

УДК 553.982.504

**Б.А. Бачурин, А.А. Борисов, Т.А. Одинцова**

## **К МЕТОДИКЕ ИДЕНТИФИКАЦИИ ИСТОЧНИКОВ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ**

*Приведены некоторые аспекты проблемы диагностики источников загрязнения в районах нефтяных месторождений.*

*Ключевые слова: нефть, нефтепродукты, загрязнение окружающей среды, нефте-загрязнения, газогеохимическая съемка, геоэкологические работы.*

**Семинар № 8**

**B.A. Bachurin, T.A. Borisov,  
T.A. Odintsova**  
**THE METHOD OF THE  
IDENTIFICATION OF THE OIL  
POLLUTION SOURCES IN THE  
GEOLOGICAL ENVIRONMENT**

*Some of the issues of the diagnostic of the pollution sources in the areas of oil deposits are reviewed.*

*Key words: oil, oil products, environment pollution, oil pollution, gas and geochemical mapping, geological and ecological works.*

**З**агрязнение окружающей среды нефтью и нефтепродуктами – явление довольно распространенное в районах расположения предприятий нефтяной и газовой промышленности и происходит на всех этапах, начиная от добычи нефти и кончая ее транспортировкой и хранением. По оценке специалистов ГИДЭК потери жидкого углеводородного топлива достигают 0,1-0,5% от его потребления [4, 5]. Это приводит к тому, что во многих случаях в геологической среде формируются зоны техногенного нефтеагрязнения почв, грунтов и подземных вод, представляющих серьезную угрозу окружающей природной среде и условиям жизнедеятельности. Очаги нефтеагрязнения геологической среды носят различных характер и масштабы – от

загрязнения грунтов зоны аэрации и формирования мелких линз на поверхности грунтовых вод в местах проливов и утечек нефти и нефтепродуктов из поверхностных объектов до формирования техногенных скоплений нефти в надпродуктивной части разреза месторождений. Задокументированы случаи поверхностных нефтепроявлений даже на постэксплуатационном этапе освоения месторождений, когда скважины и поверхностные нефтепромысловые объекты ликвидированы.

В настоящее время в качестве основных методов выявления и картирования очагов нефтеагрязнения геологической среды наиболее широко используются газогеохимические и электрометрические исследования, дополняемые в случае необходимости бурением специальных скважин. Основным критерием оценки уровня загрязнения почв, грунтов и вод выступает содержание «нефтепродуктов» [4, 5]. Данная методика в различных вариациях апробирована и показала высокую информативность при картировании приповерхностных очагов нефтеагрязнения, связанных с утечками и аварийными разливами из поверхностных объектов хранения нефтепродуктов [4].

Более сложной задачей является идентификация источников загрязнения на нефтяных месторождениях. Образование техногенных скоплений нефти в геологической среде здесь возможно как за счет аварийных утечек из поверхностных нефтепромысловых объектов, так и за счет глубинных источников (перетоки нефти из продуктивной части разреза по затрубному пространству дефектных скважин или зонам повышенной проницаемости осадочного чехла).

В качестве примера можно привести ситуацию на Полазненском нефтяном месторождении, расположенному в Пермском крае в районе Камского водохранилища [1]. Поверхностные нефтегазопроявления на левобережной части этого месторождения начали фиксироваться с начала 70-х годов. В начале 80-х годов интенсивность этих процессов достигала таких масштабов, что отмечались случаи возгорания газа в зоне обнаружения сульфатных пород в береговой части водохранилища. В этот же период началась разгрузка нефти в акваторию водохранилища, продолжающаяся вплоть до настоящего времени, что приводит к значительному органическому загрязнению его вод – содержание аквабитумоидов достигает  $2.5\text{--}37.5 \text{ мг}/\text{дм}^3$ , водорастворенных «нефтепродуктов» –  $1.1\text{--}2.9 \text{ мг}/\text{дм}^3$ . Пробуренные в этом районе гидрогеологические скважины зафиксировали присутствие на поверхности грунтовых вод скоплений нефти, толщина которых достигала 8–11 м. Режимные наблюдения показали, что очаг нефтезагрязнения испытывает сложную эволюцию как во времени, так и по площади: за 5 лет в некоторых скважинах произошло уменьшение толщины столба нефти вплоть до полного исчезновения, в других – фиксируется ее эпизодическое появление.

Исследование физико-химических свойств нефти показало отсутствие признаков ее гипергенного окисления («старения»), что отвергает гипотезу о формировании данного очага нефтезагрязнения за счет сброса нефти в поверхностные карстовые воронки.

Проведенные комплексные исследования, включавшие грунтовую газогеохимическую съемку, газогидрохимическое опробование скважин и геофизические исследования (электроразведка, малоглубинная высокоразрешающая сейсморазведка) позволили сделать вывод о наличии в прибрежной части водохранилища нескольких самостоятельных линз нефти, сопряженных с контурами маломощных антиклинальных структур, намеченных по данным сейсморазведки в надпродуктивной части разреза. Наиболее вероятным механизмом формирования техногенных скоплений нефти в приповерхностной части разреза являются вертикальные перетоки флюидов из природно-техногенных геогидродинамических систем (ГГДС), сформировавшихся в надпродуктивной толще. Активизация поверхностных нефтегазопроявлений совпадает по времени с реализацией технологий интенсификации добычи нефти из верхнего эксплуатационного объекта месторождения – в процессе разработки в данном районе создавались значительные давления, обусловленные закачкой объема вод, многократно превышающих отбор флюидов. Путями поступления нефти в зону активного водообмена могли служить как выявленные в этом районе природные зоны повышенной трещиноватости осадочного чехла (линеаменты, выделенные по данным АКГС; сквозная зона разуплотнения, намеченная сейсморазведкой на периферии закартирован-

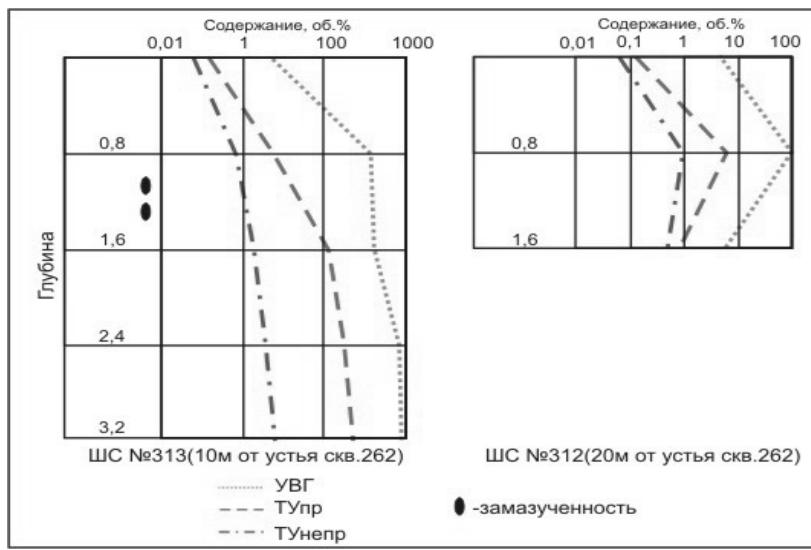
ных антиклинальных структур), так и дефектные скважины. Данные пути миграции глубинных флюидов в зону активного водообмена рассматриваются не как альтернативные взаимоисключающие друг друга варианты, а как элементы общей природно-техногенной геогидродинамической системы надпродуктивной части разреза, дополняющие друг друга: с одной стороны, активный неотектонический режим в этих зонах мог способствовать нарушению герметичности эксплуатационных колонн скважин и активизации заколонных перетоков, а с другой – перераспределение поступающих в надпродуктивную часть разреза пластовых флюидов наиболее активно могло происходить вдоль этих зон тектонической трещиноватости. Разгрузка природно-техногенных ГГДС, сформировавшихся в надпродуктивной части разреза, в зону активного водообмена осуществляется, по всей вероятности, и в настоящее время, о чем свидетельствует появление «свежей» (неокисленной) нефти в наблюдательных скважинах. Исходя из предложенной модели формирования техногенных скоплений нефти в приповерхностной части разреза, очевидно, что полная их ликвидация невозможна без осуществления специальных мероприятий по разгрузке сформировавшихся в надпродуктивной части разреза природно-техногенных ГГДС.

Другим примером сложности идентификации источников нефтезагрязнения геологической среды является Краснокамское месторождение Пермского края. Данное месторождение относится к старейшему нефтедобывающему объекту Волго-Урала – открыто в 1936 г., введено в разработку в период 1936–47 гг. Эксплуатация залежей осуществлялась на режиме растворенного газа,

что привело к значительному снижению пластового давления (в отдельных зонах – практически до атмосферного).

Специфической особенностью месторождения является приуроченность его центральной части к р. Каме и территории г. Краснокамска. Создание и заполнение Воткинского водохранилища и рост г. Краснокамска привели к тому, что большинство эксплуатационных скважин оказалось либо в пределах прибрежной и водоохранной зон, либо на территории промышленной и жилой застройки. Это обусловило необходимость их вывода из эксплуатации и последующей ликвидации. В 1975 году эксплуатация месторождения была полностью прекращена, а скважины ликвидированы, причем последующая застройка привела к тому, что многие из них оказались в непосредственной близости от промышленных и жилых объектов, а ряд – непосредственно под зданиями или автодорогами. Отсутствие в постэксплуатационный период наблюдений за геогидродинамической обстановкой в недрах привело к тому, что современный характер процессов техногенеза в геологической среде остается практически неизучен. Предполагалось, что депрессионный тип техногенеза в продуктивных пластах не приведет к восходящим перетокам флюидов и загрязнению приповерхностной части разреза.

В середине 90-х годов в районе ряда ликвидированных скважин были зафиксированы поверхностные нефтепроявления. Некоторые из них оказались в прибрежной части Воткинского водохранилища, что привело к поступлению нефти в его акваторию. Результаты газогеохимических и электроразведочных исследований, проведенных для выяснения природы и



#### Характер распределение углеводородных газов по разрезу зоны аэрации в районе развития заколонных перетоков

масштабов данных явлений, показали, что, несмотря на проведенные мероприятия по ликвидации скважин, многие из них явились каналами для вертикальных перетоков нефти как из продуктивных пластов, так и из интервалов непромышленных нефтепроявлений в надпродуктивной части разреза. Районы подобных скважин характеризуются повышенным содержанием метана и его гомологов в составе сорбированных газов (рисунок).

Проходка в районе выявленных газогеохимических аномалий специальных скважин подтвердила наличие на поверхности грунтовых вод незначительных по размерам нефтяных линз, сосредоточенных в окрестном пространстве ликвидированных скважин. Это свидетельствует, что процессы релаксации сформировавшихся в геологической среде природно-техногенных геогидродинамических систем носят длительный характер и могут привести к вертикальным перетокам нефти на постэксплуатационном этапе.

Еще более сложной оказалась идентификация природы очага нефтезагрязнения, выявленного в районе Краснокамской АЗС. Расположение данного объекта на территории бывшего нефтеперерабатывающего завода и вблизи ликвидированных нефтяных скважин не позволяло однозначно судить о возможном источнике его формирования. Исследование уровня органического загрязнения почв показало, что оно носит значительные масштабы, обусловленные, по всей видимости, эксплуатацией существовавших здесь ранее объектов нефтеперерабатывающего завода.

Для оценки характера нефтезагрязнения приповерхностной части разреза и оценки масштабов рассеяния углеводородов в грунтовых водах проведены площадные электрометрические и газогеохимические исследования, которые показали приуроченность очага загрязнения к территории резервуарного парка АЗС. Установлено, что загрязнение имеет очаговый характер и приурочено к площадкам

Таблица 1  
**Характеристика физико-химических свойств нефтепродуктов,  
обнаруженных в районе Краснокамской АЗС**

Параметры	Нефте- продукты	Товарные НП		Нефте- проявле- ния	Эксперимент	
		Бензин А-76	Диз- топливо		загрязн. А-76	загрязн. ДТ
Удельный вес при 20°C, г/см <sup>3</sup>	0,816 – 0,819	0,70 - 0,78	0,84 - 0,86	0,934	0,736	0,822
Вязкость кинемат. при 20°C, мм <sup>2</sup> /с	2,05 - 2,51	н.с.	1,8-6,0	371,0	0,71	2,77
Начало кипения °C	89-110	35		145	39	125
Фракции (об. %):						
до 100°C	0 – 0,5	35-70		отс.	52,0	отс.
до 150°C	9,0 - 18,0			1,0	78,0	2,0
до 200°C	40,0 - 45,0	85-90		4,5	87,0	36,0
до 250°C	70,0 - 79,0	100	50-60	15,0	-	66,0
до 300°C	86,0 - 95,0		90-95	20,5	-	90,0

резервуаров дизтоплива и бензина. Проходка в этих районах шнековых скважин подтвердила высокий уровень загрязнение всего разреза зоны аэрации и наличие на поверхности грунтовых вод линзы нефтепродуктов толщиной 15-16 см. Загрязнение грунтовых вод с присутствием пленочных нефтепродуктов распространяется на прилегающую к резервуарному парку территорию с выходом на северо-востоке в долину ручья. Загрязнению подвержен также разрез водоносного горизонта, где большая часть нефтепродуктов находится в сорбированном породами состоянии. Общее количество нефтепродуктов, содержащихся в выявленной зоне загрязнения, оценено в 1240 т.

Анализ физико-химических свойств и состава сорбированных, водорасторенных и пленочных нефтепродуктов показал их отличие как от хранимых товарных продуктов (бензин А-76, дизтопливо ДТ), так и от поверхностных нефте проявлений в районах ликвидированных скважин (табл. 1).

Это подтверждается и данными тонкослойной хроматографии: в со-

ставе отобранных проб нефтепродуктов на долю метано-нафтеновой и нафтеново-ароматической фракций приходится 87-97% при содержании смолисто-асфальтеновых веществ менее 10%. По данным газожидкостной хроматографии в углеводородной фракции преобладают низкомолекулярные н-алканы ( $C_{12} - C_{19}$ ) при подчиненной роли или отсутствии высокомолекулярных соединений ( $C_{23} - C_{34}$ ), присутствующих в окисленных нефтях в значительных количествах. В целом по комплексу геохимических параметров отобранные из техногенного скопления пробы нефтепродуктов занимают промежуточное положение между нефтями и товарными нефтепродуктами, более приближаясь по ряду параметров к последним.

В связи с этим, возникло предположение, что обнаруженные нефтепродукты представляют собой смесь товарных нефтепродуктов (бензин и дизтопливо), загрязненных при фильтрации через породы зоны аэрации «остаточной» нефтью. Это было подтверждено модельными экспериментами: фильтрация товарных неф-

Таблица 2  
**Геохимические характеристики УВ нефти и торфа**

Показатель	Исходные образцы		Водные вытяжки	
	нефть	торф	нефть	торф
Состав НП по данным ХМС (% на фракцию)				
Σ УВ	90,02	80,98	90,70	88,84
- алканы, изопреноиды	77,42	70,71	63,44	52,63
- алкены, алкины	7,80	2,37	25,26	32,41
- нафтены, арены	4,80	7,90	2,00	3,80
Σ геторосоединений	9,98	19,02	9,30	11,16
- О-содержащие	5,44	6,90	3,75	5,38
- S, N, Hal-содержащие	4,54	12,12	5,55	5,78
Показатели н-алканов и изопреноидов МНФ по данным ГЖХ				
максимум содержаний	C <sub>16-18</sub>	C <sub>27,29,31</sub>	C <sub>22,27,29</sub>	C <sub>24,25,30</sub>
нечетные/четные	0,88	5,57	1,15	1,20
ΣC≤20/ΣC≥21	1,16	0,01	0,27	0,11
ΣC <sub>17-23</sub> /ΣC <sub>24-30</sub>	1,59	0,22	0,73	0,39
Σi-C <sub>19-20</sub> /Σn-C <sub>17-18</sub>	0,32	0,83	1,27	1,00
i-C <sub>19</sub> /i-C <sub>20</sub>	0,45	0,25	0,40	0,44

тепродуктов через нефтезагрязненный песок и почвы привела к их «утяжелению» за счет появления в составе высококипящих компонентов и смолисто-асфальтеновых соединений. По данным колоночной хроматографии суммарное содержание «чистых» нефтепродуктов в исследованных пробах колеблется в пределах 42-65%. Результаты геохимических исследований позволили сделать вывод, что техногенная линза нефтепродуктов в районе Краснокамской АЗС содержит в своем составе значительное количество дизельного топлива и бензина, поступивших в приповерхностную часть разреза за счет утечек из резервуаров.

Еще более сложной задачей является идентификация глубинных очагов нефтезагрязнения, фиксируемых только по повышенному содержанию водорастворенных «нефтепродуктов». Во многом это связано с неоднозначной интерпретацией данного аналитического параметра, под которым понимается суммарное содержание

углеводородов (неполярных и мало-полярных соединений, растворимых в гексане) вне зависимости от их происхождения [5]. Одним из основных недостатков использования этого показателя при идентификации источников загрязнения является отсутствие четких критериев разделения природных и техногенных углеводородных соединений. Вместе с тем, в настоящее время имеются доказательства существенного влияния органики почв и пород на формирование природного углеводородного фона гидросферы, достигающего во многих случаях сверхнормативных значений [2]. Хроматографическое исследование состава данных «нефтепродуктов» показывают, что они содержат широкий спектр углеводородов (алканы C<sub>17</sub>-C<sub>34</sub>, изопреноиды, нафтены и арены) и по геохимическим характеристикам трудно отличимы от нефтяных соединений (табл. 2).

Другим природным источником поступления углеводородных соединений в приповерхностную гидро-

Таблица 3  
**Состав углеводородных фракций нефтяных аквабитумоидов**

Соединения	Сроки контакта «нефть - вода», сутки			
	1	7	30	120
Σ УВ	40,72	59,42	5,85	8,42
- алканы, изопреноиды	36,38	4,78	5,01	6,00
- алкены, алкины	2,11	12,45	0,44	1,00
- нафтены, арены	2,23	42,19	0,40	1,42
Σ гетеросоединений	59,28	40,58	94,15	91,58
- окиси, спирты, простые эфиры	4,35	6,62	2,56	4,72
- альдегиды, кетоны	8,42	9,48	0,46	1,61
- кислоты, производные	40,10	21,88	89,33	80,59
- N-содержащие	0,27	0,73	0,19	0,03
- Hal-содержащие	3,69	отс.	0,85	2,91
- прочие (S-, P-, O+N+S- и др.)	2,45	1,87	0,76	1,72

сферу являются вертикальные «ореолы рассеяния» нефтяных залежей, проявление которых фиксируется по данным газогеохимических исследований. Проведенные исследования показывают, что природное углеводородное «дыхание» недр способствует появлению в составе водорастворенной органики многих парообразных и жидких соединений нефтяного происхождения, входящих в понятие «нефтепродукты» [2].

Следует отметить, что ограничение контроля за органическим загрязнением гидросфера только показателем «нефтепродукты» также имеет свои недостатки, т.к. не отражает реальные масштабы техногенной трансформации геохимического фона в районах нефтезагрязнений. Согласно современными нормативными требованиями (приказ МПР России № 574 от 12.09.2004 г.) при контроле и диагностике нефтяных загрязнений регламентируется учет не только содержания нефти, но и продуктов ее трансформации. Как показывают результаты экспериментальных исследований, эволюция нефтяного загрязнения в поверхностных условиях приводит к быстрой трансформации

углеводородного субстрата и появлению соединений с явным доминированием гетероструктур, не учитываемых при оценке загрязнения по углеводородному признаку. Так в модельном эксперименте «нефть – вода» к 30-дневному сроку контакта содержание углеводородных соединений снизилось с 90,7% до 5,9%, остальные 94,1% – приходятся на неуглеводородные компоненты, представляющие собой продукты трансформации нефти (табл. 3).

Данные хромато-массспектрометрии показывают, что нефтяными маркерами аквабитумоидов в случае «старого» загрязнения становятся изоалканы, н-алкены, алкаполиены, циклопентаны, циклогексаны, геостераны, окиси, алифатические и циклические спирты, простые эфиры первичных спиртов, ненасыщенные алифатические альдегиды, циклические кетоны [3], которые выходят в настоящее время за рамки контролируемых показателей.

Приведенные данные затрагивают лишь некоторые аспекты проблемы диагностики источников загрязнения в районах нефтяных месторождений. Несомненно, что в настоящее время

при контроле состояния геологической среды должны использоваться не только интегральные показатели, характеризующие общий уровень органического загрязнения (окисляемость, нефтепродукты, фенолы и т.п.), но и индивидуальные соединения, отражающие специфику нефти и характер ее геохимической трансформации под влиянием внешних факторов. Как показывает опыт работ по идентификации источников нефтяного загрязнения морских акваторий, однозначное решение проблемы во многих

случаях возможно только с использованием методики снятия «отпечатков пальцев», отражающих индивидуальные особенности различных источников загрязнения [6]. Проработка затронутых вопросов, необходима, прежде всего, для повышения уровня эффективность геоэкологических работ и разработки рационального комплекса исследований в районах нефтедобычи, позволяющего однозначно выявить и установить источник нефтезагрязнения геологической среды.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бачурин Б.А. Экологические проблемы горногородопромышленных районов Пермского края // Экология и промышленность, 2006, апрель. – С. 32-35.
2. Бачурин Б.А. Идентификация нефтяной составляющей органического загрязнения гидросферы // Водные ресурсы, геологическая среда и полезные ископаемые Южного Урала. – Оренбург, ОГУ, 2000. – С. 143-153.
3. Бачурин Б.А., Однцовова Т.А. Проблемы диагностики и контроля нефтяных загрязнений природных геосистем // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2005, № 9-10. – С. 79-82.
4. Методические рекомендации по выявлению, обследованию, паспортизации и оценке экологической опасности очагов загрязнения геологической среды нефтепродуктами. – М.: Минприроды РФ, 2002. – 86 с.
5. Техногенное загрязнение природных вод углеводородами и его экологические последствия / В.М. Гольдберг, В.П. Зверев, А.И. Арбузов и др. – М.: Наука, 2001. – 125 с.
6. Wang Z., Fingas M.F. Development of oil hydrocarbon fingerprinting and identification techniques // Marine Pollution Bulletin, 2003, № 7. – С. 423-452. ГИАБ

#### Коротко об авторах

Бачурин Б.А. – кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией,  
Однцовова Т.А. – научный сотрудник,  
Борисов А.А. – аспирант,  
Горный институт УрО РАН, arc@mi-perm.ru

