



УДК 550.424:550.8.05

РОЛЬ ГЛУБИННЫХ ПРОЦЕССОВ В ФОРМИРОВАНИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СКОПЛЕНИЙ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Р.П.Гомтух (Всероссийский научно-исследовательский институт геологических, геофизических и геохимических систем), **Б.И.Писоцкий** (Институт проблем нефти и газа РАН), **С.С.Малинина, А.И.Черненко** (Всероссийский научно-исследовательский институт геологических, геофизических и геохимических систем)

Выполнен комплекс геохимических исследований по изучению микроэлементного состава смолисто-асфальтеновых и асфальтеновых фракций нефти. Показаны различия по содержанию и соотношению между некоторыми элементами в нефти из месторождений различных структурно-тектонических зон региона. В совокупности с данными по геохимической специализации битумов выделены три группы нефти, приуроченные к Варандей-Адъзвинской, Хорейвейской и Ижма-Печорской областям. Использование геофизических материалов по региональным профилям позволило обозначить причинно-следственные связи между строением земной коры, областями локализации скоплений УВ и особенностями их геохимического состава.

Ключевые слова: микроэлементный состав; геохимические, геофизические исследования; фракции нефти.

Тимано-Печорский регион является одним из старейших нефтегазовых районов России. Вместе с тем вопросы формирования скоплений нефти в этой провинции актуальны и в настоящее время. Генезис нефти данной провинции рассматривается с позиций как осадочно-миграционной, так и мантийно-коровой концепций, при этом в рамках каждой из них имеется своя система доказательств. Возможности генерации, миграции, аккумуляции УВ и сохранения залежей на определенных этапах геологической истории развития Тимано-Печорского осадочного бассейна с позиций осадочной концепции достаточно детально рассмотрены в работе [1]. Модель, допускающая участие в формировании залежей мантийных УВ, инъецированных в земную кору по системе глубинных разломов, – в работе [2].

Как известно, нефть представляет собой сложную систему, состоящую не только из УВ-компонентов и их соединений, включая соединения с хлором и фтором, но и неУВ, генетически не связанных с нефтью (инертные газы и их изотопы). Постоянной составляющей являются и микроэлементы, присутствующие в нефти в большинстве в форме элементарноорганических соединений. Причем соотношения между рядом малых элементов в нефти указывают на геохимическую индивидуальность нафтидов различных нефтегазоносных провинций, согласующуюся с процессами геодинамического развития регионов, в частности с составом магматических проявлений [3].

В настоящей статье на основе комплексного рассмотрения результатов геохимического изучения нафтидов и геофизических материалов, отражающих строение земной коры, сделана попытка как выявить вероятные источники металлов в нефти, так и оценить роль

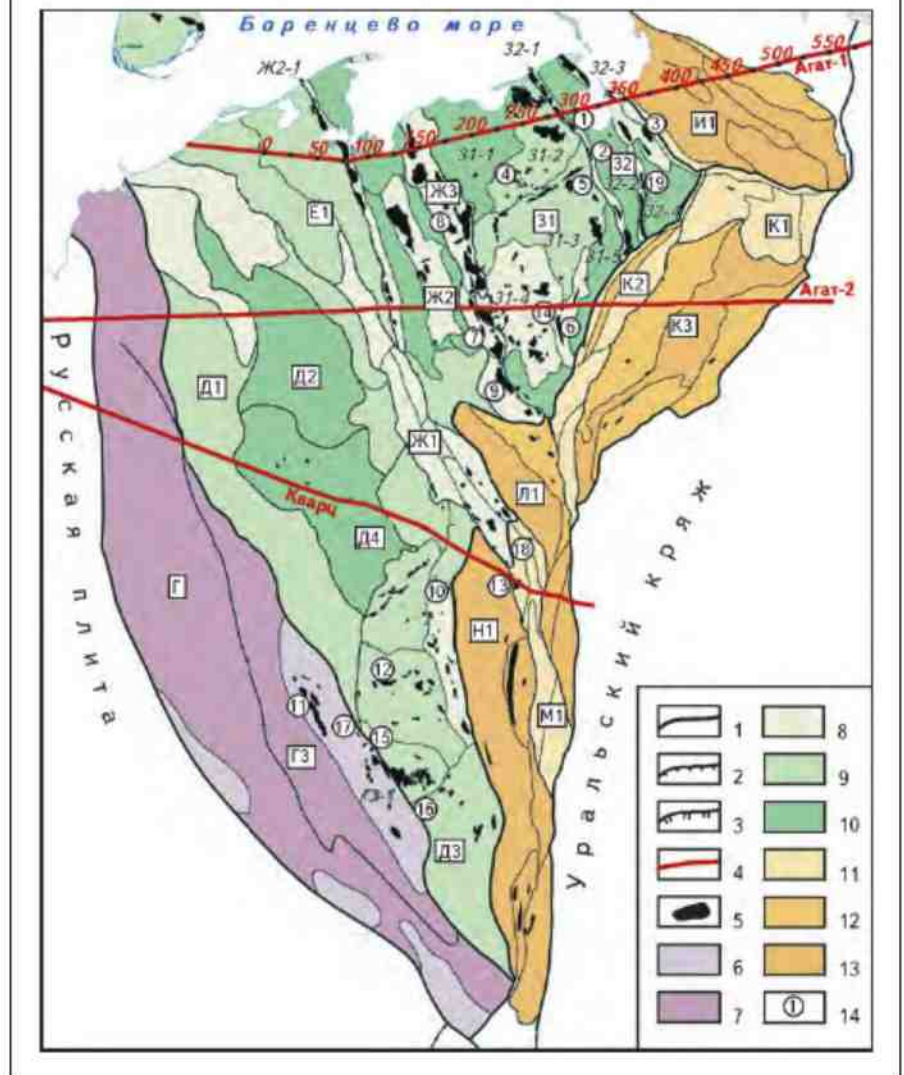
глубинных процессов в формировании УВ-скоплений на территории Тимано-Печорской провинции.

Геохимические исследования включали изучение микроэлементного состава смолисто-асфальтеновых и асфальтеновых компонентов скоплений нефти, локализованных в породах различных стратиграфических уровней геологического разреза (от силура до перми) и интервалов глубин от 3200 до 200 м. Пробы нефти и битумов отбирались с привязкой к структурно-тектоническим элементам региона (рис. 1). Основная информация получена масс-спектрометрическим методом с использованием ELAN 6100 DRC (аналитик Д.З.Журавлев), а также нейтронно-активационным анализом (аналитик А.Л.Керзин), позволившим определить в асфальтеновых фракциях нефти содержание таких летучих микроэлементов, как Hg, Se, As, Re (часть анализов выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ в рамках реализации Федеральной целевой программы "Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014-2020 годы". Уникальный идентификатор прикладных научных исследований (проекта) – RFMEFI57614X0043).

Использование геохимии малых элементов в нефти обусловлено их геолого-геохимической информативностью. В наибольшей степени это относится к литофильным элементам. Изучение микроэлементного состава нефти Тимано-Печорской провинции показало, что в целом для них характерны широкие вариации содержания как подвижных транзитных (Mn, V, Ni, Cu, Zn и др.), так и малоподвижных, высокозарядных (Th, PЗЭ, Zr, Y и др.) элементов (таблица 1). Максимально насыщены металлами асфальтены нефти из карбонатных девон-

нижнекаменноугольных отложений Лабоганского и терригенных нижнепермских отложений Седьягинского месторождений, приуроченных к валу Сорокина Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоны (см. рис. 1). Причем асфальтены Лабоганской нефти характеризуются «ураганными» концентрациями не только Ti, Mn, Co, Ni, Cu, Zn, Pb, но и Zr, Y, PЗЭ, Th, U, так сумма PЗЭ достигает $30,26 \cdot 10^{-4} \%$, содержание тория – $1,71 \cdot 10^{-4} \%$ и урана – $0,86 \cdot 10^{-4} \%$. Такие высокие содержания литофильных элементов в асфальтенах не были встречены ранее в нефти ни одной нефтегазоносной провинции. Близки к Лабоганской по своим геохимическим характеристикам и асфальтены Седьягинской нефти. Для них характерно существенное превышение содержания тория над ураном (2,0-2,7) и близкое к 1 отношение Eu/Eu^* (0,8-0,9) на кривых распределения хондрит-нормализованных концентраций лантанидов [$Eu/Eu^* = 2Eu_N/Sm_N + Gd_N/2$]. Асфальтены нефти нижнедевонских карбонатных отложений Северо-Сарембойского месторождения Сарембой-Лекейягинского вала, ограничивающего Варандей-Адзвинскую структурно-тектоническую зону с востока, менее металлоносны (табл. 2, см. табл. 1).

Рис. 1. СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКАЯ СХЕМА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ (по Носкову А.А., 2005)



Границы структур: 1 – крупнейших региональных, надпорядковых, 2 – крупных (I порядка), 3 – средних (II порядка); 4 – профили ГЗС; 5 – месторождения УВ; тиманская гряда: 6 – валы и поднятия, 7 – мегавалы; Печорская плита: 8 – мегавалы, валы и поднятия, 9 – моноклинали, ступени и седловины; 10 – прогибы, впадины, депрессии и котловины; Предуральский краевой прогиб: 11 – поднятия, валы, 12 – ступени, моноклинали, 13 – впадины, депрессии; 14 – места отбора проб нефти и битумов; нефти: 1 – Лабоганская, 2 – Седьягинская, 3 – Северо-Сарембойская, 4 – Сюрхаратинская, 5 – Северо-Хоседаюская, 6 – Средне-Макарихинская, 7 – Возейская, 8 – Северо-Харьягинская, 9 – Усинская, 10 – Исаковская, 11 – Ярегская, 12 – Западно-Тэбукская; битумы: 13 – антракосолит, Западно-Соглеская (скв. 78, интервал 1830 м), 14 – керит, Средне-Макарихинская (скв. 10, интервал 3030 м), 15 – керит, Омра-Сойвинская (скв. 2001, интервал 270 м), 16 – асфальт, Бадельская (обнажение), 17 – асфальтит, Нямедское (обнажение), 18 – асфальтит, Войское (обнажение), 19 – асфальт, Надейюская (скв. 11, интервал 1118 м); структуры: Г – Тиманская гряда, ГЗ – Восточно-Тиманский сложный вал, ГЗ-1 – Ухта-Ижемский вал, Д – Ижма-Печорская седловина, Д1 – Неридская ступень, Д2 – Ерсинская синклиналиальная структура, ДЗ – Омра-Лузская седловина, Д4 – Малоземельско-Колгуевская монаклинали, Ж – Печоро-Колвинский авлакоген, Ж1 – Печоро-Колвинский мегавал, Ж2 – Денисовский прогиб, Ж2-1 – Шапкино-Юрьяхинский вал, ЖЗ – Колвинский мегавал, 31 – Хорейверская впадина, 31-1 – Черно-реченская депрессия, 31-2 – Седьягинская ступень, 31-3 – Колвависовская ступень, 31-4 – Сандивейское поднятие, 31-5 – Макариха-Салюкинская антиклиналиальная зона, 32 – Варандей-Адзвинский авлакоген, 32-1 – вал Сорокина, 32-2 – Морейюская депрессия, 32-3 – Сарембой-Лекейягинский вал, 32-4 – вал Гамбурцева, И1 – Кортаихинская впадина, К1 – Воркутское поперечное поднятие, К2 – гряда Чернышева, КЗ – Косью-Роговская впадина, Л1 – Большесынинская впадина, М1 – Средне-печорское поперечное поднятие, Н1 – Верхнепечорская впадина

Содержание микроэлементов в смолисто-асфальтеновых
и асфальтеновых фракциях нефти, мг/т

Микро-элементы	1*	2*	3*	4**	5**	6**	7**	8**	9*	10*	11*	12*
Sc	7100	457	375	99	116	174	196	270	306	373	304	320
Ti	651000	22100	7110	1200	4380	1840	11189	2720	6020	11500	4860	5970
V	48100	302000	44100	5960	74500	137000	10647	23700	342000	722000	526000	1070000
Cr	33500	4350	1930	10800	15000	24800	2781	37200	2770	7420	7670	2220
Mn	120000	10400	2140	576	1430	2040	1551	1270	1070	5960	1770	2110
Co	4850	1270	268	82	349	475	143	90	936	1440	1880	2610
Ni	68800	172000	162000	42600	101000	136000	11178	6950	272000	364000	230000	433000
Cu	36400	7680	8970	11000	26600	22900	130930	96200	1840	130000	5090	9340
Zn	511000	21000	18000	14300	74900	54100	49481	30100	12400	20200	172000	17800
Ga	3750	5180	101	25	166	191	26	95	1130	1720	262	778
Rb	10500	556	118	23	80	31	132	32	38	155	64	259
Sr	203000	19600	6300	315	843	938	3587	1870	457	1690	2160	1290
Y	5590	155	34	4	20	10	29	29	253	146	113	61
Zr	27100	1520	471	124	354	264	2266	342	17900	1640	836	900
Nb	2420	87	21	7	26	7	5	10	67	38	16	22
Mo	1590	5940	1640	206	207	608	82	193	4670	9090	368	642
Pd	119,00	7,80	4,06	0,80	1,18	2,23	3,29	2,85	2,05	1,79	1,61	2,75
Cd	7120	42	275	46	310	303	1635	75	28	54	217	37
Cs	793,0	29,0	4,7	0,6	2,3	1,4	2,9	1,0	1,2	6,6	3,5	3,5
La	5840,0	196,0	82,4	21,1	48,1	22,1	118,5	108,0	119,0	152,0	44,8	85,2
Ce	12000	405,0	92,2	37,4	87,6	35,3	201,7	167,0	191,0	319,0	86,3	175,0
Pr	1450,0	50,2	10,1	4,0	9,9	4,0	21,2	18,8	26,1	39,0	11,4	18,9
Nd	5670,0	193,0	35,5	10,2	33,1	13,8	69,0	46,6	112,0	161,0	55,6	62,9
Sm	1110,0	39,3	7,7	0,8	4,2	1,5	11,3	5,4	22,0	34,1	12,6	12,7
Eu	288,0	11,9	2,8	0,5	1,3	0,6	6,4	1,2	5,7	8,2	3,2	2,9
Gd	1140,0	39,0	8,7	1,2	4,0	2,4	5,9	8,5	26,1	35,6	17,1	13,9
Tb	184,0	5,2	1,3	0,3	0,8	0,3	0,8	1,3	4,6	5,5	3,1	2,1
Dy	1030,0	29,6	6,5	1,1	3,1	1,4	4,6	7,0	36,7	29,6	21,0	11,7
Ho	212,0	6,2	1,5	0,1	0,9	0,4	0,8	1,1	9,6	5,4	4,9	2,6
Er	586,0	14,8	4,5	0,6	1,8	1,0	2,5	3,2	31,5	14,2	13,6	7,7
Tm	82,40	2,40	0,50	0,03	0,30	0,20	0,40	0,60	5,30	1,90	1,80	1,50
Yb	534,0	17,4	3,4	0,6	2,0	0,8	2,9	2,8	37,6	14,1	13,3	7,6
Lu	81,50	2,40	0,50	0,05	0,40	0,22	0,40	0,60	6,60	1,90	2,00	1,40
Hf	769,0	42,1	9,2	3,4	8,4	5,3	53,2	6,5	346,0	38,7	15,4	20,6
Ta	168,0	6,9	2,9	0,6	0,1	0,6	0,2	1,0	11,6	3,7	1,6	2,2
W	3190	193	96	66	285	274	48	106	85	273	76	239
Ir	2,14	1,11	1,56	0,37	0,50	0,59	0,22	1,02	0,63	1,20	1,19	1,42
Pt	3,57	3,20	1,52	0,18	0,08	1,38	1,03	0,62	1,39	2,22	1,32	1,07
Tl	91,6	4,8	1,3	0,8	1,4	1,8	2,1	1,1	0,8	4,0	9,0	2,4
Pb	33100	4310	3440	1140	4930	6830	2547	10000	650	12000	4190	1550
Bi	538	27	147	139	173	46	86	61	26	109	231	126
Th	1710,00	86,0	12,3	1,4	6,7	2,3	14,0	9,5	48,8	36,3	27,0	29,5
U	865,0	31,4	15,0	4,3	9,3	13,2	5,2	29,7	19,3	56,7	90,7	12,5

Примечание. Фракции нефти: *асфальтены, **смолы и асфальтены; нефти (площадь, скважина, возраст коллектора): 1 – Лабоганская-381, D; 2 – Седьягинская-365, С-Р; 3 – Северо-Сарембойская-16, S-D; 4 – Сюрхаратинская, D₁; 5 – Северо-Хоседаюская, D; 6 – Средне-Макарихинская-9, S; 7 – Возейская, 8 – Северо-Харьягинская; 9 – Усинская-11, Р; 10 – Исаковская, С-Р; 11 – Ярегская, D, ~ 250 м; 12 – Западно-Тэбукская, D.

Геохимическая характеристика асфальтенов и смолисто-асфальтеновых фракций нефти различных структурно-тектонических зон

Блок, площадь, интервал глубин, м	Σ PЗЭ	Eu/Eu*	Ce/Yb	La/Sm	Gd/Yb	Th	U	Th/U
Асфальтены								
Варандей-Адзъвинская зона								
Вал Сорокина Лабоганская (D ₃ -C ₁) 1402-1408	3026,0	0,8	5,8	3,6	1,7	1710,0	860,5	2,0
Седъягинская (P ₁) 944-1020	1012,3	0,9	6,0	3,4	1,8	86,0	31,4	2,7
Сарембой-Лекейгинский вал 3021-3058 Северо-Сарембойская (D ₁ -C ₂)	258,1	1,0	7,0	7,3	2,1	12,3	15,0	0,8
Ижма-Печорская впадина								
Ярегская (D ₂) (шахта)	290,7	0,7	1,8	2,4	1,0	27,0	90,7	0,3
Западно-Тэбукская (D ₂) 1362-1377	406,0	0,7	5,9	4,6	1,5	29,5	12,5	2,4
Исаковская (P ₁) 1207-1217	821,4	0,7	5,9	3,1	2,0	36,3	56,7	0,6
Печоро-Кожвинский авлакоген								
Колвинский мегавал Усинская (C ₁ -P ₁) 1203-1240	438,0	0,6	10,0	5,0	2,1	48,8	19,3	2,5
Смолисто-асфальтеновая фракция								
Варандей-Адзъвинская зона								
Вал Сорокина Северо-Сорокинская (P) 1142-1181	180,3	1,2	9,3	4,0	3,5	2,9	7,9	0,7
Хорейверская впадина								
Сюрхаратинская (D ₃) 3192-3208	78,1	1,5	29,6	18,8	3,1	1,4	4,3	0,3
Северо-Хоседаюская (D ₃) 3041-3054	111,2	0,9	11,5	7,9	1,7	6,6	9,3	0,5
Средне-Макарихинская (S ₁) 3088-3120	85,3	1,1	11,2	10,1	2,0	2,3	13,2	0,2
Печоро-Кожвинский авлакоген								
Колвинский мегавал Харьягинская (P) 2044-2100	374,3	0,5	15,3	13,7	2,4	19,5	20,7	1,1
Возейская	446,2	2,2	18,3	7,2	1,7	14,0	5,2	2,7

На территории Хорейверской впадины исследовались смолисто-асфальтеновые компоненты нефти, отобранной из месторождений различных зон (см. рис. 1): Сюрхаратинского (D₃) – на севере, Северо-Хоседа-

юского – в центральной части и Средне-Макарихинского (S) – на юге. Содержание всех микроэлементов, особенно литофильных, в смолисто-асфальтеновых фракциях ниже, чем в асфальтенах. Изменяется и соот-

Содержание «летучих» элементов в асфальтенах нефти, мг/т

Блок	Площадь, интервал глубин, м	Hg	As	Se	Ag	Re	Au	Sb
Тиманский кряж	Ярегская 200	240	3630	220	24,0	6,4	3,9	240
Ижма-Печорская впадина	Западно-Тэбукская 1362-1377	1590	150	360	58,1	56,5	4,0	90
	Исаковская (P ₁) 1207-1217	4190	2960	910	85,4	413,0	10,3	440
Печоро-Колвинский авлакоген	Усинская 1203-1240	3260	350	990	27,8	97,2	1,5	1390
Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона, вал Сорокина, Сарембой-Лекейягинский вал	Лабоганская 1402-1408	He опр.	He опр.	He опр.	142,0	18,2	29,9	He опр.
	Седьягинская 944-1020	1270	"	800	46,0	169,0	9,6	110
	Северо-Сарембойская 3021-3058	He опр.	348	He опр.	29,3	15,1	3,7	98616

Примечание. Данные анализа получены нейтронно-активационным методом.

ношение элементов, что и определило, в частности, низкое значение в них торий-уранового отношения (0,2-0,5), наличие европиевого максимума на кривых распределения хондрит-нормализованных концентраций РЗЭ (см. табл. 2). По геохимическим характеристикам нефти близки между собой. На общем фоне повышенных концентраций подвижных элементов наблюдается некоторое обогащение V, Cr, Ni нефти Средне-Макарихинского месторождения, а лантаноидами, Th, Zr, Y – Северо-Хоседаюского. Подобное обогащение смолисто-асфальтеновых компонентов нефти Северо-Хоседаюского месторождения литофильными элементами, а также пониженное значение Eu/Eu*-отношения (0,9) на фоне отчетливых европиевых максимумов (1,1 и 1,5) могут быть обусловлены повышенным количеством в нефти доли асфальтенов. Кривые распределения хондрит-нормализованных концентраций РЗЭ изученных трех проб близки между собой при некотором увеличении содержания легких лантанидов в нефти Сурхаратинской площади. В целом же содержание литофильных элементов в нефти месторождений, локализованных в пределах Хорейверской впадины, самое низкое из всех исследованных проб в пределах Тимано-Печорской провинции.

Смолисто-асфальтеновые фракции нефти Колвинского мегавала более металлоносны по отношению к нефти Хорейверской депрессии. Фракции нефти Возейского и Харьягинского месторождений содержат повышенные концентрации как V, Co, Ni, Cu, Zn, Pb, так и литофильных элементов при большей металлонасыщеннос-

ти нефти возейского скопления. Состав асфальтенов нефти Усинского месторождения также свидетельствует о значительной насыщенности их микроэлементами, а по геохимической характеристике они в какой-то степени близки к асфальтенам нефти вала Сорокина.

Иной геохимический тип асфальтенов характерен для нефти Исаковского месторождения, приуроченного к южной части Ижма-Печорской впадины (Мичаю-Пашнинский вал), и Ярегского месторождения, расположенного на юго-восточном погружении Тимана (см. рис. 1). Несмотря на то, что ярегская нефть тяжелая, залегающая на глубине не более 300 м, ее асфальтены обеднены практически всеми микроэлементами, особенно W, Au, Re, Pb. Кривые распределения РЗЭ в асфальтенах нефти района близки между собой с четко выраженной отрицательной аномалией по Eu. Их объединяет и относительно высокая концентрация U, однако не сопровождающаяся одновременным накоплением других литофильных элементов, прежде всего Th. В связи с этим, для нефти месторождений юго-западной части Тимано-Печорской провинции торий-урановое отношение в асфальтенах значительно ниже 1. Исключения составляют асфальтены нефти месторождения Западный Тэбук, приуроченного к Омра-Лузской седловине, которые близки по геохимической характеристике асфальтенам нефти Усинской площади.

Особенностью, типичной для всех исследованных нефтей Тимано-Печорской провинции, является значительное их обогащение «летучими» микроэлементами (табл. 3). Проведенные исследования показали, что

Отношение содержания микроэлементов в нефти к их концентрации в верхней коре (по [4])

Микроэлементы	Асфальтены нефти						
	Варандей-Адзвинская зона			Печоро-Колвинский авлакоген	Ижма-Печорская впадина		
	Лабоганская	Седьягинская	Северо-Сарембойская	Усинская	Ярегская	Западно-Тэбукская	Исаковская
Ti	10,85	0,36	7,10	0,12	0,08	0,09	0,19
V	0,80	5,03	0,70	5,60	8,76	17,80	12,03
Ni	3,44	8,60	8,10	13,90	11,50	17,21	18,20
Cu	1,45	0,30	0,30	0,19	0,20	0,37	5,20
Ag	28,40	0,92	0,60	2,02	0,48	1,20	1,70
Cd	72,65	0,43	2,80	0,79	2,21	0,37	0,54
Re	36,40	338,00	30,20	220,00	12,80	130,00	826,00
As	He опр.	He опр.	He опр.	0,23	2,42	0,01	1,97
Se	"	19,00	"	19,00	4,40	7,20	18,20
Sb	"	0,55	"	6,95	1,20	0,45	2,20
Au	16,60	0,80	2,00	21,00	2,16	2,20	5,70

нефти, независимо от принадлежности их месторождений к тем или иным структурно-тектоническим зонам, наряду с V, Ni, содержит значительные количества Re, Ag, Se, Ag, Au, Hg, существенно превышающие их содержание в породах верхней континентальной коры [4]. Элементами V и Ni обогащены асфальтены нефти всех месторождений, но особенно Ижма-Печорской впадины. В меньшей степени это относится к нефти Седьягинского и Лабоганского месторождений, асфальтены которых, в отличие от других, в значительной степени концентрируют Ti, Cu, Mo, Cd, Bi и Ag. Отмечается повсеместно высокая концентрация Re, превышающая его содержание в породах континентальной коры в десятки и сотни раз. Повышенное содержание As в асфальтенах нефти Ярегской и Исаковской площадей, коррелируемое с их повышенной ураноносностью, может свидетельствовать, по-видимому, об отличном от других нефтей региона источнике U и ином механизме его накопления (табл. 4). Выявленные закономерности в общем виде сохраняются и в смолисто-асфальтеновых компонентах нефти, при том что уровень содержания таких элементов, как V, Ni, Re, в последних снижается, а Ag, Au — повышается. Согласно данным, полученным по фракционному составу нефти других регионов, наряду с Ag, Au, смолисто-асфальтеновые компоненты нефти Тимано-Печорской провинции будут обогащаться As, Se и Hg.

В целом по геохимическим особенностям нефти Тимано-Печорской провинции можно разделить на три группы. Первая группа — это нефти вала Сорокина Ва-

рандей-Адзвинской структурно-тектонической зоны (месторождения Лабоганское и Седьягинское), вторая — нефти Хорейверской впадины (месторождения Сюрхаратинское, Северо-Хоседаюское, Северо-Макарихинское) и третья — нефти месторождений юго-западной части провинции (месторождения Ярегское и Исаковское). Если для первых групп наиболее характерны микроэлементы литофильной специализации при максимальном накоплении PЗЭ, Zr, Y, Th и U, то для третьей — V, Ni и U при относительно пониженном содержании Zr, Y, PЗЭ, Th. Эти различия определяют и значение Th/U-отношения в нефти: в первой группе она всегда больше, а в третьей — меньше 1. Отличаются они и спектром распределения хондрит-нормализованных концентраций редкоземельных элементов, прежде всего значением Eu/Eu*-отношения.

Правомочность подобного деления нефти на группы подтверждается и данными о геохимической характеристике концентрированных и рассеянных форм углеродистых веществ, локализованных в породах геологических разрезов Тимано-Печорского региона. Как показали исследования, выполненные ранее [5], битумы юго-западной части Тимано-Печорской провинции, подобно нефти Ярегского и Исаковского месторождений, отличаются повышенными и высокими концентрациями U при пониженных — Th. Так, в углеродистых образованиях Нямедьского рудника, расположенного в пределах Тиманского кряжа, содержание Th и U составляет $23 \cdot 10^{-4}$ и $273 \cdot 10^{-4}$ % соответственно. Еще более значимые различия в содержании данных металлов ($27 \cdot 10^{-4}$ и $19500 \cdot 10^{-4}$ %)

Рис. 2. АНТРАКСОЛИТ ИЗ КАЛЬЦИТОВОГО ПРОЖИЛКА (А)
С РАВНОМЕРНО РАССЕЯННЫМИ ВЫДЕЛЕНИЯМИ НАСТУРАНА (Б)

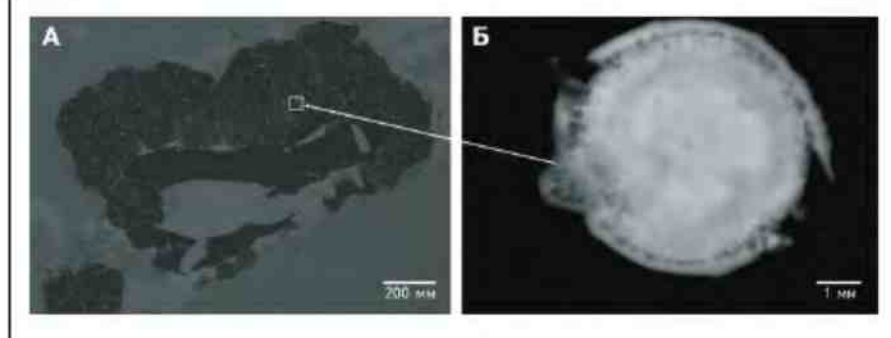


Фото в отраженных электронах

наблюдаются в асфальте Бадьельского рудника, расположенного в пределах Ижма-Печорской впадины, в зоне пересечения нескольких крупных разломов северо-восточного, северо-западного и субмеридионального направлений. Вертикальная сопряженность в геологических разрезах нефтенасыщенности девонских коллекторов и битумонасыщенность каменноугольных отложений в пределах Нямедьской и Бадьельской площадей позволяют говорить о расформировании девонских скоплений УВ за счет выноса в верхние горизонты нефтяных компонентов, растворенных в газе или в составе гидротермальных растворов [6]. Резкое падение давления во флюидонасыщенных системах вызвало в приповерхностных условиях выпадение твердых битумов, представленных смесью углеродистых веществ различных классов, подтверждением чему служат геохимическая идентичность асфальтенов нефти и асфальтитовых полей и многочисленные пустоты в битумах, образовавшиеся после отделения газов.

Наряду с концентрированными формами битумов, в пределах территории широко распространены рассеянные битумы, приуроченные к зонам трещиноватости в верхней части геологического разреза некоторых продуктивных площадей. В кальцитовых прожилках микрозернистых известняков нижнего карбона Западно-Соплеского газоконденсатного месторождения обнаружены битумы типа антраксолита с содержанием урана $7402 \cdot 10^{-4} \%$ при концентрации тория $0,2 \cdot 10^{-4} \%$. Использование сканирующего электронного микроскопа JSM – 5610LV, оснащенного спектрометром IN-CAEnergy 450, позволило определить форму нахождения U в антраксолите и предложить вероятный механизм его накопления. В отраженных электронах хорошо видны равномерно рассеянные шарообразные выделения уранинита размером ~ 6 мкм (рис. 2). Сферичность поверхности раздела между включениями уранинита и вмещающим его битумом предполагает их одновременное осаждение из общего восстановленно-

го флюида, перенос металла в котором мог осуществляться в комплексе с органическими лигандами. Субмикроскопические размеры шариков уранинита в битуме свидетельствуют об относительно затрудненных условиях для движения U к местам его концентрирования, а рассеяние их в массе углеродистого вещества – о высокой вязкости среды минералообразования [5]. Определения температур гомогенизации включений в разрезе месторождения, по мнению авторов статьи, важный вывод о разорванности во времени процессов фор-

мирования УВ-скоплений и твердых углеродистых веществ и, следовательно, о неоднократной фильтрации восстановленных систем в осадочных образованиях, по крайней мере, в юго-восточной части Тимано-Печорской провинции. Основанием для такого вывода послужило существенное различие в температурах, полученных для включений в кальците из прожилков с битумом ($270-350$ °С) и во вторичных включениях микротрещин в продуктивных песчаниках живецкого яруса (4150-4220 м, скважины 77, 79, 83, 85), где измеренные температуры гомогенизации не превышали $110-130$ °С.

Одновременное обособление битуминозного вещества и выделение в нем урансодержащих минералов позволили U-Pb-методом на масс-спектрометре MAT-261 определить время формирования битума. По соотношениям $^{206}\text{Pb}/^{238}\text{U}$ и $^{207}\text{Pb}/^{235}\text{U}$ модельный возраст битума составил соответственно 203,1 и 204,4 млн лет [7]. Исходя из полученных данных, можно судить о киммерийском (на рубеже триаса и юры) времени формирования урансодержащих битумов, рассеянных в геологических разрезах месторождений юго-западной и юго-восточной частей Тимано-Печорского нефтегазового бассейна. Для киммерийской металлогенической эпохи характерны формирования не только уран-битумных месторождений, а также гидротермальных месторождений полиметаллов, флюоритов и ртути с битумами в пределах юго-западной части Восточно-Европейской платформы [8].

Среди рассеянных и концентрированных форм локализации углеродистых веществ выделяются битумы Надейюского битумного месторождения, расположенного в пределах вала Гамбурцева Варандей-Адзвинской структурной зоны (см. рис. 1). В приповерхностных нижнекаменноугольных отложениях в створе месторождения отмечаются скопления асфальтита. Кроме того, следы миграции УВ-систем в виде асфальтов обнаруживаются в трещинах известняков и песчаников керна на глубине 1118-2704 м (скважины 10, 11, 16).

Как и асфальтены нефти Лабоганского, Северо-Сорокинского и Варандейского месторождений, битумы (асфальт) обогащены редкоземельными элементами, U и особенно Th (до $1652 \cdot 10^{-4} \%$) при отношении Th/U > 2 [5].

Полученные материалы позволяют говорить, что источником металлов в процессах нафтидогенеза могла выступать сложная УВ-водная флюидная система, битуминозная фаза которой транспортировала широкий комплекс микроэлементов. При этом процессы фильтрации носили импульсный, разновременный характер. Если на юго-западе территории нефтенакпление предшествовало формированию рудно-битумных новообразований, то на юго-востоке, наоборот, наследовало. В северо-восточных частях провинции нефтенакпление и битумогенез могли иметь относительно синхронный характер. Эволюционное преобразование системы при изменении *PT*-условий миграции приводило к формированию различных форм углеродистых соединений (твердых и жидких) с одновременным накоплением в них разных групп микроэлементов. При этом геохимическая специализация флюидов юго-западной (Тиманского кряжа и Ижма-Печорской впадины) и северо-восточной (Варандей-Адзъвинской структурной зоны) частей провинции свидетельствует о различных источниках микроэлементов в них. Вместе с тем, исходя из того, что ни ОВ осадочных пород, ни сами породы не могли обеспечить накопление в нефти таких элементов, как Re, Hg, платиноиды (если породы вторично не обогащены ими), логично допустить участие в формировании геохимического состава нафтидов глубинных источников. Последнее должно найти отражение в структуре и составе консолидированной земной коры. Прежде чем перейти к рассмотрению геофизических материалов, кратко обратимся к геодинамической истории формирования региона.

Согласно ряду работ (Глуховский М.З. и др., 1994; Rogers, Santosh, 2002; Zhao et al., 2004 и др.), формирование Тимано-Печорского сегмента Восточно-Европейской платформы и его фундамента представляется следующим образом. Распад Родинии (1050-850)-750 млн лет назад), составной частью которой была Балтика, привел к формированию пассивной окраины Восточно-Европейского континента, простиравшейся до современной Припечорской зоны разломов. Вместе с тем в пределах океанического бассейна в этот период закладывалась энсиматическая, со временем трансформирующаяся в энсиалическую, островная дуга, вошедшая в состав предполагаемого микроконтинента Арктиды (Кузнецов Н.Б., 2005, 2009; Филатова Н.И., Хаин В.Е., 2010; Довжикова Е.Г. и др., 2008; 2012; 2014).

В первой половине венда океанический бассейн полностью закрылся, коллизия активной новоземельской окраины микроконтинента с пассивной тиманской окраиной Балтики и привела к формированию Тимано-

Печорского позднекембрийско-раннепалеозойского коллизионного орогена. Вещественным выражением завершающих этапов этой орогении явилось становление массивов гранитоидов *I-S*-типов, характеризующихся изотопными датировками в диапазоне от 584 до 510 млн лет и наследующих их более глубинных гранитоидов *A*-типа с изотопным возрастом от 564 до 498 млн лет. Кислые породы максимально развиты в Припечорско-Ильч-Чикшинской разломной зоне [9].

Таким образом, фундамент Тимано-Печорской плиты должен быть сложен позднепротерозойскими осадочно-метаморфическими породами с эффузивными и интрузивными образованиями. Вулканогенно-метаморфические формации на юго-западе региона (Ижемский блок) представлены рифейскими метаморфическими сланцами, кварцитами, апоаркозами, песчанистыми мраморами низших ступеней метаморфизма с отдельными массивами основных и ультраосновных пород. Для центральной области плиты, охватывающей большую часть Припечорского блока и Большеземельский, характерны кристаллические толщи средних и высоких ступеней метаморфизма с интрузиями двуслюдяных гранитов, диабазов и гранитоидов [10]. Раздел этих мегаблоков устанавливается по системе Припечорского и Ильч-Чикшинского разломов, в которых скважинами вскрыты базальты, габбро, андезиты, габбро-амфиболиты, диориты, габбро-диабазы, плагиограниты, субщелочные базальты, а также разнообразные гранитоиды. Среди вулканогенных пород широко распространены эффузивы известково-щелочной серии. Вещественный состав перечисленных магматических ассоциаций свидетельствует о том, что их образование в позднем протерозое было связано с геодинамической обстановкой, свойственной островным дугам ([9-11] и др.). Вторая островодужная зона намечается в районе Полярного Урала. К западу от нее, на северо-востоке Тимано-Печорской плиты, находилась впадина океанского типа [10-12]. Таким образом, территория тиманид содержит все реликты средне-позднерифейского океанического бассейна: пассивную окраину с шельфом и континентальным склоном, океанические формации и разделяющие их микроконтинентальные блоки с позднепротерозойскими комплексами в основании; надсубдукционные известково-щелочные формации. Здесь прослеживаются и все элементы вендского орогена с возрастом метаморфизма породных комплексов 543-590 млн лет (Бушляков И.Н. и др., 1994 и др.).

Палеомагнитные реконструкции показывают, что в раннем палеозое, с кембрия до девона, Восточно-Европейский кратон дрейфовал в южном полушарии по направлению к экватору (Svethurst M.A., 1992; Torsviketal T.H., 1995). На рубеже силура и девона (около 400 млн лет назад) в результате коллизионного события со стороны Северо-Американской плиты в пределах Восточно-Ев-

ропейского сегмента в среднем – позднем девоне произошла регенерация заложенных в рифее рифтовых зон. Нахождение же в это время Балтии над африканским горячим полем послужило основой развития в регионе внутриплитного магматизма. В дальнейшем тектоническая активизация региона имела место в каменноугольно-пермское раннекеммерийское и альпийское время, в связи с распадом Пангеи и раскрытием Северного Ледовитого океана. Исключение составили триасовые магмопроявления в северных районах провинции.

Для изучения строения земной коры в областях нефтегазоаккумуляции был использован комплекс геофизических (сейсмических, гравитационных и частично магнитометрических) данных, полученных вдоль глубинных профилей ГСЗ: Мурманск – Кызыл, Белое море – Воркута и Чешская губа – Пай-Хой. Ранее А.В.Егоркиным и Н.К.Булиным в результате сопоставления строения земной коры региона, полученного на основании анализа сейсмических материалов вдоль данных глубинных профилей ГСЗ, с характером размещения скоплений нефти было показано, что глубинное строение основных структурно-тектонических областей Тимано-Печорской провинции, занимаемых однотипными нефтяными скоплениями, довольно неоднородно и не может быть описано в рамках единственной сейсмической модели. Основным сделанным ими выводом сводился к тому, что глубинные скоростные аномалии на уровне прогнозных оценок районов на территории Тимано-Печорской провинции не работают и являются скорее провинциальными признаками [13]. Однако использование более широкого комплекса геофизических данных позволило, как представляется авторам статьи, обнаружить причинно-следственные связи между строением земной коры, областями локализации скоплений нефти и особенностями ее геохимического состава. В качестве примера приведены материалы по фрагменту сейсмического профиля Чешская губа – Пай-Хой (Агат-1), позволившие представить строение земной коры в пределах основных структурно-тектонических элементов северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. При близкой сейсмической характеристике верхней мантии скорости продольных волн в консолидированной коре региона значительно дифференцированы: выделяются блоки, отличающиеся скоростными параметрами внутрикоровых слоев и коры в целом (в обработке А.В.Егоркина) (рис. 3, А). Так, в нижней коре находят свое отражение Припечорский и Большеземельский блоки, составляющие Денисовско-Хорейверский мегаблок; Мореюский мегаблок (Варан-

дей-Адзввинский блок) и Коротайхинский мегаблок*. Нижняя консолидированная кора западной части Припечорского блока (восточнее Припечорско-Ильич-Чикшинской зоны разломов) характеризуется максимальными скоростями продольных сейсмических волн (7,0-6,9 км/с) и отражает выплавленный островодужный мафитовый комплекс. Восточнее отмечается базифицированный домен с $V_p = 6,75-6,65$ км/с, граница которого с менее скоростной парагнейсовой (вулканогенно-осадочной) нижней корой Большеземельского блока ($V_p = 6,65-6,55$ км/с) проходит по восточной части Колвинской системы разломов. Нижняя кора Мореюского мегаблока наиболее скоростная ($V_p = 7,45-7,35$ км/с), что, по мнению С.Л.Костюченко, отражает присутствие реликтов рифейской океанической коры. Средняя консолидированная кора Денисовско-Хорейверского мегаблока также высокоскоростная ($V_p = 7,04-6,90$ км/с), что, судя по всему, является как следствием дифференциации островодужных магматических комплексов (островодужные диабазы и А-гранитоиды Хорейверской впадины), так и наложенных более поздних магматических очагов (см. рис. 3, А). Верхняя консолидированная кора в пределах профиля Агат-1, согласно скоростям продольных волн, в различной степени гранитизирована на большей части Денисовско-Хорейверского мегаблока, а на Мореюском блоке представлена преимущественно сланцами основного состава.

Из разреза эффективной плотности вдоль отрезка профиля следует, что сейсмическая слоисто-блоковая структура консолидированной коры «нарушена» вертикальными и наклонными областями повышенной плотности геологической среды, прослеживающимися в некоторых случаях, с верхних зон мантии (см. рис. 3, Б). На основе данных о скоростях продольных и поперечных волн была рассчитана плотность ($\sigma = 0,18 V_p + 0,4(V_p/V_s) + 1,02$; А.Л.Алейников) для блоков, выделенных по сейсмическим данным, что позволило получить исходную плотностную модель. Сопоставление графиков наблюдаемого и расчетного поля от модели ГСЗ показало, что размеры блоков слишком велики и не могут полностью описать неоднородности среды, которые отражаются в поле. Для учета выделенных особенностей гравитационного поля в модель были добавлены сведения о границах блоков и разломных зонах, которые были взяты с тектонических карт и схем изучаемой территории, а также выделены при анализе высоко-, средне- и низкочастотных составляющих гравитационного поля. При этом некоторые вертикальные границы были «протянуты» на всю глубину разреза.

* Названия блоков и мегаблоков у исследователей разнятся, что не влияет на суть обсуждаемого вопроса.

Подбор плотностей осуществлялся автоматизированно при помощи программного обеспечения ГИС «Интегро». Процедура подбора осуществлялась до достижения максимальной сходимости кривых, а также для подбора таких значений плотностей, которые не противоречили бы объемной плотностной модели. Использование данной методики позволило детализировать плотностные вариации пород земной коры вдоль сейсмического профиля (см. рис. 3, В) и сделать несколько принципиальных, на взгляд авторов статьи, выводов.

Во-первых, показано, что плотностные аномалии формируются в верхней мантии, унаследовано проявляются в консолидированной земной коре, определяя внутреннюю неоднородность и ее блоковое строение, позволяющее предположить активный сквозькоровый характер протекания геодинамических процессов, обусловивших их появление. Границы блоков отождествляются с глубинными разломами, в большинстве случаев имеющими субвертикальное положение и выполняющими роль тектонических контактов между крупными структурно-формационными элементами коры, на что обращено внимание в работе [12].

Во-вторых, детальный анализ распределения плотности в каждой из аномальных областей позволил дифференцировать ее значения, обособить максимумы и ограничить их резкоградиентные зоны. Так, в пределах Варандей-Адзвинской структурной зоны (наложенного рифта) сейсмическим профилем пересекаются валы Сорокина, Сарембой-Лекейягинский, Талотинский и Мореюская впадина. Несмотря на то, что нижняя кора в пределах всей рифтовой зоны высокоскоростная, плотность пород значительно дифференцирована. Максимальные ее значения, начиная от верхней мантии и практически до кровли фундамента, наблюдаются в самой восточной части, в области сочленения Варандей-Адзвинской структурной зоны с Предуральским прогибом, снижаясь как в сторону Мореюской впадины, так и к Вашуткина-Талотинскому надвигу (см. рис. 3, В). Вторая область повышенных значений плотности отвечает зоне сочленения Хорейверской впадины (Седьягинской степени) с Варандей-Адзвинским рифтом и пространственно совпадает с валом Сорокина (см. рис. 1). Повышенное гравитационное поле в пределах Колвинского мегавала, сформированного, по мнению ряда исследователей, в результате инверсионных подвижек в позднем карбоне и пермтриасе на месте грабенов Колвинской системы разломов, обусловлено наличием ограничивающих его двух максимумов. Первый из них, западный, приурочен к зоне сочленения Колвинского мегавала с Печоро-Колвинским авлакогеном (Усть-Печорская депрессия), второй, восточный, — к зоне сочленения мегавала с Хорейверской впадиной (Чернореченская депрессия). Породы осевой части Колвинского мегавала характеризуются относительно пониженными

значениями плотности. На фоне общего повышения гравитационного поля к Тиману изменения плотности пород в пределах Шапкина-Юрьянского вала на рассматриваемом участке профиля выражены менее отчетливо.

Кроме гравитационных максимумов, приуроченных к валообразным поднятиям, повышение гравитационного поля наблюдается и на территории Хорейверской впадины. Оно обусловлено также наличием сквозного мантийно-корового плотностного максимума, отвечающего зоне сочленения Чернореченской депрессии и Седьягинской ступени. Данная аномалия соответствует вогнутой поверхности Мохоровичича (см. рис. 3, А), а в работе [11] на интерпретационном (метод GRAD) разрезе диагонального глубинного профиля РС-15, секущего Хорейверскую впадину южнее профиля Агат-1, отмечен разрыв поверхности Мохоровичича. Таким образом, консолидированную кору региона составляют блоки, различающиеся физическими свойствами, скоростными параметрами внутрикоровых слоев и коры в целом. Области сочленения блоков выражены в повышенных значениях гравитационного поля с максимумами силы тяжести, приуроченными к крупным разломным зонам, ограничивающим валы и обусловленными протеканием в их пределах магматических процессов.

К границам тектонических структур приурочены и локальные аномалии магнитного поля. При общей согласованности кривых остаточного гравитационного и аномального магнитного полей следует обратить внимание на наличие значительного магнитного максимума в области развития вала Сорокина (см. рис. 3, А). По результатам магнитометрического моделирования вдоль профиля к этому поднятию приурочено магнитоактивное тело, протягивающееся до основания коры. Считается, что оно образовалось вследствие проникновения магнитных масс основного состава из мантии [12].

Приведенный материал не позволяет согласиться с выводами, что наличие гравитационных максимумов на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, как и ограничивающих их резкоградиентных зон, обусловлено структурными особенностями палеозой-мезозойского осадочного чехла и формирование гравитационных аномалий происходило в результате расхода собственной энергии, создаваемой процессами флюидной динамики в самом чехле [14].

Совокупность всех геофизических и геологических данных позволяет говорить о том, что повсеместно областями внедрения магматических расплавов девонского времени являлись глубинные разломы северо-западного простирания, заложившиеся в рифее. Прямые и косвенные данные свидетельствуют о длительно-прерывистом пути их развития с окончательным формированием систем преимущественно в позднем триасе — ранней юре, что подтверждается и результатами изотопных исследований. Коровые разломы северо-вос-

точного и субширотного простираний, в отличие от северо-западных, могут быть связаны с ее блоковыми перемещениями в альпийское время [11].

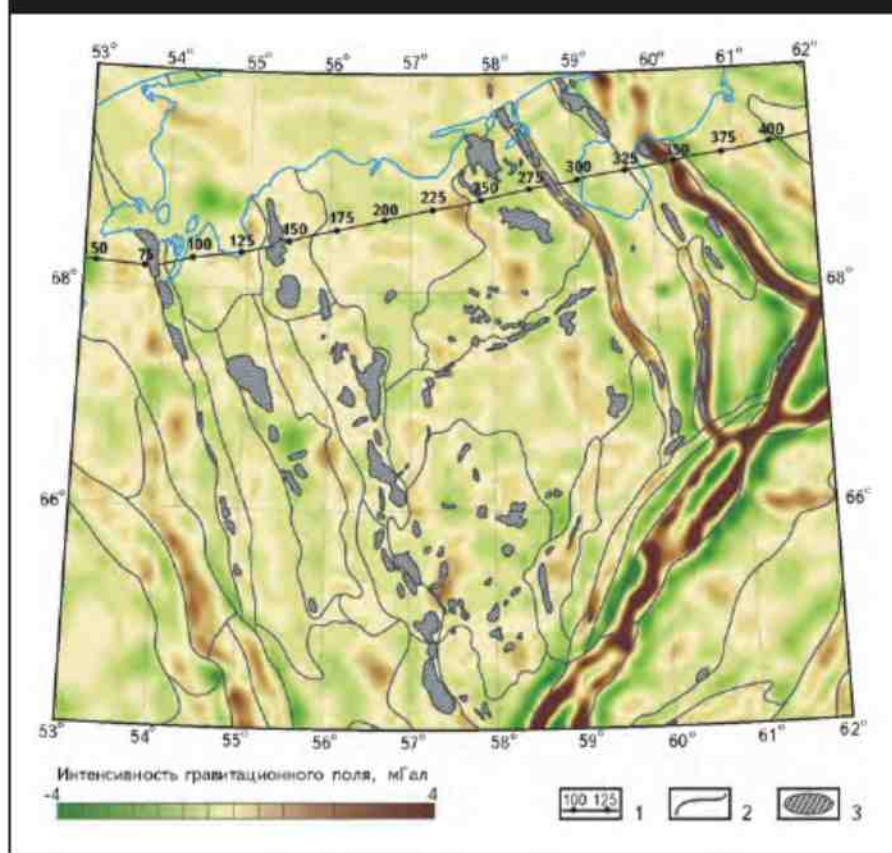
Естественно, что мощные вертикальные области высокой плотности пород (см. рис. 3) представляют собой систему подводных дайковых серий с промежуточными магматическими камерами. Продукты девонского базальтового магматизма представлены, помимо лавовых потоков, силлов и даек, также трубками взрыва, аналогичными таковым в Архангельской провинции. Для любых плюмовых процессов, включая, например, пермотриасовый магматизм Сибири, для Тимано-Печорского региона также характерна перемежаемость внедрения толеитовых и щелочных серий пород, что свидетельствует о разнообразии структур подвода магм, которое включает не только вертикальные дренажные зоны, но и пологие сквозьлитосферные сдвиги. Среди продуктов магматизма преобладают породы толеитовой, субщелочной и щелочной серий, отвечающих внутриплитным ситуациям. Различные структуры региона по-разному реагировали на глубинные магматические возбуждения в мантии, что не позволяло широко и повсеместно проявляться какому-либо одному типу магматических комплексов [15]. В нижней консолидированной коре имело место и наложение палеозойских расплавов на магматические комплексы рифей-вендского времени с формированием областей смешанного петрохимического состава.

Используя данные о значениях продольных и поперечных сейсмических волн в нижней коре вдоль профиля, были получены сведения о приблизительном составе пород нижней коры в пределах выделенных блоков: Припечорского, Большеземельского, Варандей-Адзвинского и Коротаихинского (см. рис.3). Содержание кремнезема в нижнекоревых доменах составило 49,8; 60,6; 31,3 и 50,3 % соответственно, оксида железа – ~10 % с минимумом в основании Большеземельского блока – 6,7 %. Варандей-Адзвинский домен резко выделяется и по содержанию в породах CaO – 19,9 % при значениях 11,7-7,7 % в других доменах. Исходя из средних содержаний оксидов в основных типах пород, можно говорить о формировании нижней коры Тимано-Печорской провинции за счет различных источников: преимущественно мафитовых магм для Припечорского и Коротаихинского блоков и мафит-ультрамафитовых магм повышенной щелочности – для Варандей-Адзвинского блока. Данный аспект представляется важным, во-первых, потому что магмы повышенной щелочности характеризуются более высокими содержаниями растворенных флюидов, что должно обеспечить как более интенсивный автотерматоз мафитов при их пульсационном внедрении, так и мощные области переработки вмещающего субстрата. Во-вторых, сами магмы, по сравнению с толеитовыми сериями, содержат повышен-

ные концентрации некогерентных высокозарядных элементов (в темноцветных минералах), которые могут мобилизовываться из тел при флюидном воздействии. Пульсационное внедрение интрузий в нижнюю и среднюю кору приводит, в свою очередь, к образованию хрупких деформаций, интенсивному трещинообразованию в контактирующих с ними породных комплексах. Минерализованные магматогенные флюиды, отделяющиеся в процессе остывания и кристаллизации магм и наследующие их металлогеническую специализацию, вступают в процессы автотерматоза, а также поступают в образовавшееся трещинное пространство с формированием во вмещающих породах эпитептермальных аномальных полей повышенных концентраций Au, Ag, Pb, Cu, Zn, Hg, Sb, As. После проявления девонского активного тектоно-магматического этапа развития региона последующая тектоническая активизация вещественно-породных комплексов Тимано-Печорской провинции преимущественно в позднем триасе – ранней юре и альпийское время сопровождалась окончательным формированием частично унаследованной сети разломных нарушений. Сдвиговый характер зон разломов порождал неравномерное распределение напряжений как в метаморфических, так и плитных комплексах, что приводило к образованию милонитов и катаклазитов с отделением из минералов флюидной фазы на основе связанной воды с формированием гидротермальных растворов. Состав и состояние водных, а затем и углекислотно-водных выделяющихся из пород флюидов будет определяться во многом как температурой в зонах разломов, флюидным давлением, минеральным составом и проницаемостью пород, так и процессами приноса-выноса вещества в контрастно отличающихся по составу породах. При этом подвижность многих компонентов будет зависеть от анионного состава раствора и изменения кислотности-щелочности процессов (от активности щелочей, прежде всего K и Na) [16]. Такая ситуация возникает при фильтрации растворов как через терригенно-карбонатные рифейские комплексы фундамента, так и преобразованные тела мафитов, секущих всю кору региона.

Следует отметить и другой немаловажный аспект формирования гидротермальных растворов в зонах разрывных нарушений. При сдвиговых дислокациях разрушение пород сопровождается мощными сейсмо-тектоническими и механохимическими процессами, которые, наряду с образованием зон милонитов и катаклазитов и отделением из темноцветных минералов флюидной фазы, приводят к синтезу широкого спектра УВ как на основе углеродсодержащих неорганических составляющих, так и органических (Черский и др., 1982). Одной из особенностей процесса является образование, наряду с предельными УВ, олефинов, кислородсодержащих ароматических соединений с гидрофильными

Рис. 4. ПОЛОЖЕНИЕ СКОПЛЕНИЙ УВ НА КАРТЕ ЛОКАЛЬНОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ГРАВИТАЦИОННОГО ПОЛЯ



1 – фрагмент профиля ГСЗ Агат-1; 2 – контуры структур осадочного чехла; 3 – месторождения УВ

ми функциональными группам (-ОН, С=О, СООН, СОО) и других ненасыщенных соединений, которые в совокупности действуют в качестве комплексообразователей по отношению к высокозарядным элементам (Th, РЗЭ, U, Zr, Ti и др.), обеспечивая их перенос в низкотемпературных гидротермальных условиях. Кроме того, хорошо известна способность переходных металлов, освобождающихся из минеральной матрицы пород, катализировать полимеризацию ненасыщенных органических соединений в водных средах и их сополимеризацию с монооксидом углерода. Высокомолекулярные карбонильные, карбоксильные и карбоксилатные соединения также обладают ярко выраженным сродством к крупным высоковалентным катионам, образуя с ними стабильные комплексы. Сформировавшиеся таким образом в консолидированном основании региона восстановленные флюиды, мигрируя по восстанию, продолжают насыщаться элементами-примесями за счет дополнительного эффективного их извлечения из пород именно за счет присутствия в растворах органических соединений [17]. Вопросы образования элементоорганических соединений, как и процессы накопле-

ния микроэлементов в нефтеобразующих системах, достаточно сложны, до конца не изучены. В связи с тем, что место локализации УВ-скоплений, как правило, значительно удалено от места формирования «первичного» восстановленного флюида, его геохимический состав будет определяться новыми термобарическими условиями миграции, взаимодействием с ОВ осадочных пород и устойчивостью элементоорганических соединений.

Совокупность изложенного материала позволяет полагать, что внедрение магм повышенной щелочности вдоль глубинных разломов Варандей-Адзвинского блока привело к мощной переработке вмещающего субстрата с одновременным повышением в нем концентрации некогерентных элементов. Последующее проявление преимущественно щелочной стадии развития гидротермальных процессов вызвало обогащение растворов высокозарядными элементами, что способствовало, наряду с синтезом УВ, образованию сложных комплексных соединений металлов с органическими лигандами. В процессе расслоения единого флюида на водную и УВ-составляющие большая часть металлов в форме металлоорганических комплексов переходит в формирующиеся УВ-скопления, обеспечивая особую геохимическую специализацию нефти, локализованной в пределах вала Сорокина. Максимально высокая металлоносность нефти Лабоганской залежи в карбонатных среднеордовик-нижнедевонских отложениях может быть обусловлена также ее локализацией в ловушке сбросодвигового генезиса в наиболее геодинамически активной зоне на пересечении субмеридиальной и субширотной систем разломов [18].

Повышенная ураноносность нефтей и битумов Ижма-Печорской моноклинали, вероятно, связана с формированием состава нефтеобразующих растворов при участии мощного гранито-гнейсового подкомплекса в верхней коре. По материалам исследования вариаций Ra и Rn в поземных водах, приведенным в работе [19], показано, что в центральной части над Ижма-Печорской моноклиной выделяется изометрическая аномалия высокого теплового потока со значениями 80 мВт/м², которой соответствуют ареалы с большими концентрациями Rn. Самые высокие значения совокупной удель-

ной активности радионуклидов фиксируются около крупнейших корово-мантийных разломов западно-северо-западного простирания, а также в узлах наложения разрывных нарушений позднепалеозой-раннемезозойского времени заложения на рифейские. Надо полагать, что именно эти кислые породы служили одним из основных источников аномалий теплового потока земной коры, источником высоких содержаний в нефти урана и продуктов его распада в подземных водах.

Из рассмотрения материалов, полученных вдоль профиля Чешская губа – Пай-Хой, вытекает еще одна связь нефтеносности осадочного чехла с особенностями строения земной коры региона. В частности, скопления УВ приурочены либо к внутренним (Колвинский мегавал, Седьягинская ступень), либо к краевым частям палеорифтов (Шапкино-Юрехинский вал, вал Сорокина), но залежи всегда пространственно сопряжены с плотностными максимумами, локализуясь в резко градиентных зонах (см. рис. 1, 3). Эта закономерность отчетливо проявлена и при совместном рассмотрении локальной составляющей гравитационного поля и нефтеносности региона (рис. 4), что можно рассматривать в качестве возможного регионального поискового признака нефтеносности недр.

Таким образом, петрохимический состав консолидированной коры и магматитов девонского времени, деструкция пород на границах сред с различной плотностью в периоды тектонической активизации региона, образование сквозных зон проницаемости, протекание в земной коре наложенных флюидодинамических и гидротермальных процессов определяют приуроченность большинства скоплений УВ к дренажным системам крупных разломных структур, с одной стороны, и обуславливают геохимический облик нефтеобразующих систем и нафтидов – с другой.

Литература

1. Прищепа О.М. Нефтегазоносные системы Тимано-Печорского осадочного бассейна (включая акваториальную пещероморскую часть) / О.М.Прищепа, Т.К.Баженова, В.И.Богацкий // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8.

2. Кочетков О.С. О путях формирования месторождений нефти и газа (на примере Тимано-Печорской провинции) / О.С.Кочетков, Л.Н.Алисиевич, В.И.Гайдеек, В.М.Юдин // Геология нефти и газа. – 2000. – № 5.

3. Готтих Р.П. Элементы-примеси как индикаторы геодинамических обстановок нефтенакпления / Р.П.Готтих, Б.И.Писоцкий // Докл. РАН. – 2010. – Т. 433. – № 4.

4. Тейлор С.Р. Континентальная кора: ее состав и эволюция / С.Р.Тейлор, С.М.Мак-Леннан. – М.: Мир, 1988.

5. Готтих Р.П. Условия формирования битумов Тимано-Печорской провинции (по результатам геохимических исследований) / Р.П.Готтих, Б.И.Писоцкий, А.В.Мохов // Докл. РАН. – 2014. – Т. 456. – № 3.

6. Мелков В.Г. Роль твердых углеродистых веществ в формировании эндогенного уранового оруденения / В.Г.Мелков, Л.М.Сергеева. – М.: Недра, 1990.

7. Готтих Р.П. / Возможность использования U-Th-Pb и Pb-Pb систем для исследования нафтидов / Р.П.Готтих, Б.И.Писоцкий, Ю.Д.Пушкарев / Мат. V Рос. конф. по изотопной геохронологии. – М.: Изд-во ИГЕМ РАН, 2012.

8. Шумлянский В.А. Киммерийская металлогеническая эпоха на территории Украины / В.А.Шумлянский. – Киев: Наукова думка, 1983.

9. Кузнецов Н.Б. Кембрийская коллизия Балтики и Арктиды, ороген протоуралид-тиманид и продукты его размыва в Арктике / Н.Б.Кузнецов // Докл. РАН. – 2006. – Т. 411. – № 6.

10. Пучков В.Н. Эволюция литосферы: от Печорского океана к Тиманскому орогену, от Палеоуральского океана к Уральскому орогену / В.Н.Пучков // Проблемы тектоники Центральной Азии. – М.: ГЕОС, 2005.

11. Белякова Л.Т. Фундамент Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна / Л.Т.Белякова, В.И.Богацкий, Б.П.Богданов и др. – Киров: Изд-во ОАО «Кировская областная типография», 2008.

12. Костюченко С.Л. Структура и тектоническая модель земной коры Тимано-Печорского бассейна по результатам комплексного геолого-геофизического изучения / С.Л.Костюченко // Тектоника и магматизм Восточно-Европейской платформы. – М.: Фонд «Наука России», 1994.

13. Булин Н.К. Региональный прогноз нефтегазоносности недр по глубинным сейсмическим критериям / Н.К.Булин, А.В.Егоркин. – М.: Центр ГЕОН, 2000.

14. Гаврилов В.П. Условия нефтегазоаккумуляции в Тимано-Печорской провинции / В.П.Гаврилов, Б.В.Григорьянц, М.И.Тарханов // Геология нефти и газа. – 2005. – № 5.

THE ROLE OF ABYSSAL PROCESSES IN HYDROCARBON ACCUMULATION FORMATION IN THE TIMAN-PECHORA OIL AND GAS PROVINCE

Gottikh R.P. (All-Russian Research Institute of Geological, Geophysical and Geochemical Systems), Pisotskii B.I. (Oil and Gas Research Institute RAS), Malinina S.S., Chernenkova A.I. (All-Russian Research Institute of Geological, Geophysical and Geochemical Systems)

Complex geochemical investigations were conducted to study microelement composition of resinous-asphaltenic and asphaltenic oil fractions. The difference in composition and ratio of certain elements was shown for oil from the deposits of different structural-tectonic zones in the region. In conjunction with bitumens geochemical differentiation data oil was divided into 3 groups related to the Varandey-Adzvin, Khoreyvey and Izhma-Pechora zones. Geophysical data for regional profiles allowed to reveal cause-and-effect relations between crustal structure, hydrocarbon accumulations location and their geochemical composition.

Key words: microelement composition; geochemical and geophysical investigations; oil fractions.

15. **Балуев А.С.** Континентальный рифтогенез севера Восточно-Европейской платформы в неогее: геология, история развития, сравнительный анализ: дисс. ... доктора геол.-минер. наук / А.С.Балуев. — М., 2013.

16. **Граменицкий Е.Н.** Петрология метасоматических пород / Е.Н.Граменицкий. — М.: Инфра-М, 2012.

17. **Сутурин А.Н.** Извлечение химических элементов из горных пород байкальской водой и органическими соединениями / А.Н.Сутурин, Н.Н.Куликова, С.М.Бойко и др. // Геохимия. — 2013. — № 5.

18. **Сотникова А.Г.** Варандей-Адзъвинский авлакоген: зоны нефтегазоаккумуляции в карбонатных среднеордовик-нижнедевонских отложениях и приоритетные направления геолого-разведочных работ на углеводородное сырье (суша, Печороморский шельф) / А.Г.Сотникова // Геология нефти и газа. — 2009. — № 2.

19. **Пономарева Т.А.** Взаимосвязи теплового потока и естественных радионуклидов с глубинным строением Тимано-Североуральского региона / Т.А.Пономарева, И.И.Шук-

томова // Известия Коми научного центра УрО РАН. — Вып. 3(11). — Сыктывкар, 2012.

© Коллектив авторов, 2016

Римма Павловна Готих,
главный научный сотрудник,
доктор геолого-минералогических наук,
rimgot@list.ru;

Богдан Иванович Писоцкий,
главный научный сотрудник,
доктор геолого-минералогических наук,
pisotskiy@list.ru;

Светлана Сергеевна Малинина,
старший научный сотрудник,
кандидат технических наук,
svetamalina@mail.ru;

Анна Игоревна Черненкова,
инженер,
chernenkova.a.i@yandex.ru.