

## ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ ОРГАНИЧЕСКИЕ СОЕДИНЕНИЯ НЕФТИ КАК ИНДИКАТОРЫ ТЕХНОГЕННОГО НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВОДНОЙ СРЕДЫ

М.Г. Кульков, В.Ю. Артамонов\*, Ю.В. Коржов, В.В. Углев

Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск

\*БУ ХМАО-Югры «Центроспас-Югория», г. Ханты-Мансийск

E-mail: mgk83@bk.ru

*На основе лабораторного модельного эксперимента по контактированию образцов сырых нефтей с водой выявлены органические вещества, которые предлагается использовать в качестве индикаторов нефтяного загрязнения природных вод.*

### **Ключевые слова:**

*Углеводороды, моделирование, нефтяное загрязнение, хромато-масс-спектрометрия, водная среда.*

### **Key words:**

*Hydrocarbons, modelling, oil pollution, chromatography-mass spectrometry, aquatic environment.*

Углеводороды (УВ), составляющие основную долю нефтей и нефтепродуктов, традиционно относят к нефтяным загрязнителям природной среды. В то же время, повышенное содержание УВ в природных объектах может быть связано не только с техногенными процессами [1–8].

Среди факторов, обуславливающих присутствие УВ в природных водах, значительную роль могут играть естественные внутриводоемные биохимические и физико-химические процессы. Существенны также и вневодоемные естественные процессы, обеспечивающие появление аллохтонного органического вещества (в том числе УВ), поступающего с атмосферными осадками, с поверхностным стоком в результате дренирования торфов и почв, а также при восходящем фильтрационно-диффузионном массопереносе из нефтяных и газовых залежей по зонам разломов и трещиноватостей осадочной толщи земной коры [1–7].

В составе водорастворенного органического вещества природного происхождения присутствуют соединения, схожие по составу, строению и свойствам с техногенными нефтяными компонентами (УВ, жиры, воски, смолы, фенольные, стероидные, терпеноидные компоненты и др.). Под действием различных факторов (природно-климатических, биохимических, физико-химических и др.) многие из этих веществ способны трансформироваться, что осложняет их генетическое отнесение, в частности – идентификацию техногенного нефтяного загрязнения [1–3, 5, 7]. Тем не менее, в целях эффективного и грамотного мониторинга окружающей среды необходимо научиться распознавать техногенную составляющую УВ в общей сумме органических веществ.

В водных объектах нефть и нефтепродукты находятся в различных агрегатных состояниях (в виде пленок на поверхности воды, истинного раствора, самостоятельных жидких и твердых взвешенных частиц, а также сорбированных и окклюзированных молекул на частицах почвы и донных отложений), которые определяются сложностью и разнообразием их химического состава и физических

свойств, наряду с условиями окружающей среды [1, 3, 5–6]. Это обстоятельство вынуждает использовать различные (спектральные, гравиметрические и хроматографические и др.) методы для определения данных веществ в воде, в большинстве случаев позволяющие лишь судить о предполагаемом нефтяном загрязнении природных объектов без точной идентификации этого загрязнения [1, 3, 9].

Возможным способом решения проблемы идентификации техногенного нефтяного загрязнения в присутствии природного органического вещества может служить разработка метода, позволяющего не только определить сумму УВ, но и идентифицировать компонент или группу веществ, относящихся к техногенному загрязнению. Должны быть выработаны качественные критерии, характеристики изомерного, гомологического состава соединений, наиболее достоверно указывающие на наличие техногенного нефтяного загрязнения и его долю в сумме органических веществ.

Для решения данной проблемы проведен модельный эксперимент по контактированию нефтей различных месторождений с дистиллированной водой. Выполнено сравнительное исследование компонентного состава сырых нефтей разных месторождений, состава и распределения отдельных групп веществ, переходящих из нефтей в воду. Основной целью эксперимента было выявление веществ-индикаторов техногенного загрязнения, не свойственных природным экосистемам.

### **Объекты и методы исследования**

В эксперименте использованы нефти разных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО): **1** – нефть Тальникового месторождения; **2** – нефть Ханты-Мансийского месторождения; **3** – нефть Приобского месторождения.

В данном сообщении предлагаются результаты исследования проб воды, отобранных через 20 дней контактирования с выбранными нефтями. Для проведения эксперимента были взяты пятилитровые стеклянные емкости с нижним тубусом со сте-

клянным краном. В каждую емкость поместили по 4 л дистиллированной воды и осторожно прилили по 20 мл образца каждой нефти. Соотношение нефти к воде – 1:200. Емкости были герметично закрыты, но над водой с нефтью оставался определенный изначальный объем воздуха (~1 л). Емкости поместили в затененное место и оставили в покое на весь срок эксперимента. По истечении установленного срока образцы воды объемом по 1 л осторожно слили через нижний тубус и направили на аналитические исследования.

Для достижения поставленной цели в эксперименте приняты некоторые допущения. Используемая дистиллированная вода, в первом приближении, моделирует ультрапресные озерные и болотные воды ХМАО; разливаемая по поверхности воды пленка нефти моделирует аварийную ситуацию; биологические и химические окислительные процессы присутствуют, но, при отсутствии активного перемешивания среды, в первые 20...30 дней эксперимента не оказывают маскирующего влияния на состав растворяющихся веществ.

**Аналитические исследования.** Выделение органических веществ из проб воды проводили по МУК 4.1.663-97 «Определение массовой концентрации органических соединений в воде методом хромато-масс-спектрометрии». Точно измеренный объем пробы 1 л трижды экстрагировали хлороформом по 60 мл в щелочной среде (pH>11), используя делительную воронку. Согласно методике, в щелочной среде из воды экстрагируются основные и нейтральные соединения, включая УВ. Экстракты выпаривали на ротационном испарителе до объема примерно 1 мл, количественно перенесли в вials на 2 мл и отдували растворитель в токе азота при температуре 20 °С до объема 100 мкл. Анализ концентратов проводили на хромато-масс-спектрометре Clarus 500/Turbomass-Gold (фирмы Perkin-Elmer, США), снабженном капиллярной колонкой Elite-MS5.

Индивидуальные органические соединения и группы УВ в образцах нефтей и водных вытяжек идентифицировали путем реконструирования исходных хроматограмм по характеристическим ионам и определения по каталогу масс-спектров, имеющемуся в программном обеспечении к прибору.

Количественное определение идентифицированных соединений проводили, добавляя в каждый исследуемый образец 1 мкл внутреннего стандарта аценафтена-d10 с концентрацией 1 мг/мл.

Содержание УВ в нефтях ( $C_n$ , мг/г) определяли по формуле:

$$C_n = \frac{S_i m_{cm}}{S_{cm} m_n}$$

где  $S_i$  и  $S_{cm}$  – площади пиков определяемого вещества и внутреннего стандарта, мкВ·с;  $m_n$  – масса нефти, г;  $m_{cm}$  – масса внутреннего стандарта, мг.

Концентрацию органических веществ ( $C_o$ , мкг/л) в водных вытяжках из нефтей определяли по формуле:

$$C_o = \frac{S_i m_{cm}}{S_{cm} V_o}$$

где  $V_o$  – объем воды, взятой на анализ, л.

Отношение содержания n-алканов с четным и нечетным числом углеродных атомов (индекс CPI [1–3, 7, 8]) определяли по формуле:

$$CPI = \frac{\sum C_{23,25,27,29,31}}{\sum C_{24,26,28,30,32}}$$

Содержание смолисто-асфальтеновых веществ (САВ, мг/г) в нефтях определяли как сумму не хроматографируемых веществ:

$$САВ = 1000 - C_{xp}$$

где  $C_{xp}$  – содержание в образце веществ, подверженных хроматографическому анализу, т. е. сумма всех веществ, попадающих в детектор при газохроматографическом-масс-спектральном (ГХ-МС) анализе, мг/г; 1000 – количество мг в 1 г нефти.

### Результаты и обсуждение

В рассматриваемом модельном эксперименте схема поведения нефти в воде по сравнению с природными условиями существенно упрощена. Минимизированы процессы испарения, эмульгирования и диспергирования, фотохимического окисления.

Химический состав нефти и соотношения в ней различных УВ являются одними из основных факторов, определяющих растворимость ее компонентов в воде [1, 3, 9]. Сырые нефти, выбранные для модельных экспериментов, были предварительно направлены на ГХ-МС исследование, которое показало, что по химическому составу все исследованные нефти относятся к легким, малоароматическим нефтям (содержание ароматических не превышает 5 % от суммы идентифицированных компонентов) парафино-нафтенового основания [8]. По содержанию насыщенных УВ нефти схожи между собой, табл. 1.

**Таблица 1.** Групповой состав сырых нефтей по данным хромато-масс-спектрометрии, мг/г

Шифр образца нефти	$C_{xp}$	Углеводороды						САВ
		Насыщенные	Моноароматические	Биароматические	Триароматические	Полиароматические	Σ ароматических	
1	609,5	131,0	33,50	0,67	0,86	следы	35,03	390,5
2	318,0	152,2	7,58	3,39	0,79	следы	11,76	682,0
3	295,8	104,7	12,80	12,99	0,77	следы	26,56	704,2

Нефть месторождения: **1** – Тальникового; **2** – Ханты-Мансийского; **3** – Приобского.

Исследованные нефти значительно различаются по концентрации моно- и биароматических УВ. Наиболее ароматическая нефть Тальникового месторождения (содержание ароматических почти 4 отн. %), оказалась наименее смолистой, более 60 отн. % ее состава приходится на летучие, легко

идентифицируемые на хроматограммах, соединения. Образцы нефтей Ханты-Мансийского и Приобского месторождений, различающиеся более чем в 2 раза по содержанию ароматических УВ, имеют в своем составе примерно одинаковое количество САВ, не выходящих из хромографической колонки, табл. 1.

За время данного эксперимента в водную фазу переходит около  $10^{-4} \dots 10^{-5}$  части нефти (усредненная оценка по массе растворенных веществ в пробах воды).

В водных пробах были идентифицированы растворившиеся нефтяные высокомолекулярные н-алканы, ароматические УВ (с 1, 2 и 3 бензольными кольцами), а также ряд N,S,O-содержащих соединений, табл. 2.

**Таблица 2.** Групповой состав органических веществ в образцах воды, контактировавших с нефтями, по данным ГХ-МС, мкг/л

Шифр образца воды	$C_{xp}$	Насыщенные УВ	Моноароматические УВ	Биароматические УВ	Триароматические УВ	N,S,O-соединения
<b>B1</b>	213,6	28,68	10,87	10,95	2,17	89,31
<b>B2</b>	388,8	3,04	39,71	56,47	6,38	125,56
<b>B3</b>	620,2	31,83	129,77	127,43	21,83	186,83

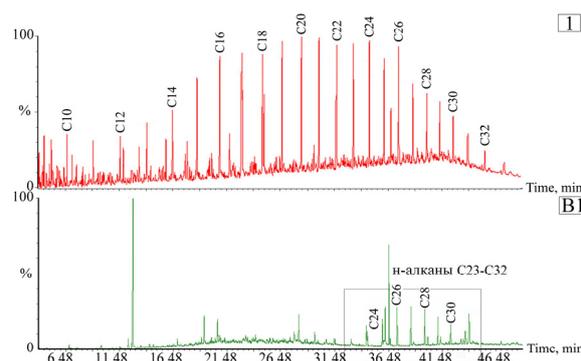
**B1, B2, B3** – вода, отобранная из под пленки нефти, соответственно Тальникового, Ханты-Мансийского и Приобского месторождения.

Для н-алканов нефтей Западной Сибири характерно унимодальное или бимодальное распределение с максимумами, приходящимися на  $C_{13}-C_{17}$  и  $C_{27}-C_{29}$  [8].

В рассматриваемых нефтях распределение н-алканов унимодальное, длина гомологического ряда достигает  $C_{35}$ , индекс СРІ приближается к единице, рис. 1.

При контактировании «вода-нефть» в водную фазу переходит незначительная доля высокомолекулярных н-алканов состава  $C_{23}-C_{32}$  (рис. 1). Причем значение индекса СРІ, как и в нефтях, приближает-

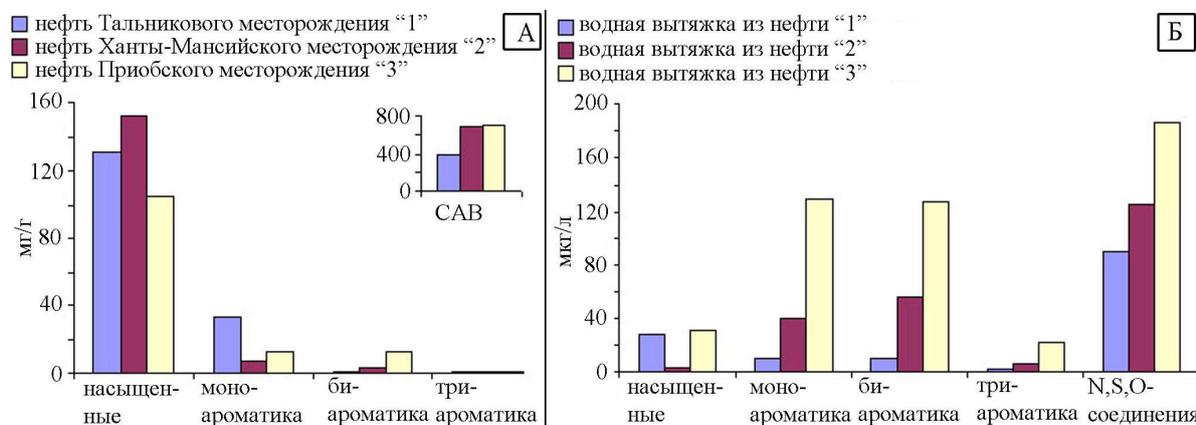
ся к 1,0. Ранее, в похожих модельных экспериментах [3], также было отмечено накопление в водных вытяжках высокомолекулярных гомологов нефтяных н-алканов. Мы считаем, что присутствие в природной воде высокомолекулярных н-алканов  $C_{23}-C_{32}$  с отношением нечетных к четным гомологов около 1,0 может служить одним из возможных первичных индикаторов нефтяного загрязнения природной среды. Учитывая, что твердые парафины  $C_{23}-C_{32}$  практически не растворимы в воде, можно предположить, что эти соединения выпадают в осадок при контактировании нефти с водой и находятся в воде в виде взвеси твердых коллоидных частиц.



**Рис. 1.** Хроматограмма нефти Тальникового месторождения («1») и фрагмент реконструированной по характеристическим ионам н-алканов хроматограммы образца воды, контактировавшей с данной нефтью («B1»)

Полученные в ходе эксперимента данные показали, что, помимо алканов, значительная доля растворяющихся в воде (в условиях данного эксперимента) нефтяных веществ – это ароматические углеводороды (11...45 отн. %) и N,S,O-содержащие соединения (31...42 отн. %), рис. 2.

Количественное сравнение группового состава исходных нефтей и водных вытяжек из них выявило интересный факт. Из более ароматической нефти Тальникового месторождения в воду переходит меньше всего ароматических компонентов, а в водных вытяжках нефтей с примерно одинаковым содержанием САВ (Ханты-Мансийского и Приоб-



**Рис. 2.** Распределение групп углеводородов в сырых нефтях (А) и водных вытяжках (Б)

ского месторождений), фиксируется не пропорциональное содержание N,S,O-соединений, рис. 2. По-видимому, количество переходящих в водный раствор соединений определяется не абсолютным содержанием в нефти, а строением их молекул.

Детальное изучение группового и индивидуального состава ароматических УВ, растворившихся в дистиллированной воде, показало, что среди моноароматических УВ в воду переходят только легкие гомологи алкилбензолов  $C_6-C_{11(12)}$  (этилбензол, ксилолы, метил-изопропилбензол, н-пропилбензол, этил-метилбензолы, триметил-бензолы, метил-бутилбензол и др.). Моноароматические УВ нефтей имеют длинные гомологические ряды с большим числом изомеров (их содержание в нефтях Западной Сибири может составлять 15...36 отн. %) [8, 10]. По данным нашего эксперимента, высокомолекулярные алкилбензолы  $C_{12}-C_{32}$  (особенно с цепями нормального строения) в водную фазу практически не переходят, что согласуется с понижением растворимости веществ в воде при уменьшении полярности их молекул.

Среди триароматических УВ в воду переходит сам фенантрен и в следовых количествах метилфенантрены. Ароматические соединения, содержащие более трех конденсированных колец, в исследуемых образцах воды не обнаружены.

Особого внимания заслуживает то обстоятельство, что из всей суммы нефтяных ароматических УВ в раствор наиболее легко переходят биароматические соединения (нафталины, бифенил). Причем наиболее полно (с большим набором изомеров и гомологов) в воду растворяются алкилнафталины: нафталин, 2- и 1-метилнафталины, все изомеры диметилнафталинов, триметилнафталины, рис. 3. Рис. 4 демонстрирует, что их распределение в каждом конкретном случае повторяет таковое, наблюдаемое в исходной нефти.

В количественном отношении также можно заметить прямую зависимость между концентрацией

УВ нафталинового ряда в исходных нефтях и в водных растворах, чего нельзя сказать о других рассматриваемых группах веществ (рис. 2, табл. 1, 2).

Присутствие ароматических УВ в объектах окружающей среды отмечалось многими исследователями. Эти соединения обладают лучшей растворимостью в воде и большей устойчивостью к биохимическому окислению по сравнению с алканами. Указывалось, что данные об их суммарном содержании в природной воде, наряду другими признаками, можно использовать в качестве показателя нефтяного загрязнения [1, 3].

Наши данные показывают, что из всей суммы ароматических только нафталиновые УВ переходят в воду пропорционально их содержанию и изомерному составу в нефти. Эти соединения, а точнее наличие в воде алкилнафталинов состава  $C_{10}-C_{13}$ , может являться наиболее перспективным показателем нефтяного техногенного загрязнения водоемов. Причем, сравнивая молекулярно-массовое распределение алкилнафталинов в нефти и загрязненной воде, появляется возможность установить конкретный источник загрязнения, рис. 4.

Наряду с ароматическими углеводородами, значительную способность к растворению в воде проявляют N,S,O-содержащие компоненты нефти. Некоторые из этих соединений, в частности фенолы, фталаты, эфиры карбоновых кислот, соединения, идентифицируемые по масс-спектрам как производные мочевиной кислоты, мочевины и тиомочевины, присутствуют в значительных концентрациях и, возможно, являются нативными соединениями нефтей (в сырых нефтях их наличие не зафиксировано кроме фталатов, возможно, из-за низких концентраций).

Учитывая, что отбор проб воды был произведен через 20 дней после начала контактирования, не исключено, что многие из O- и N-содержащих веществ образовались в результате вторичной биотрансформации нефтяных молекул в водной среде.

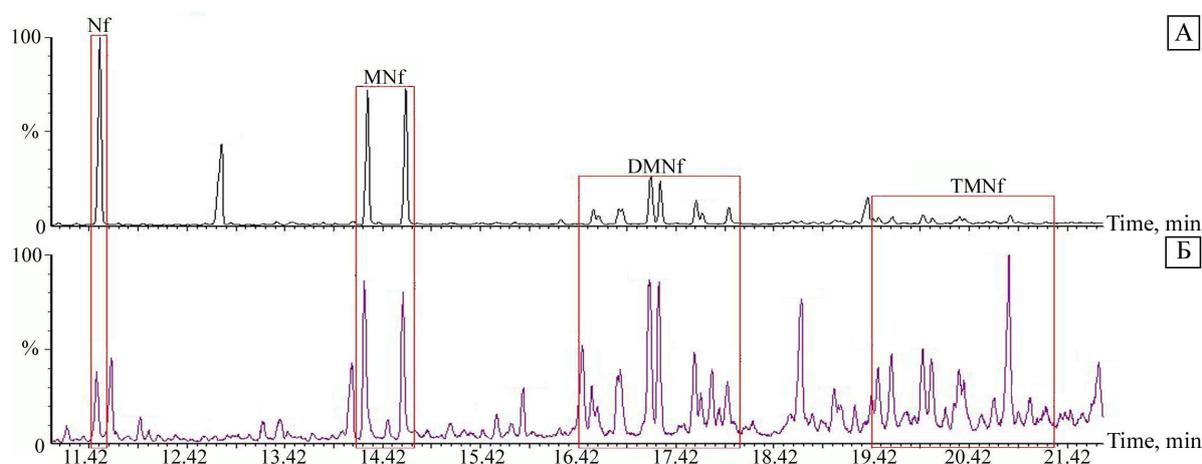


Рис. 3. Фрагмент хроматограммы, реконструированной по характеристическим ионам нафталинов  $C_{10}-C_{13}$  нефти Ханты-Мансийского месторождения (Б) и органических веществ соответствующей водной вытяжки (А): Nf – нафталин; MNf – метилнафталины; DMNf – диметилнафталины; TMNf – триметилнафталины

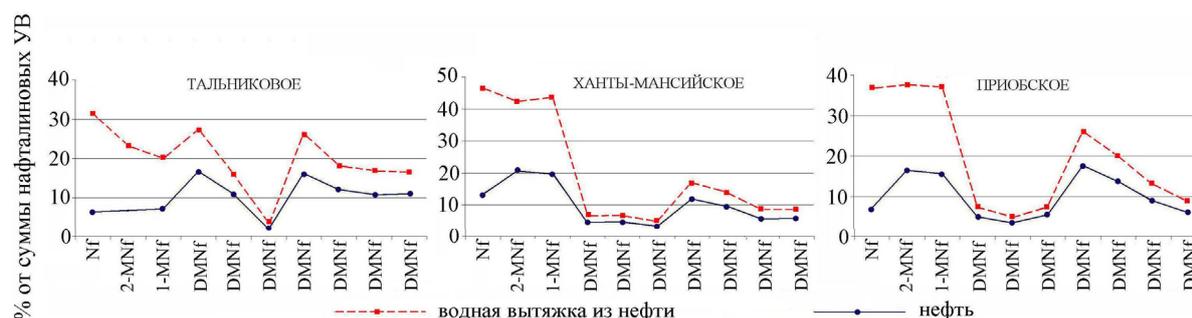


Рис. 4. Распределение UV нафталинового ряда (Nf – нафталин; MNf – метилнафталины; DMNf – диметилнафталины) в исследованных нефтях различных месторождений и соответствующих водных вытяжках

Мы считаем, что большинство из O- и N-содержащих соединений нельзя использовать в качестве показателей техногенного загрязнения, так как их структура близка к природным биогенным молекулам. Предполагается, что дополнительное проведение более краткосрочных, а также длительных модельных экспериментов по контактированию нефтей с дистиллированной и природной водой позволит выявить в составе гетероатомных компонентов такие же информативные показатели нефтяного загрязнения, как нафталиновые UV.

#### Заключение

Рассматриваемый в работе модельный эксперимент по изучению системы «нефть-вода» по своей сути является продолжением серии экспериментов, описанных в работе [3]. Отличительной особенностью является углубленное изучение молекулярного состава ароматических углеводородных соединений, в своем большинстве не характерных для живых организмов и, поэтому, относимых к потенциальным показателям техногенного загрязнения.

Результаты исследования состава воды, после 20 дней контактирования с различными нефтями, показали, что наиболее перспективным индикатором нефтяного загрязнения может выступать наличие в воде алкилнафталинов состава C<sub>10</sub>–C<sub>13</sub> и фенантрена. Причем, состав и соотношение изомеров нафталинов C<sub>10</sub>–C<sub>13</sub>, экстрагируемых водой из нефти, настолько полно повторяет их распределение в нефтях, что могут быть использованы для идентификации источника загрязнения природных вод.

В отдельных случаях парафиновые углеводороды также могут служить показателями загрязнения окружающей среды. В воде концентрируются преимущественно высокомолекулярные парафины

C<sub>23</sub>–C<sub>32</sub>, вероятно в форме взвеси твердых коллоидных частиц, а не молекулярного раствора. Соотношение нечетных к четным n-алканов сохраняется нефтяное – около 1,0. Необходимо учитывать, что высокомолекулярные n-алканы легко разлагаются бактериями в естественной аэробной среде, их концентрация может уменьшиться в несколько раз в течение первых нескольких месяцев с момента поступления загрязнения в окружающую среду [1, 3]. Поэтому высокомолекулярные парафины C<sub>23</sub>–C<sub>32</sub> с соотношением нечетных к четным около 1,0 можно рассматривать в качестве контролирующего показателя лишь на ранних стадиях нефтяного загрязнения.

Для выяснения вопроса о динамике изменения состава и времени полного разрушения нефтяных углеводородов, выбранных в качестве перспективных экологических показателей, необходимо проведение дополнительных краткосрочных и долгосрочных экспериментов как с дистиллированной водой, так и с природными водами изучаемого региона.

Кислород-, азот- и серусодержащие вещества, переходящие в воду из нефти, по предварительным данным, нельзя использовать в качестве показателя загрязнения, т. к. их структура близка к природным биогенным соединениям. Маскирующее влияние водных растительных экстрактов не позволит точно установить по N,S,O-содержащим веществам наличие и уровень техногенного нефтяного загрязнения. Не исключено, что с течением времени в результате биохимической трансформации нефтяных компонентов в составе водных растворов будет накапливаться определенный вид органических веществ, который можно использовать как показатель «старого» нефтяного загрязнения.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Никаноров А.М., Страдомская А.Г. Проблемы нефтяного загрязнения пресноводных экосистем. – Ростов-на-Дону: НОК, 2008. – 222 с.
2. Жирнова Т.Л., Мальшкина Л.А., Патрина Т.А., Ситников А.В., Черновецкая О.Б., Шепелюк О.С. Определение содержания нефтяных углеводородов в поверхностных водах и донных отложениях методом хромато-масс-спектрометрии // Экологическая и промышленная безопасность. – 2006. – № 2. – С. 116–117.
3. Бачурин Б.А., Одинцова Т.А. Геохимическая трансформация нефтяных загрязнений в условиях гипергенеза // Минералогия и геохимия ландшафта горнорудных территорий. Современное минералообразование: Труды III Всеросс. симп. с международным участием и VIII Всероссийских чтений памяти академика А.Е. Ферсмана. – г. Чита, 24–27 ноября 2008. – Чита: Институт природных ресурсов, экологии и криологии СО РАН, 2008. – С. 10–13.
4. Ярков Д.М., Кульков М.Г., Коржов Ю.В. Природный углеводородный фон четвертичных отложений нефтегазоносных тер-

- риторий Западной Сибири (на примере Восточно-Панлорской площади) // Эколого-экономическая эффективность природопользования на современном этапе развития Западно-Сибирского региона: Матер. II Междунар. научно-практ. конф. – Омск: ОМГПУ, 2008. – С. 159–163.
5. Леонов А.В., Пищальник В.М. Анализ условий трансформации нефтяных углеводородов в морских водах и моделирование процесса в заливе Анива // Водные ресурсы. – 2005. – Т. 32. – № 6. – С. 712–726.
  6. Немировская И.А. Нефтяные углеводороды в океане // Природа. – 2008. – № 3. – С. 17–27.
  7. Корпакова И.Г., Кленкин А.А., Конев В.В., Елецкий Б.Д., Павленко Л.Ф., Скрыпник Г.В. Идентификация происхождения УВ в воде и донных отложениях Азовского моря // Экологический вестник научных центров Черноморского экономического сотрудничества. – 2005. – № 4. – С. 33–37.
  8. Петров А.А. Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984. – 264 с.
  9. Другов Ю.С. Экологические анализы при разливах нефти и нефтепродуктов. Практическое руководство. – М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2007. – 270 с.
  10. Коржов Ю.В., Головкин А.К., Туров Ю.П. Изучение состава алкилбензолов методом хромато-масс-спектрометрии // Известия СО АН СССР. Серия химических наук. – 1989. – Вып. 4. – С. 19–24.

Поступила 30.03.2010 г.

УДК 502.5(571.122-25)

## ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ СРЕДЫ ГОРОДСКОЙ ТЕРРИТОРИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БЕРЕЗЫ ПОВИСЛОЙ В КАЧЕСТВЕ БИОИНДИКАТОРА

А.А. Гуртяк, В.В. Углев

Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск  
E-mail: gurtak@mail.ru

*Рассмотрены вопросы оценки состояния городской среды на основе показателя флуктуирующей асимметрии листовой пластинки берёзы повислой (*Betula pendula* Roth). Изучена пространственно-временная динамика коэффициента флуктуирующей асимметрии. Составлена карта распределения флуктуирующей асимметрии на территории г. Ханты-Мансийска. В большинстве районов города в последние годы отмечен рост показателей флуктуирующей асимметрии, что свидетельствует об ухудшении состояния природной среды. В работе оценено влияние метеорологических характеристик климата и химического загрязнения атмосферного воздуха на флуктуирующую асимметрию.*

### Ключевые слова:

Биоиндикация, флуктуирующая асимметрия, береза повислая, качество среды.

### Key words:

Bioindication, fluctuating asymmetry, *Betula pendula*, quality of environment.

### Введение

При всей важности проведения оценки качества среды на всех уровнях с применением различных подходов (включая физические, химические, социальные и другие аспекты) приоритетной представляется именно биологическая оценка. Именно состояние, самочувствие различных видов живых существ и самого человека является ключевым моментом и, в конечном счете, волнует нас всех в наибольшей степени.

До сих пор для оценки качества среды в большинстве случаев считается достаточно сравнения содержания поллютантов в разных компонентах экосистем с нормативными предельно допустимыми концентрациями (ПДК). Необходимо иметь в виду, что многообразие загрязняющих веществ и видов воздействия на среду уже сейчас исчисляется тысячами наименований и продолжает расти. Это означает, что определение содержания каждого токсиканта в компонентах среды, учет кумулятивных и синергических эффектов взаимодействия становятся невозможными. В такой ситуации получение интегральной информации о качестве сре-

ды и её пригодности для существования человека посредством оценки состояния живых существ представляется наиболее важным.

Качество окружающей среды в г. Ханты-Мансийске, к сожалению, остается не удовлетворительным [1]. Для определения состояния экосистем города часто используется мониторинг зеленых насаждений. Состояние растений оценивается по различным морфометрическим характеристикам. В работах [2–5] и др. была обоснована возможность использования асимметричности листа в качестве неспецифического показателя отклонения от нормы развития растения, связанного с влиянием различных стрессовых факторов, в том числе загрязнения окружающей среды.

Флуктуирующая асимметрия (ФА) представляет собой незначительные ненаправленные отклонения от строгой билатеральной симметрии как следствие несовершенства онтогенетических процессов, т. е. является результатом неспособности организмов развиваться по точно определенным путям [6]. При ФА различия между сторонами не являются строго генетически детерминированны-