влияния некоторых групповых составляющих (ГС) верхового торфа на его нефтеемкость при сорбировании нефти на твердой поверхности [5], проведем анализ для заданных условий эксперимента. Результаты исследований приведены на рис. 3. Получено, что для образцов верхового исходного торфа на показатель G'_M при сорбировании нефти с водной поверхности положительно влияет увеличение содержания углеводного комплекса (целлюлозы, водорастворимых и легкогидролизующихся веществ), а отрицательно – увеличение содержания гуминовых кислот и битумов, что согласуется с данными [5, 7].

После нагрева верхового торфа сохранилась тенденция положительного влияния ВРВ+ЛГВ на G'_M , о чем свидетельствует показатель корреляции $R^2 = 0,59$. Для остальных ГС зависимость не установлена (рис. 4).

Для образцов переходного и низинного как воздушно-сухого, так и термообработанного торфа, корреляции ($R^2 < 0,4$) между отдельными ГС и нефтеемкостью не выявлено (рис. 3–4).

Опираясь на данные [15, 16], возможно объяснить полученное тем, что нагрев торфа в среде собственных газов разложения до температуры 250°C приводит к существенному изменению не только содер-

жание группового состава, но и влияет его структуру, тем самым обуславливая целую группу факторов, определяющих те или иные свойства термически модифицированного торфа.

Исследование влагоемкости всех образцов воздушно-сухого торфа показало более высокие значения Ve по сравнению с его способностью сорбировать нефтяные углеводороды (рис. 5). Для верхового торфа значения Ve находятся в области 4,32–9,40 г воды/1 г торфа (далее – г/г), для торфа переходного и низинного типа – в области 3,44–4,75 г/г (табл. 2).

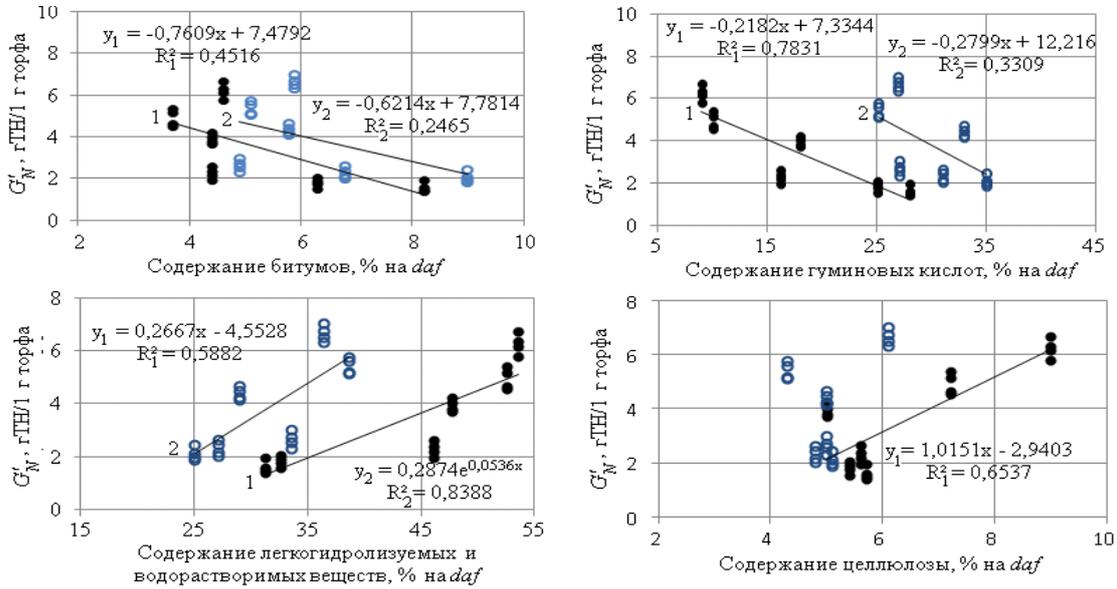


Рис. 3. Влияние групповых составляющих исходного (1) и термообработанного (2) верхового торфа на нефтеемкость при сорбции с водной поверхности товарной нефти разной плотности от 796,2 до 873,5 кг/м³

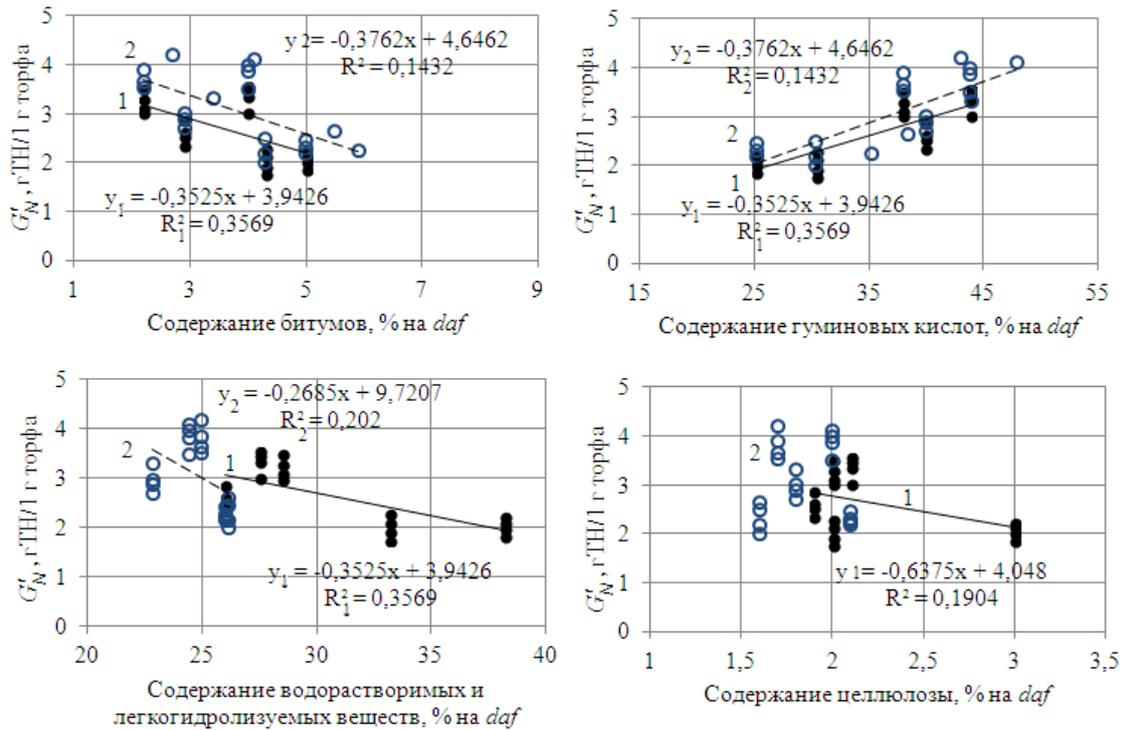
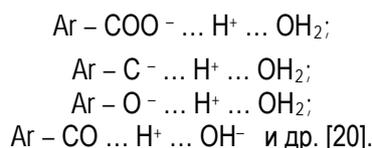


Рис. 4. Влияние групповых составляющих исходного (1) и термообработанного (2) переходного и низинного торфа на нефтеемкость при сорбции с водной поверхности товарной нефти разной плотности от 796,2 до 873,5 кг/м³

Приведенные зависимости можно объяснить, опираясь на ряд исследований [1, 7, 10, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24], в которых указано, что большая часть органических компонентов торфа (водорастворимые и легкогидролизуемые вещества, гуминовые кислоты, целлюлоза и негидролизуемый остаток), кроме битумов, характеризуется гидрофильными свойствами за счет содержания в них активных функциональных групп (карбоксильных, гидроксильных, карбонильных, амидных и др.), содержащих атомы водорода, кислорода и азота. Это определяет возможность удерживать молекулы воды за счет ион-дипольных, диполь-дипольных и преимущественно водородных связей. (Согласно [1, 18, 20], энергия водородных связей торфа с водой лежит в пределах от 20 до 60 кДж/моль, что касается других механизмов гидрофизации торфа, то не исключается взаимодействие молекул воды с веществом торфа за счет дисперсионных сил (энергия связи от 4 до 8 кДж/моль, осмотического взаимодействия – до 2, механических сил – 0,8 кДж/моль.) Например:



Для образцов верхового, переходного и низинного торфа прослеживается влияние степени разложения: самые высокие показатели Ve характерны для воздушно-сухих образцов моховой группы ($R = 5\%$) – от 6,90 до 9,40. Влагоемкость снижается при увеличении степени деструкции исходного органического вещества торфа (рис. 5), что соответствует описанной в работах [17, 18, 19] разной способности торфа поглощать воду в зависимости от его природы.

После термообработки всех типов торфа сохранилась отмеченная тенденция влияния R на показатель Ve (рис. 6), в то время как для нефтеемкости это характерно только для образцов верхового типа.

Термообработка торфа привела к снижению его способности сорбировать воду, что объясняется уменьшением гигроскопических свойств торфа (снижение его влажности), деструкцией углеводного комплекса (водорастворимых и легкогидролизуемых веществ, целлюлозы), увеличением содержания битумов вследствие деполимеризации восков и смол, увеличением негидролизуемого остатка (см. табл. 1). Также, согласно [20], при нагревании свыше 75°C происходит значительное уменьшение удельной поверхности торфа и изменение числа активных центров, доступных молекулам воды, вследствие компактного структурообразования.

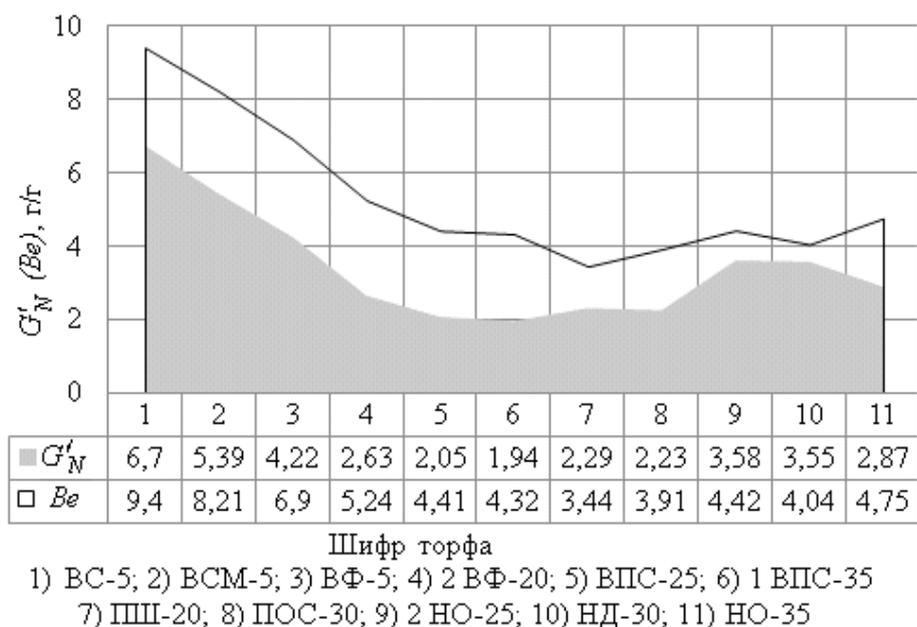


Рис. 5. Влагоемкость и нефтеемкость разнотипного исходного торфа при сорбции с водной поверхности товарной нефти плотности $873,5 \text{ кг/м}^3$

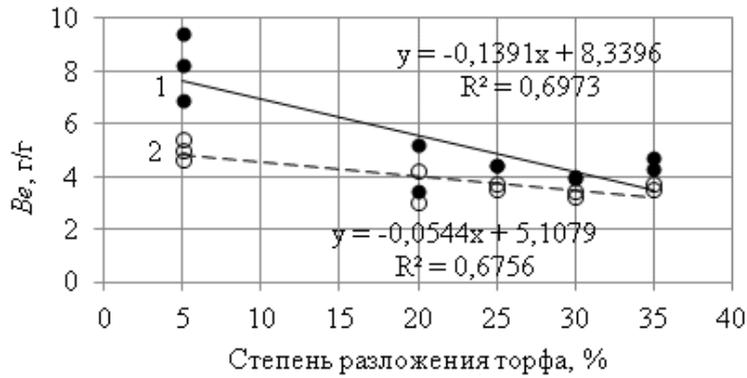
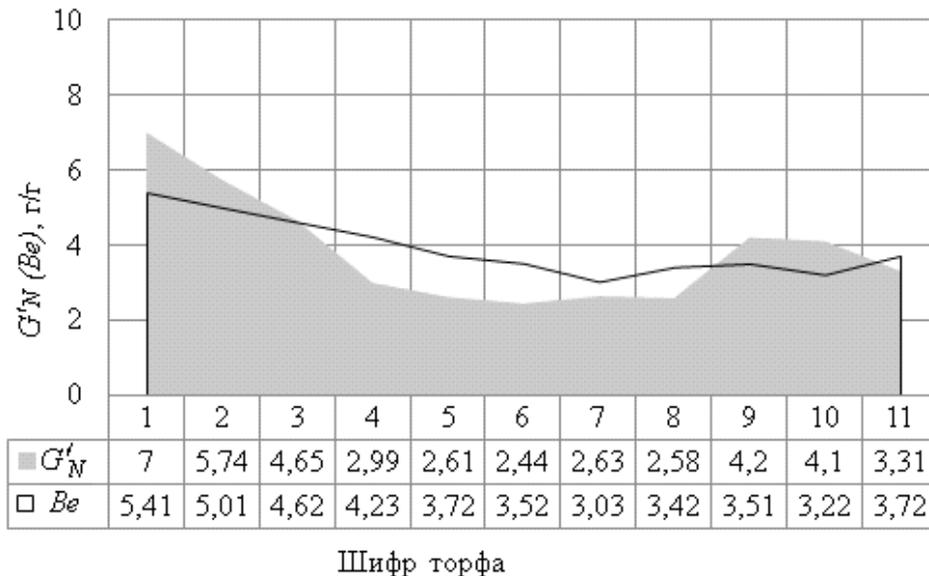


Рис. 6. Влияние степени разложения исходного (1) и термообработанного (2) разнотипного торфа на влагоемкость

Полученные значения Be для верхового сфагнового ВС-5₂₅₀ и сфагнуво-мочажинного ВСМ-5₂₅₀, низинного осокового 2 НО-25₂₅₀ и древесного НД-30₂₅₀ торфа имеют меньшую величину в сравнении с G'_N при сорбировании с водной поверхности товарной нефти разной плотности (табл. 3) и, в частности, при сорбции нефти плотностью 873,5 кг/м³ (рис. 7).



Шифр торфа
 1) ВС-5₂₅₀; 2) ВСМ-5₂₅₀; 3) ВФ-5₂₅₀; 4) 2 ВФ-20₂₅₀; 5) ВПС-25₂₅₀; 6) 1 ВПС-35₂₅₀
 7) ПШ-20₂₅₀; 8) ПОС-30₂₅₀; 9) 2 НО-25₂₅₀; 10) НД-30₂₅₀; 11) НО-35₂₅₀

Рис. 7. Влагоемкость и нефтеемкость разнотипного термообработанного торфа при сорбции с водной поверхности товарной нефти плотности 873,5 кг/м³

Оценка степени влияния предварительного нагрева торфа на изменение исследованных свойств в сравнении с воздушно-сухим торфом показала, что относительное увеличение нефтеемкости сорбента $\Delta G'_N$ при сорбции ТН разной плотности находится в пределах от +4,50 до +35,9 % отн. Относительное уменьшение влагоемкости ΔBe составило -11,9– -42,5 % отн. (табл. 2).

Отмечена различная глубина влияния на показатели $\Delta G'_N$ и ΔBe в зависимости от типа и степени разложения сорбента, подвергнутого термической обработке в среде собственных газов разложения (рис. 8, табл. 5).

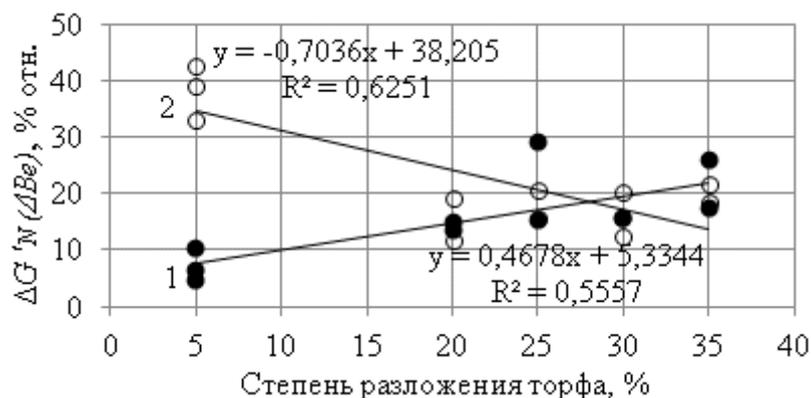


Рис. 8. Относительные изменения нефтеемкости (1) и влагоемкости (2) торфа разной степени разложения под влиянием термообработки

Для малоразложившихся нагретых торфов наблюдалось большее увеличение содержания в групповом составе гуминовых веществ (отрицательное влияние которых на нефтеемкость было отмечено выше) и максимальное снижение положительно влияющего на G'/N углеводного комплекса (рис. 3). Отсюда одна из причин минимального прироста $\Delta G'_N$, % отн.

Таблица 4

Влияние термообработки торфа на изменение содержания углеводного комплекса и гуминовых веществ

Шифр торфа	Групповой состав, % на <i>daf</i>			$\Delta G'_N$, % отн.
	Углеводный комплекс УК, % на <i>daf</i>	ДУК, % отн.	Гуминовые вещества ГВ, % на <i>daf</i>	
Верховой торф				
ВСМ-5	62,6	-31,9	24,6	+50,4
ВСМ-5 ₂₅₀	42,6		37,0	
ВС-5	54,7	-21,4	32,7	+12,0
ВС-5 ₂₅₀	43,0		36,6	
ВФ-5	59,8	-42,8	26,2	+72,1
ВФ-5 ₂₅₀	34,0		45,1	
2 ВФ-20	51,7	-25,3	33,7	+24,9
2 ВФ-20 ₂₅₀	38,6		42,1	
ВПС-25	38,0	-15,8	43,3	+6,5
ВПС-25 ₂₅₀	32,0		46,1	
1 ВПС-35	36,0	-16,1	46,6	+7,1
1 ВПС-35 ₂₅₀	30,2		49,9	
Переходный				
ПШ-20	35,2	-21,3	47,6	+8,0
ПШ-20 ₂₅₀	27,7		51,4	
ПОС-30	41,2	-31,8	43,8	+14,4
ПОС-30 ₂₅₀	28,1		50,1	
Низинный				
2 НО-25	30,5	-12,8	49,8	+4,4
2 НО-25 ₂₅₀	26,6		52,0	
НД-30	29,6	-10,8	54,5	+4,2
НД-30 ₂₅₀	26,4		56,8	
НО-35	27,9	-11,8	52,7	+2,3
НО-35 ₂₅₀	24,6		54,0	

Что касается разной глубины изменения влагоемкости торфа при переходе R от 5 % до 35 %, то только изменением его группового состава объяснить полученное ΔVe невозможно, так как следует учитывать, согласно [18, 20], существенное влияние термического воздействия на его микро- и макроструктуру, величину его удельной поверхности и других факторов, определяющих гидрофильные свойства.

В целом глубина изменения $\Delta G'_N$ и ΔVe в результате термообработки торфа соответствует следующему: чем выше R , тем в большей степени произошло относительное увеличение нефтеемкости и в меньшей – относительное снижение влагоемкости (табл. 3).

Рассмотрим еще одно свойство торфа, определяющее его сорбционные характеристики, – плавучесть. Воздушно-сухой торф, нанесенный на водную поверхность, в среднем хорошо удерживался на воде от 3 до 7 сут, о чем свидетельствует полученный коэффициент плавучести $\Pi_i \geq 0,90$ (табл. 6). Далее, по мере увеличения времени контакта с водой, он начинал интенсивно тонуть и через 10 сут Π_i находится в пределах от 0,62 до 0,78, а через 30 сут – от 0,32 до 0,55.

Термообработка торфа приводит к увеличению коэффициента плавучести: через 10 сут $\Pi_i \geq 0,98$, через 30 сут – 0,95–1 соответственно.

Таблица 5

Влияние термообработки торфа на плавучесть

Шифр торфа	Коэффициент плавучести торфа на водной поверхности Π_i					
	Время контакта с водой, сут					
	1	2	3	7	10	30
Верховой торф						
ВСМ-5, ВС-5, ВФ-5, ВФ-20, ВПС-25, 1 ВПС-35	1	От 0,97 до 1	От 0,90 до 0,97	От 0,90 до 0,93	От 0,60 до 0,76	От 0,39 до 0,52
ВСМ-5 ₂₅₀ , ВС-5 ₂₅₀ , ВФ-5 ₂₅₀ , ВФ-20 ₂₅₀ , ВПС-25 ₂₅₀ , 1 ВПС- 35 ₂₅₀	1	1	1	1	0,98–1	От 0,95 до 1
Переходный торф						
ПШ-20, ПОС-30	1	1	От 0,95 до 1	От 0,92 до 0,95	От 0,62 до 0,70	От 0,39 до 0,40
ПШ-20 ₂₅₀ , ПОС-30 ₂₅₀	1	1	1	1	1	1
Низинный торф						
2 НО-25, НД-30, НО-35	1	1	От 0,98 до 1	От 0,90 до 0,98	От 0,71 до 0,90	От 0,34 до 0,54
2 НО-25 ₂₅₀ , НД-30 ₂₅₀ , НО-35 ₂₅₀	1	1	1	1	1	От 0,99 до 0,95

Выводы

1. При сорбировании товарной нефти разной плотности с водной поверхности более высокие значения нефтеемкости получены для верхового торфа моховой группы малой степени разложения.
2. Чем выше плотность сорбтива, тем выше значения показателя G'_N .
3. Отмечено положительное влияние увеличения содержания водорастворимых и легкогидролизуемых веществ, целлюлозы на возрастание нефтеемкости верхового торфа разной степени разложения.
4. Для торфа переходного и низинного типа не установлена взаимосвязь между групповым составом и его способностью сорбировать с водной поверхности товарную нефть.
5. Термообработка торфа приводит к незначительному увеличению нефтеемкости всех образцов.
6. После предварительного нагрева верхового торфа в среде собственных газов разложения до температуры 250°C отмечено положительное влияние водорастворимых и легкогидролизуемых веществ на его сорбционную способность по отношению к товарной нефти разной плотности. Влияние других групповых составляющих на показатель G'_N не установлено.
7. Для воздушно-сухого и термообработанного торфа верхового и низинного типа при переходе степени разложения от 5 до 35 % показатель G'_N снижается.

8. Максимальная влагоемкость характерна для верхового торфа моховой группы малой степени разложения.
9. Термообработка торфа всех типов привела к снижению показателя W_e .
10. Установлена разная глубина влияния степени разложения торфа на относительные изменения нефтеемкости и влагоемкости под действием предварительного нагрева: чем выше R , тем больше увеличение показателя $\Delta G'_N$ и меньше снижение показателя $W_e \Delta$.
11. Воздушно-сухой торф, нанесенный на водную поверхность, хорошо удерживается на воде от 3 до 7 сут, увеличение времени контакта с водой приводит к снижению коэффициента Π_i и через 30 сут составляет 0,32–0,55.
12. Термообработка торфа до 250°C в вышеуказанных условиях способствует гидрофобизации образцов, о чем свидетельствует коэффициент плавучести Π_i от 0,95 до 1 через 30 сут после контакта торфа с водой.

Литература

1. *Лиштван И.И., Базин Е.Т., Гамаюнов Н.И.* Физика и химия торфа. – М.: Недра, 1989. – 304 с.
2. *Новоселова Л.Ю., Сироткина Е.Е.* Сорбенты на основе торфа для очистки загрязненных сред // Химия твердого топлива. – 2008. – № 4. – С. 64–77.
3. *Чухарева Н.В., Маслов С.Г.* Адсорбционные свойства термически модифицированного торфа и полученных на его основе активных углей // Химия растительного сырья. – 2011. – № 1. – С. 169–174.
4. *Чухарева Н.В., Шишмина Л.В.* Сравнение сорбционных свойств торфа верхового и низинного типов по отношению к товарной нефти и стабильному газовому конденсату // Химия растительного сырья. – 2012. – № 4. – С. 193–200.
5. *Чухарева Н.В., Шишмина Л.В., Маслов С.Г.* Определение нефтеемкости торфов Томской области // Химия растительного сырья. – 2013. – № 2. – С. 227–235.
6. *Каменщиков Ф.А., Богомольный Е.И.* Удаление нефтепродуктов с водной поверхности и грунта. – М.; Ижевск, 2006. – 528 с.
7. *Испирян С.Р.* Разработка методики комплексной оценки поглощения торфом нефтемаслопродуктов: дис. ... канд. техн. наук. – Тверь, 2001. – 151 с.
8. Отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору/ Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gosnadzor.ru> (дата обращения 23.02.14).
9. Отчет Управления Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзора) по Томской области [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.nadzor.tomsk.ru> (дата обращения 23.02.14).
10. *Чухарева Н.В.* Исследование кинетики термически активированных изменений состава и свойств торфяных гуминовых кислот: автореф. дис. ... канд. хим. наук. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 23 с.
11. *Воюцкий С.С.* Курс коллоидной химии. – М.: Химия, 1976. – 512 с.
12. ГОСТ 24160-80. Торф. Методы определения влагоемкости и водопоглощаемости. – М., 1980.
13. *Сергеева Е.С.* Комплексное использование торфа на ТЭС: дис. ... канд. техн. наук. – Казань, 2008. – 151 с.
14. *Темирханов Б.А.* Исследование сорбционных свойств углеродсодержащих материалов при ликвидации нефтяных загрязнений: дис. ... канд. хим. наук. – Краснодар, 2005. – 126 с.
15. *Чухарева Н.В., Шишмина Л.В., Маслов С.Г.* Влияние термообработки торфа на его групповой состав. Сообщение 2 // Вестн. КрасГАУ. – 2013. – № 8. – С. 56–63.
16. *Тарновская Л.И.* Закономерности изменения группового состава торфа в процессе термоллиза: дис. ... канд. техн. наук. – Томск: Изд-во ТПИ, 1985. – 199 с.
17. *Лиштван И.И., Н.Т. Король.* Основные свойства торфа и методы их определения. – Минск: Наука и техника, 1975. – 320 с.
18. *Терентьев А.А., Суворов В.И.* Исследование структуры торфа. – Минск: Наука и техника, 1980. – 96 с.
19. *Гамаюнов Н.И., Гамаюнов С.Н.* Сорбция в гидрофильных материалах. – Тверь: Изд-во ТГТУ, 1997. – 160 с.

20. Лыч А.М. Гидрофильность торфа. – Минск: Наука и техника, 1991. – 256 с.
21. Наумова Л.Б., Горленко Н.П., Казарин А.И. Обменные катионы и их влияние на гидрофильность торфа // Химия растительного сырья. – 2003. – № 3. – С. 51–56.
22. Лиштван И.И., Круглицкий Н.Н., Третинник В.Ю. Физико-химическая механика гуминовых веществ. – Минск: Наука и техника, 1976. – 264 с.
23. Жоробекова Ш.Ж. Макролигандные свойства гуминовых кислот. – Фрунзе: Илим, 1987. – 194 с.
24. Лиштван И.И., Базин Е.Т., Косов В.И. Физические свойства торфа и торфяных залежей. – Минск: Наука и техника, 1985. – 240 с.



УДК 599.735.31

А.П. Савченко, А.В. Янгулова, И.А. Савченко,
В.И. Емельянов, В.Л. Темерова, Н.В. Карпова, А.В. Путинцев

ИССЛЕДОВАНИЕ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ И ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО РАЗМЕЩЕНИЯ ЭВЕНКИЙСКОЙ ПОПУЛЯЦИИ ДИКОГО СЕВЕРНОГО ОЛЕНЯ

В статье изложены первичные результаты обследования зимовок дикого северного оленя на территории Эвенкии. Приведена оценка состояния численности, полученная различными методами. Рассматриваются антропогенные и природные факторы, оказывающие влияние на состояние популяции северного оленя.

Ключевые слова: дикий северный олень, территориальное размещение, состояние численности, зимовка, Эвенкия.

A.P. Savchenko, A.V. Yangulova, I.A. Savchenko,
V.I. Emelyanov, V.L. Temerova, N.V. Karpova, A.V. Putintsev

THE STUDY OF THE CURRENT STATE AND TERRITORIAL LOCATION OF THE WILD REINDEER (RANGIFER TARANDUS) EVENK POPULATION

The primary research results on the wild reindeer winter stays on the territory of Evenkia are given in the article. The number state assessment obtained by different methods is presented. The anthropogenic and natural factors influencing the reindeer population state are considered.

Key words: wild reindeer, territorial location, number state, winter stay, Evenkia.

Введение. Дикий северный олень – ведущий компонент биогеоценозов Таймыра и Эвенкии. Ресурсы оленей позволяют рассматривать их не только в качестве важнейшего звена арктических сообществ, но и как важнейшие составляющие продовольственной безопасности коренного населения северных территорий Сибири.

На территории Эвенкийского муниципального района происходит смешение популяций/форм лесного и тундрового северного оленя. Это обуславливает ряд серьезных проблем, связанных как с оптимальным сочетанием поголовья диких и домашних оленей, так и с использованием группировки, составляющей охотничий ресурс, и охраной субпопуляции, занесенной в Красную книгу Красноярского края.

В настоящее время не только не оценена предельно допустимая численность и объем оптимального изъятия, но и современная численность всех популяций/субпопуляций, не установлен даже таксономический статус северного и лесного оленей. Практически не изучена степень воздействия антропогенных факторов, связанных с интенсивным хозяйственным освоением Эвенкии, на животных и среду их обитания. Все это является существенным препятствием в разработке экологически обоснованных мер охраны и хозяйственного освоения ресурсов диких северных оленей региона.