7.2016

Москва
ОАО "ВНИИОЭНГ"

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Геология, Геофизика

и разработка нефтяных и газовых месторождений

Geology, geophysics and development of oil and gas fields

**Открытое акционерное общество
"Всероссийский
научно-исследовательский
институт организации,
управления и экономики
нефтегазовой промышленности"
(ОАО "ВНИИОЭНГ")**

ЛАУРЕАТ
ЗОЛОТОЙ МЕДАЛИ SPI
ПАРИЖ ФРАНЦИЯ

НАГРАЖДЕН ПАМЯТНЫМ ЗНАКОМ
"ЗОЛОТОЙ ИМПЕРИАЛ"
ЗА АКТИВНОЕ УЧАСТИЕ
В МЕЖДУНАРОДНЫХ ВЫСТАВКАХ
И ЯРМАРКАХ

ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ месторождений

Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields

7 ♦ 2016 москва ♦ вниоэнг

РГАСНТИ 38.53.38.57

ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Ежемесячный научно-технический журнал

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Главный редактор

Дмитриевский А.Н. – д. г.-м. н., профессор, академик РАН, генеральный директор Института проблем нефти и газа РАН,

Зам. главного редактора

Гогоненков Г.Н. – д. т. н., первый заместитель генерального директора ОАО "ЦГЭ",
Астахова А.Н. – к. т. н., главный менеджер ОАО "ВНИИОЭНГ",
Бабаев Ф.Р. – д. г.-м. н., профессор Азербайджанского Технического Университета,
Брехунцов А.М. – д. г.-м. н., директор ОАО "Сибирский научно-аналитический центр России",
Варламов А.И. – к. г.-м. н., генеральный директор ФГУП "ВНИГНИ",
Гаврилов В.П. – профессор, д. г.-м. н. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина,
Гильманова Р.Х. – д.т.н., профессор, генеральный директор ООО "Нефтегазтехнология",
Грунис Е.Б. – д. г.-м. н., руководитель дирекции Института геологии и разработки горючих ископаемых,
Дарищева Е.Ю. – с. н. с. ОАО "ВНИИОЭНГ",
Захаров Е.В. – д. г.-м. н., главный научный сотрудник ООО "ГазпромВНИИГАЗ",
Михайлов Н.Н. – д. т. н., профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина,
Салаватов Т.Ш. – д. т. н., профессор, зав. кафедрой Азербайджанской Государственной Нефтяной Академии,
Сенин Б.В. – д. г.-м. н., генеральный директор ОАО "Союзморгео",
Старосельцев В.С. – д. г.-м. н., профессор, зам. генерального директора Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья,
Супруненко О.И. – д. г.-м. н., зам. директора ВНИИОкеангеология им. И.С. Грамберга,
Холодилов В.А. – д. г.-м. н., первый зам. генерального директора ООО "Газфлот",
Юсифзаде Х.Б. – д. т. н., профессор, академик НАНА, первый вице-президент Государственной Нефтяной Компании Азербайджанской Республики – Сокар.

Оформить подписку можно в любом почтовом отделении РФ по каталогу "Издания органов научно-технической информации" Агентства "Роспечать" – индекс 58500 и Объединенному каталогу "Пресса России" – индексы 10329,10330, а также в издательстве ОАО "ВНИИОЭНГ" по тел. (495) 332-06-15.

СОДЕРЖАНИЕ

ПОИСКИ И РАЗВЕДКА

Карпов В.А. О тектонозависимом нетрадиционном типе скоплений углеводородов 4

Галинский К.А., Бородкин В.Н., Белова Е.В. Выделение литотипов и седиментологические особенности отложений по керну скважин Южно-Ягунского месторождения 9

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Михайлов Н.Н., Мелехин С.В., Полищук В.И. Экспериментальное и модельное исследование влияния закачки слабоминерализованной воды на нефтеотдачу пластов 19

Попов С.Н., Кусайко А.С., Озун И.А. Исследование компрессионных свойств пород-коллекторов нефтяных месторождений, разрабатываемых ООО "ЛУКОЙЛ–Коми" 31

Барковский Н.Н., Плотников В.В., Якимов О.И., Чабина Т.В., Пермяков А.Ю. Комплексные лабораторные исследования технологии кислотной обработки терригенного и карбонатного коллекторов, в том числе с применением самоотклоняющихся кислотных составов 36

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Черепанов В.В., Меньшиков С.Н., Варягов С.А., Нерсесов С.В., Мясников И.Ф., Миротворский М.Ю., Зверева В.Б. Комплексные геохимические исследования на некоторых объектах Западной Сибири 43

Информационные сведения о статьях 55

ОАО "ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ОРГАНИЗАЦИИ, УПРАВЛЕНИЯ И ЭКОНОМИКИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ"

© ОАО "ВНИИОЭНГ", 2016

ISSN 2413-5011

№ 7 Июль, 2016 г.

Издается с 1992 г.
Выходит 12 раз в год

CONTENTS

OIL AND GAS PROSPECTING

Karpov V.A. Tectonic-dependent unconventional type of hydrocarbon accumulations 4
Galinsky K.A., Borodkin V.N., Belova E.V. Lithotypes identification and sedimentological specific features of sediments, determined by the core of wells' of South-Yagunsky deposit 9

DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS

Mikhailov N.N., Melekhin S.V., Polishchuk V.I. Experimental research and modeling of influence of weakly-mineralized water injection on oil recovery of a formation 19
Popov S.N., Kusaiko A.S., Ozun I.A. Researching of reservoir-rocks compaction properties of oil fields, developed by LLC "LUKOIL–Komi" 31
Barkovsky N.N., Plotnikov V.V., Yakimov O.I., Chabina T.V., Permyakov A.Yu. Integrated laboratory researches of acidizing technology of terrigenous and carbonate reservoirs treatment, including use of self-fluctuating acid composition 36

GEOCHEMICAL RESEARCH WORK

Cherepanov V.V., Menshikov S.N., Varyagov S.A., Nersesov S.V., Myasnikov I.F., Mirotvorsky M.Yu., Zvereva V.B. Comprehensive geochemical studies at some objects of the Western Siberia 43

Information on the articles 57

Учредитель журнала – ОАО "ВНИИОЭНГ"

Генеральный директор ***А.Г. Лачков***

Решением Президиума ВАК Министерства образования и науки РФ от 01.12.2015 г. НТЖ "Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений" включен в "Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук", в международную реферативную базу данных и системы цитирования Chemical Abstracts и GeoRef.

Журнал включен в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ).

Свидетельство о регистрации средств массовой информации ПИ № 77–12330 от 10 апреля 2002 г.

Ведущие редакторы:
А.Н. Астахова, Е.Ю. Дарищева

Компьютерный набор *В.В. Васина*

Компьютерная верстка *И.В. Смолина*

Корректор *Н.В. Шуликина*

Подписано в печать 25.05.2016 г.
Формат 84×108 1/16. Бумага офсетная.
Печать офсетная. Усл. печ. л. 6,30. Уч.-изд. л. 6,42.
Тираж 1500 экз. Цена свободная.
ОАО "ВНИИОЭНГ" № 6117.

Адрес редакции:
117420 Москва, ул. Наметкина, д. 14, корп. 2,
ОАО "ВНИИОЭНГ".
Тел. редакции: 332-00-35, 332-00-49.
Факс: (495) 331-68-77.

Адрес электронной почты: vniioeng@mcn.ru, vniioeng@vniioeng.ru

При перепечатке материала ссылка на издание обязательна.

Мнение редакции не всегда совпадает с мнением автора материала.

3. Tiab Dzh., Donaldson Erl Ch. Petrofizika: teoriya i praktika izucheniya kollektorskikh svoystv gornykh porod i dvizheniya plastovykh flyuidov: per. s angl. – M.: OOO "Premium-Inzhiniring", 2009. – 868 s.
4. Shramm G. Osnovy prakticheskoy reologii i reometrii: per. s angl. – M.: "KolosS", 2003. – 312 s.
5. GOST 1929-1987. Nefteprodukty. Metody opredeleniya dinamicheskoy vyazkosti na rotatsionnom viskozimetre.
6. MR-P ISM-069-OLFI-2014. Metodika opredeleniya karbonatnosti s razdel'nym soderzhaniem kal'tsita i dolomita manometricheskim metodom. – Metodika filiala "LUKOYL–Inzhiniring" "PermNIPIneft'" v g. Permi.
7. MR-P/ISM-077-OIMPNPK-2015. Obraztsy gornykh porod. Opredelenie koeffitsienta pronitsaemosti po zhidkosti. – Standart filiala "LUKOYL–Inzhiniring" "PermNIPIneft'" v g. Permi.
8. OST 39-195-86. Neft'. Metod opredeleniya koeffitsienta vytesneniya nefti vodoy v laboratornykh usloviyakh.
9. GOST 26450.0-85. Porody gornye. Metody opredeleniya kollektorskikh svoystv.
10. OST 39-204-86. Neft'. Metod laboratornogo opredeleniya ostatochnoy vodonasyshchennosti kollektorov nefti i gaza po zavisimosti nasyshcheniya ot kapillyarnogo davleniya.
11. Mikhaylov N.N., Gurbatova I.P. Masshtabnyy effekt pri laboratornom opredelenii fil'tratsionno-emkostnykh svoystv slozhno postroennykh karbonatnykh kollektorov // Tekhnologii nefti i gaza. – 2011. – № 4. – S. 32–36.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

УДК 550.84

КОМПЛЕКСНЫЕ ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА НЕКОТОРЫХ ОБЪЕКТАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В.В. Черепанов[1], С.Н. Меньшиков[2], С.А. Варягов[2], С.В. Нерсесов[2], И.Ф. Мясников[3], М.Ю. Миротворский[4], В.Б. Зверева[4]
(*ОАО "Газпром"[1], ООО "Газпром добыча Надым"[2], ООО "КГИ"[3], ЗАО НПЦ "Геохимия"[4]*)

В настоящее время при использовании геохимических методов поисков месторождений УВ есть возможность определять довольно широкий спектр углеводородных компонентов – от C_1 до C_{37}. Какой именно диапазон УВ использовать для прогноза нефтегазоносности, зависит от применяемых методов извлечения УВ из породы, методов их анализа, целей и задач работ.

Ранее [2, 4] нами был выполнен анализ наиболее информативных геохимических критериев, используемых при проведении нефтегазопоисковых исследований. Причем он касался районов с различными физико-географическими условиями – Западной Сибири и Волгоградского Поволжья.

Было показано, что при выполнении поисковых работ с целью обнаружения месторождений (залежей) нефти, газа и газоконденсата целесообразно использовать методы, направленные на обнаружение именно тех углеводородов, которые преобладают в составе залежей определенного фазового состава [11]. Перечень информационных критериев для различных залежей и лабораторные методы их обнаружения приведены в табл. 1.

Таблица 1

Фазовый состав УВ	Информативные критерии	Лабораторные методы
Газ	Углеводороды C_1–C_4	Газовая хроматография
Газоконденсат	Углеводороды C_1–C_{10}	Газовая и газожидкостная хроматография
Нефть	Углеводороды C_{10} и выше	Газожидкостная хроматография

Поскольку в природе крайне редко встречаются залежи только одного фазового состояния (чисто газовые, чисто газоконденсатные или нефтяные), целесообразно использовать комплекс геохимических методов, расширяющий диапазон определяемых компонентов и возможности какого-то одного вида исследования.

Перспективным в этом отношении является комплексирование газохроматографических исследований (определение УВ C_1–C_6) с методами газожидкостной хроматографии, позволяющей определять в породе (керне скважин или поверхностных отложениях) ароматические УВ и алканы состава C_{10}–C_{24}.

В качестве примера использования такой комплексной методики приведем результаты работ, выполненных по поисково-оценочной скважине № 72 Ныдинского участка Медвежьего НГКМ [3], а также данные поверхностной геохимической съемки, проведенной на Саемтахском нефтяном и Тагринском нефтегазоконденсатном месторождениях.

Геохимические исследования на Медвежьем НГКМ велись с 2002 г. и выполнялись в два этапа:

1. Площадные исследования – комплексная поверхностная геохимическая съемка по шламу неглубоких скважин (до 1,5 м) с определением УВ C_1–C_6 по стандартной методике и УВ C_3–C_{10} методом накопления УВ на сорбенте, в результате чего была определена нефтегазоперспективность поисковых объектов, выделенных по данным сейсморазведки [4].

2. Скважинные исследования – газовый каротаж по буровому раствору и керну. Эти исследования выполнялись на Южном куполе месторождения по скв. 50, 51, 52, 61 и 62 [4].

В результате выполненных работ в разрезе опробованных скважин были выделены интервалы, рассматриваемые в качестве нефтегазоперспективных (возможно, продуктивных) объектов и рекомендованные к испытанию. При испытании большинства выделенных объектов были получены притоки УВ. Часть интервалов не испытывалась, а в некоторых притоков не было получено.

Промышленная продуктивность была установлена в поисковых объектах АН11, БН0, БН3, БН4, БН5, БН9 (табл. 2).

Позднее (2013 г.) пластовые флюиды нижнемеловых отложений поисково-разведочной скважины № 61 были изучены сотрудниками ООО "Газпром ВНИИГАЗ" методами газожидкостной хроматографии и ИК-спектрометрии с целью определения их компонентного состава [10]. Объектами исследования являлись образцы флюидов из различных пластов нижнемеловых отложений в интервале 2223…2664 м: пласт АН11 покурской свиты и пласты БН0, БН3, БН5, БН9, БН10 тангаловской свиты.

В результате были выделены три группы продуктивных пластов, различающиеся по типу флюидов: 1 – залежи АН11 и БН0; 2 – залежи БН3, БН5, БН9; 3 – залежь БН10. Их краткая характеристика приведена в табл. 3.

Таблица 2

Продуктивность поисковых объектов, составленная по материалам испытания скв. 50, 51, 61, 62

Свита	Нефтегазоносный комплекс	Поисковый объект, пласт	Продуктивность поисковых объектов
K_2br	Сенонский	С	Незначительный приток газа
K_{1-2}pk	Апт-сеноманский	ПК1-2	Газовая залежь
K_1tg	Неокомский	АН11	Газоконденсатная залежь
		БН0	Газоконденсатная залежь
		БН1	Газоконденсат со следами нефти и пластовой воды
		БН2	Газоконденсат с водой
		БН3	Газоконденсатная залежь
		БН4	Газоконденсатная залежь
		БН5	Нефтяная залежь; Газоконденсатный фонтан
		БН6	Притока УВ не получено
		БН7	Газоконденсатная залежь
		БН8	Пластовая вода
		БН9	Газоконденсатная залежь
		БН10	Нефть с пластовой водой
		БН11	Нет данных
		БН12	Нет данных
K1sr	Ачимовский	АчБН13	Пластовая вода
		АчБН14	Пластовая вода с растворенным газом
		АчБН15	Объект "сухой"
J_{1-3}	Верхне-нижнеюрский	Ю2	Пластовая вода с растворенным газом и пленкой нефти
		Ю0	Пластовая вода с пленкой нефти

Таблица 3

Типы пластовых флюидов в нижнемеловых отложениях скв. 61 (Медвежье НГКМ, южный купол)

Тип флюидов	Залежь	Особенности
1	АН11, БН0	**Газоконденсаты** нафтенового (АН11) и нафтеново-метанового (БН0) типов с преобладанием нафтеновых углеводородов над метановыми. Характеризуются крайне низким содержанием *н*-алканов (2,32…4,33 %). Основной вклад в состав гомологов метана вносят изомерные формы УВ. Твердые парафины практически отсутствуют.
2	БН3, БН5, БН7, БН9	**Легкие газоконденсаты** метаново-нафтенового типа. Метановые УВ (46…53 %) преобладают над нафтеновыми (33…38 %). Массовая доля ароматических УВ составляет 9,62…17,91 %. Протяженность ряда *н*-алканов состава $C_3 – C_{23–27}$; молекулярно-концентрационный максимум – в области низкокипящего УВ C_5.
3	БН10	**Нефть** метаново-нафтенового типа. Высокое содержание в составе *н*-алканов твердых парафинов состава $C_{16}–C_{32}$ (58,83 %), протяженность ряда *н*-алканов – до C_{41}, растянутый концентрационный максимум в области углеводородов $C_{11}–C_{25}$, снижение роли низкокипящих УВ $C_4–C_7$.

Как видно из табл. 3, заметные изменения в компонентном составе флюидов фиксируются на границе пластов БН9–БН10 (выше находятся газоконденсатные залежи, ниже – нефтяные), что хорошо согласуется с результатами испытаний скважин южного купола Медвежьего НГКМ и свидетельствует о закономерной направленности в изменении свойств и углеводородного состава флюидов вниз по разрезу.

Отмеченная тенденция в изменении состава флюидов также была установлена на Юрхаровском, Западно-Таркосалинском и Юбилейном месторождениях Западной Сибири [10].

Изложенное выше подтверждает, что для достоверной оценки нефтегазоперспективности поисковых объектов и прогноза фазового состояния залежей необходимы комплексные исследования, совмещающие как стандартные, давно используемые и хорошо зарекомендовавшие себя методы, так и новые, более точные виды исследований.

Ыдинский участок Медвежьего НГКМ. Скважина № 72

Целевым назначением поисково-оценочной скв. 72 являлось обнаружение новых залежей в отложениях нижнего мела и юры. Здесь, наряду со стандартными исследованиями (определение УВ C_1–C_6 в буровом растворе и керне), был выполнен комплекс геохимических работ, которые включали в себя определение в керне высокомолекулярных (C_{10}–C_{24}) и ароматических УВ и ряд дополнительных исследований (анализ Rock-Eval и другие определения).

По результатам опробования бурового раствора в нижнемеловых отложениях было выделено 16 интервалов повышенных содержаний УВ, приуроченных к поисковым объектам ПК9, ХМ2, ХМ3, ХМ6, ТП1, ТП2, ТП17-18, ТП18-19, ТП20-22, АН11, БН1, БН2-4, БН5, АчБН9 и АчБН10_1 (рис. 1). Их геохимическая характеристика приведена в табл. 4.

Ранжирование интервалов повышенной газонасыщенности по степени нефтегазоперспективности выполнялось по коэффициентам контрастности – отношению средних содержаний УВ-компонентов в выделенных интервалах к аналогичным показателям по свитам ($K_{св.}$) и ближайшим фоновым точкам ($K_ф$) для суммы концентраций этана, пропана и бутана.

Оценка нефтегазоперспективности выделенных интервалов повышенной газонасыщенности производилась с учетом результатов опробования керна. Кроме того, принимались во внимание коллекторские свойства пластов, попадающих в выделенные интервалы.

Распределение концентраций нормальных *н*-алканов $C_{10}H_{22}$–$C_{24}H_{50}$ по отдельным интервалам отбора керна представлено на рис. 2, где отчетливо видно, что до глубины 3000 м преобладают *н*-алканы C_{10}–C_{16} и только в интервале 2997,5…3022,5 м появляются углеводороды состава C_{17} и выше.

Характер изменения компонентного состава УВ по разрезу хорошо иллюстрируется кривыми их молекулярно-массового распределения по отдельным поисковым объектам (рис. 3–5).

Таблица 4

Геохимическая характеристика интервалов повышенных содержаний УВ

Номер интервала	Объект	Интервал, м (уточненный)	Метан	Этан	Пропан	Бутан	Пентан	Гексан
1	ПК9	1537,7…1552,5	29604	140,96	10,6	6,18	5,75	24,73
2	ХМ2	1609,6…1618,6	156900	749,2	24,23	10,27	7,45	27,81
3	ХМ3	1628,7…1633,2	49230	202	11,57	6,09	4,15	12,53
4	ХМ6	1688,0…1690,4	29895	407,15	12,58	24,72	27,53	71,7
5	ТП1	1705,6…1715,8	30330	294,26	8,33	14,12	22,72	18,19
6	ТП2	1728,6…1737	35886	572,71	12,5	15,58	10,87	23,96
7	ТП17-18(1)	2132,5…2137,5	145700	1742	34,66	67,29	24,49	32,3
8	ТП17-18(2)	2169,9…2175,9	92795	2461,95	59,62	112,22	59,6	135,57
9	ТП18-19	2218,5…2224,3	151800	4389	66,03	160,67	60,13	110,35
10	ТП20-22	2292,3…2297,7	169000	5672	89,03	206,5	61,73	114,58
11	АН11	2309,1…2311,3	113890	3528,7	59,99	127,07	41,16	37,44
12	БН1	2394,4…2413,7	36285	1355,11	76,79	110,44	58,18	87,43
13	БН2-4	2456,6…2481,6	38661	2047,11	458,7	478,27	259,18	265,57
14	БН5	2510,4…2524,8	95867	2615,2	838,53	541,06	330,21	427,35
15	АчБН9	2763,5…2772,8	24930	1084,7	534,55	336,7	195,26	268,99
16	АчБН10_1	2997,5…3022,5	4350,3	405,83	564,38	927,66	1006,68	1202,35

Так, в верхней части разреза (глубина опробования 1532…2300 м, пласты ХМ и ТП) среди высокомолекулярных УВ преобладают *н*-алканы состава C_{10}–C_{15}, причем их концентрации примерно одинаковы, независимо от литологического состава пород (рис. 3). В большинстве исследованных проб отмечается преобладание четных *н*-алканов C_{12}, C_{14}, C_{16} над нечетными.

В отложениях ахской свиты (пласты БН5–БН6) начинают проявляться различия компонентного состава УВ песчаных и глинистых разностей пород. Так, в пробе песчаника с глубины 2522,5 м (пласт БН5) практически отсутствуют *н*-алканы C_{10}–C_{12}, а начиная с C_{13} происходит плавное нарастание концентраций УВ, достигающих максимального уровня в диапазоне C_{18}–C_{24}.

В пробах пласта АчБН10_1 (ачимовская толща, интервал 2987…3030,7 м) в песчаных разностях пород резко увеличивается содержание УВ C_{15}–C_{24}. Они характеризуются последовательным ростом доли индивидуальных УВ компонентов в прямой зависимости от их молекулярного веса, с выполнением соотношения $C_{13}<C_{14}<C_{15}\ldots<C_{23}<C_{24}$. Концентрации C_{24} достигают $(500…1000)\cdot10^{-6}$ моль/л, что на два порядка превышает содержания, установленные на других уровнях разреза. Это свидетельствует о том, что породы-коллекторы пласта АчБН10_1 обогащены миграционными углеводородами.

На рис. 3 показаны различные литологические разности пород: песчаники, алевролиты, аргиллиты и переслаивание аргиллитов и алевролитов

В результате комплексной интерпретации данных опробования бурового раствора и керна в нижнемеловых отложениях было выделено 10 высокоперспективных объектов и 4 с неясными перспективами. Они были рекомендованы к испытанию (табл. 5). Результаты испытаний приведены в табл. 6.

Таблица 5

Интервалы, рекомендованные для испытания

Поисковые объекты	Интервалы, рекомендуемые для испытания, м	Оценка нефтегазоперспективности объекта
ПК9	1537,7…1552,5	Неясных перспектив
ХМ2	1609,6…1618,6	Высокоперспективный
ТП1	1705,6…1715,8	Неясных перспектив
ТП2	1728,6…1737	Высокоперспективный
ТП17-18(1)	2132,7…2135,7	Высокоперспективный
ТП17-18(2)	2169,9...2175,9	Высокоперспективный
ТП18-19	2218,5...2224,3	Высокоперспективный
ТП20-22	2292,3...2297,7	Высокоперспективный
АН11	2309,1...2311,3	Высокоперспективный
БН1	2394,4...2413,7	Неясных перспектив
БН2-4	2456,6...2481,6	Высокоперспективный
БН5	2510,4...2524,8	Высокоперспективный
АчБН9	2763,5...2772,5	Неясных перспектив
АчБН10_1	2999,4...3020,9	Высокоперспективный

Таблица 6

Результаты испытания поисково-оценочной скважины № 72

Поисковые объекты	Интервалы, рекомендованные для испытания, м	Интервал перфорации, м	Результаты испытаний
ХМ2	1609,6…1618,6	1609…1619	Фонтанный приток газа дебитом 174,5 тыс. м^3/сут на 10-мм диафрагме.
БН1	2394,4…2405,7	2394…2414	В интервале 2394…2400 м получен фонтанный приток газоконденсата с пластовой водой дебитами газа сепарации 207,3 тыс. м^3/сут, конденсата стабильного – 0,1 м^3/сут, пластовой воды – 1,2 м^3/сут на 10-мм штуцере. В интервале 2394…2414 м получен фонтанный приток газоконденсата с пластовой водой и рабочим раствором СГС-18 дебитами газа сепарации 230,5 тыс. м^3/сут, конденсата стабильного – 0,3 м^3/сут, пластовой воды с рабочим раствором СГС-18 – 6,7 м^3/сут на 10-мм штуцере. В открытом стволе в интервале 2410…2425 м получен приток УВ газа и ФБР дебитом ФБР до 153 м^3/сут.
БН5	2510,4…2524,8	2510…2529	Фонтанный приток газоконденсата дебитами газа сепарации 88,1 тыс. м^3/сут, газоконденсата стабильного – 3,04 м^3/сут на 8-мм штуцере.
АчБН7	Не выделяли из-за загрязнения бурового раствора	2614…2619 рекомендован по данным ГИС	Фонтанный приток газоконденсата дебитами газа сепарации 9,9 тыс. м^3/сут, газоконденсата стабильного – 0,25 м^3/сут на 4-мм штуцере.
АчБН10_1	2999,40…3020,90	2999…3023	Фонтанный приток пластовой воды с нефтью дебитами пластовой воды 2,4 м^3/сут, нефти – 0,03 м^3/сут (1,3 %), газа сепарации – 0,3 тыс. м^3/сут на 6-мм штуцере (в интервале 2999,0…3009,0 м приток газонефтяной смеси. Работает газонефтяной смесью через столб внутрискважинной жидкости).
АчБН11_{01}		3090…3094 3098…3107	Фонтанный приток пластовой воды с пленкой нефти дебитами пластовой воды 11,4 м^3/сут, газа сепарации – 2,1 тыс. м^3/сут на 8-мм штуцере.

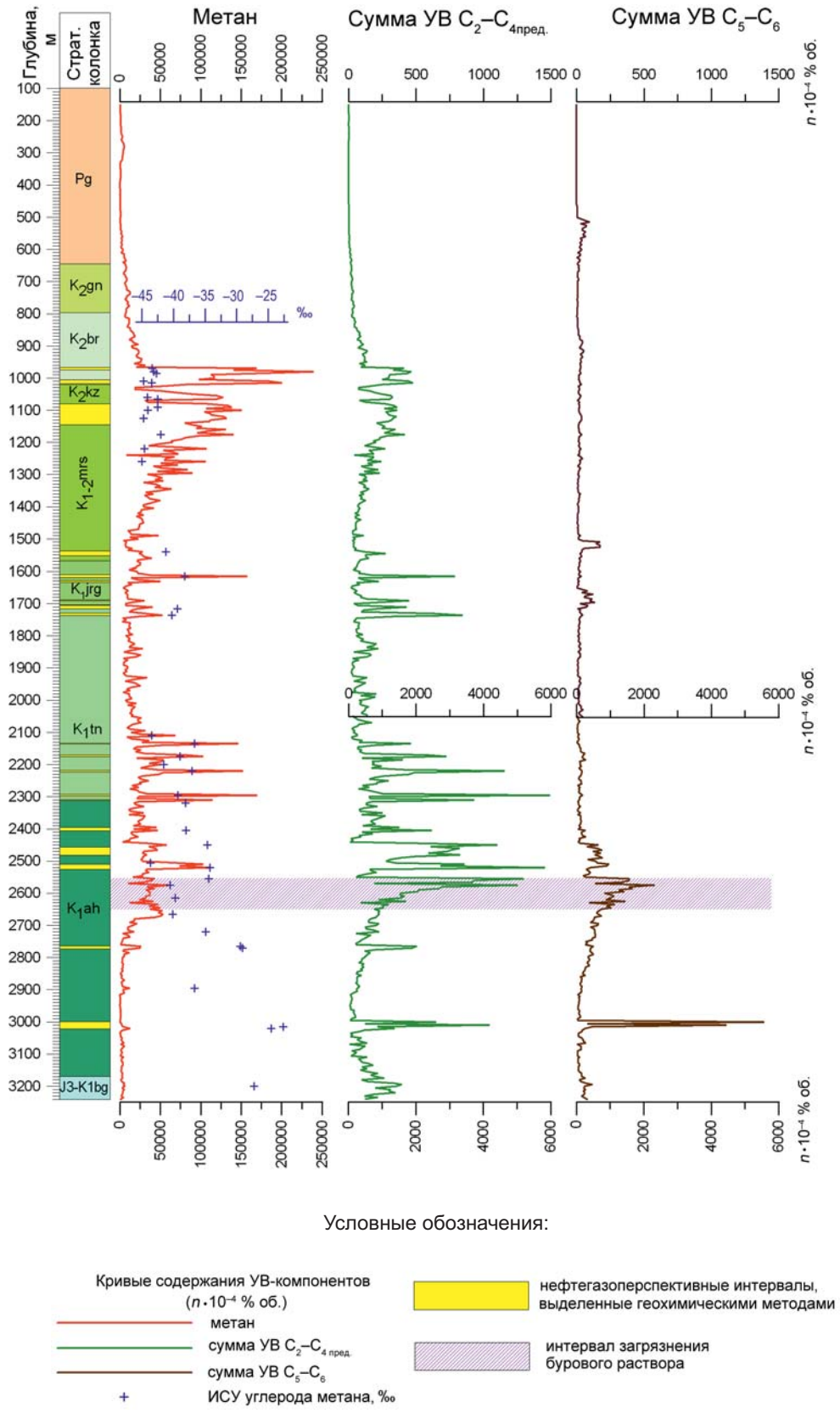


Рис. 1. *Распределение УВ состава C_1–C_6 в разрезе скважины № 72*

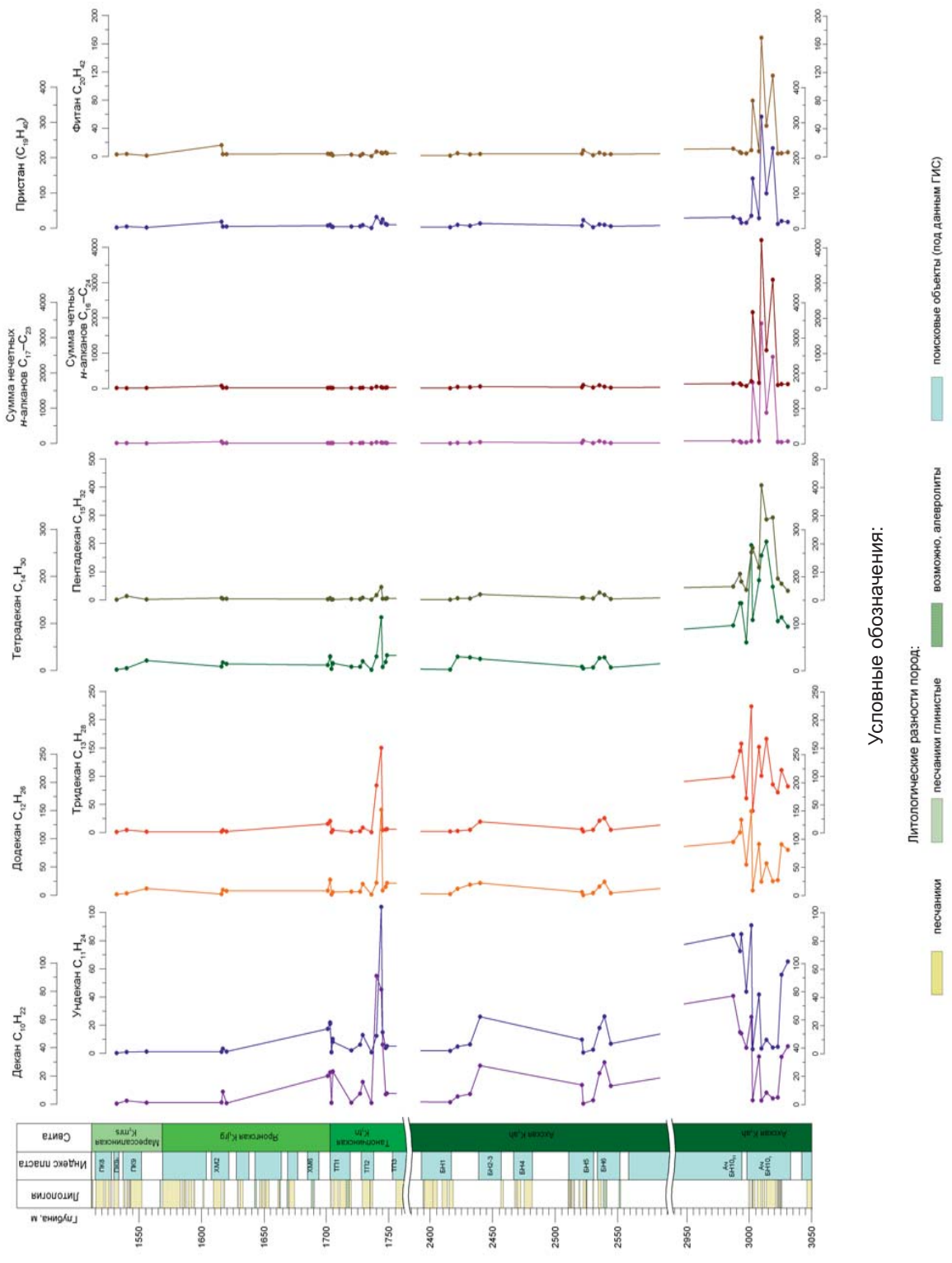


Рис. 2. *Содержания алканов C_{10}–C_{24} (молярные концентрации, $n{\cdot}10^{-6}$ моль/л) в отложениях, вскрытых скв. 72, по данным опробования керна*

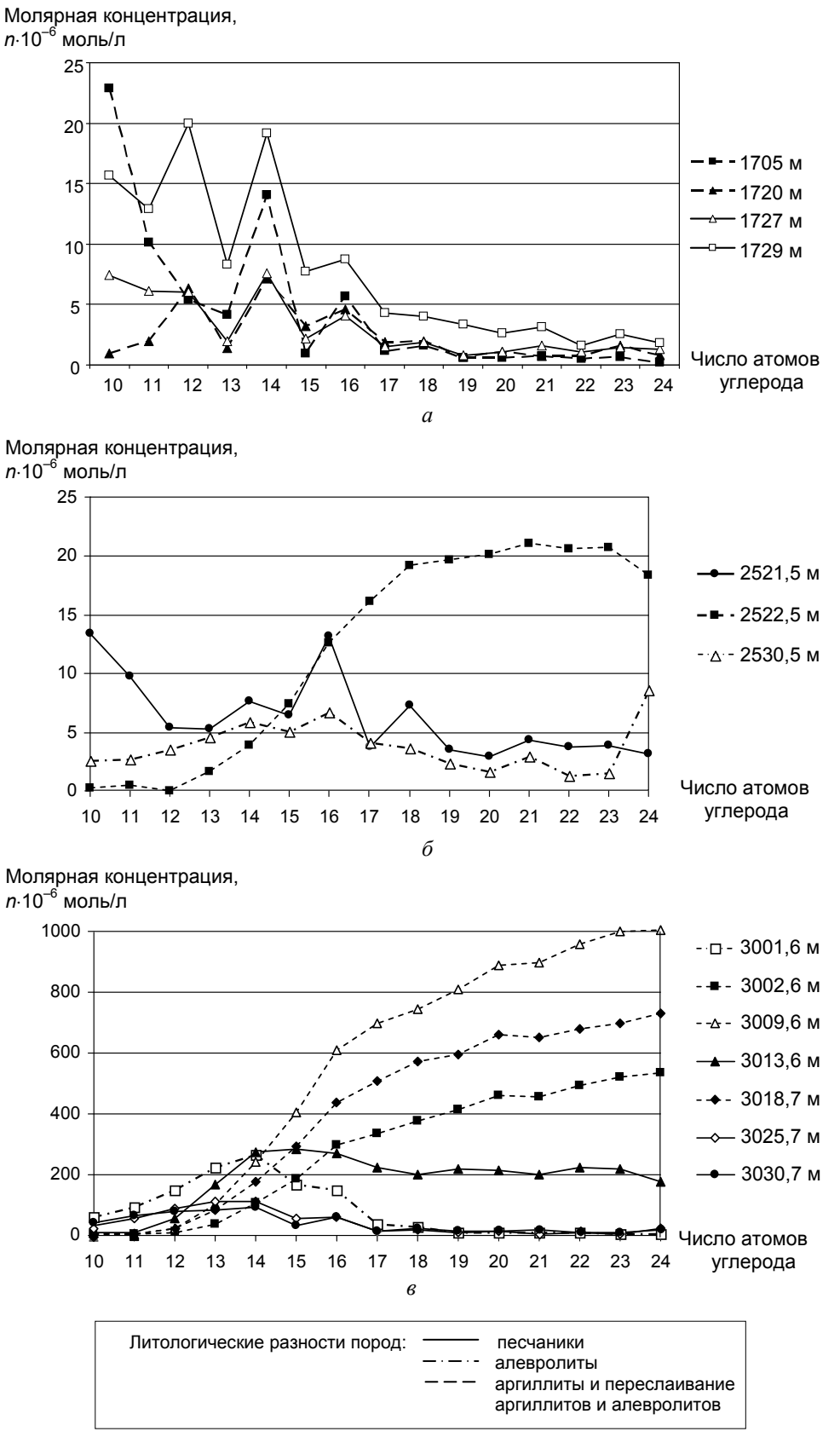


Рис. 3. *Молекулярно-массовое распределение н-алканов в пробах керна из скв. 72*:
а – танопчинская свита, пласты ТП1-ТП2 (глубина 1727…1736 м); *б* – ахская свита, пласт БН5 (глубина 2521,5…2530,5 м); *в* – ачимовская толща, пласт АчБН10$_1$ (глубина 3001,6…3030,7 м)

Следует отметить, что из 14 объектов, рекомендованных к испытанию, были испытаны только четыре: ХМ2, БН1, БН5 и АчБН10_1. Из них три объекта оказались продуктивными: ХМ2 (фонтанный приток газа), БН1 (фонтанные притоки газоконденсата) и БН5 (фонтанные притоки газоконденсата). Из поискового объекта АчБН10_1 получен приток воды с примесью нефти и газа.

Продуктивный пласт АчБН7 не выделялся для испытаний из-за загрязнения бурового раствора.

Полученные по скв. 72 данные с учетом результатов ранее проведенных по скв. 50, 51, 61, 62 геохимических исследований [3] и их испытаний (см. табл. 6) свидетельствуют о том, что примененный комплекс геохимических исследований позволяет прогнозировать тип пластового флюида на различных уровнях многопластового месторождения, каким является Медвежье НГКМ.

Краткие выводы

1. Рассмотренный комплекс геохимических исследований позволяет с большой степенью достоверности выделять в разрезе исследуемых скважин наиболее насыщенные углеводородами пласты и оценивать (по итогам ранжирования) степень их нефтегазоперспективности. Так, по скв. 72 из рекомендованного к испытанию интервала 1609,6…1618,6 м (объект ХМ2) был получен фонтанный приток газа; из интервалов 2394,4…2405,7 м (объект БН1) и 2510,4…2524,8 м (объект БН5) – фонтанный приток газоконденсата.

2. Сопоставление результатов определения нормальных алканов C_{10}–C_{24} в пробах керна с результатами ранее выполненных геохимических исследований и испытаний по скв. 50, 51, 61 и 62, а также данными по углеводородному составу флюидов, полученными сотрудниками ООО "Газпром ВНИИГАЗ" по скв. 61, показало, что приведенную выше методику можно использовать не только для оценки нефтегазоперспективности поисковых объектов, но и для прогноза фазового состояния залежей.

Поверхностные съемки

В качестве примера площадной модификации рассматриваемого комплекса геохимических исследований приведем результаты поверхностной съемки на Саемтахском нефтяном и Тагринском нефтегазоконденсатном месторождениях Западной Сибири [8, 9].

Саемтахское нефтяное месторождение приурочено к Варьеганско-Тагринскому валу Надым-Пурского суббасейна Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна и представлено одной нефтяной залежью в брахиантиклинали пласта юрских отложений ($Ю_1$). При испытании скв. 802 в интервале абсолютных отметок (а. о.) 3200…3254 м получен приток нефти 79,5 м^3/сут, а в сводовой части залежи – приток газа 657 м^3/сут. В интервале а. о. 3206…3216 м выявлен газоконденсат. В скв. 801 (в 500 м юго-западнее скв. 802) в коллекторе данного пласта установлена пластовая вода. Исследованная зона является частью профиля, пройденного через участок Колтогорский-5, Бахиловское на востоке и Тагринское месторождения на западе.

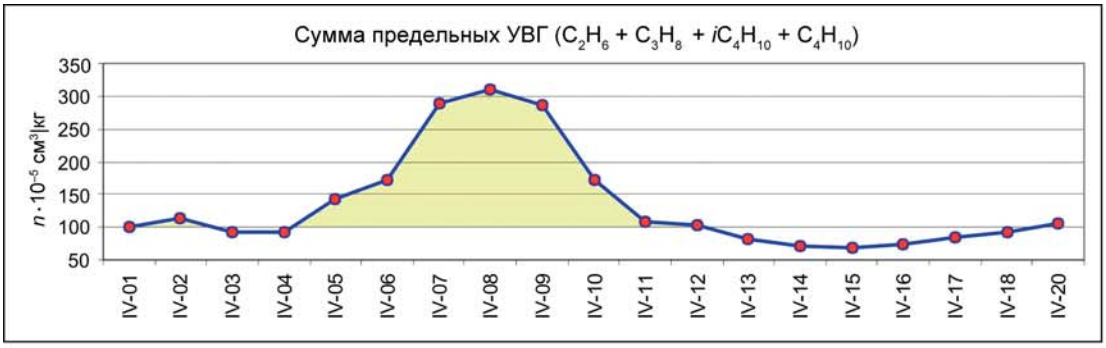
В распределении газообразных и парообразных УВ по профилю установлено (рис. 4), что эпицентр аномалии приурочен к своду брахиантиклинали (точка наблюдения т. н. IV-08), хотя залежь смещена относительно него на север в сторону более пологого склона. Выявленная аномалия является сводовой. Ароматические УВ образуют аномалии кольцевого типа с эпицентрами в т. н. IV-03 и IV-11. Высокомолекулярные алканы жидкой фазы (C_{10}–C_{15}) образуют контрастную аномалию в т. н. IV-11, приуроченной к северной части залежи. Эпицентр аномалии твёрдых алканов (C_{16}–C_{21}) смещён к т. н. IV-10, т. е. ближе к продуктивной скв. 802.

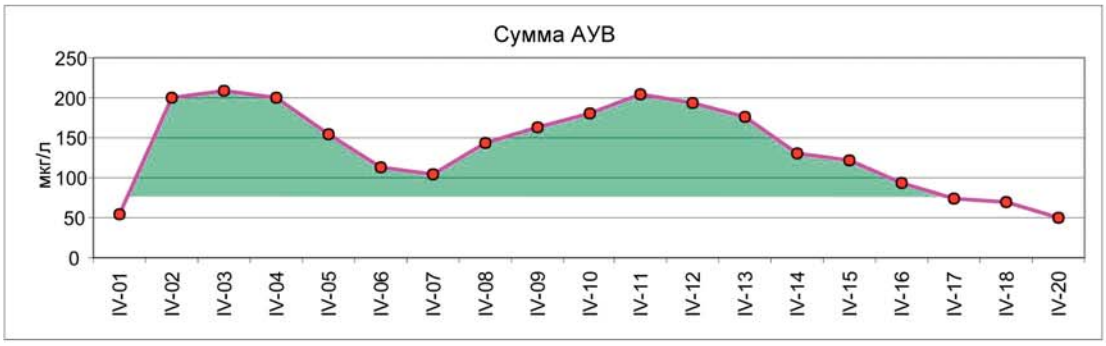
Таким образом, можно отметить, что нефтяная залежь Саемтахского месторождения четко проявляется геохимическими аномалиями газообразных и парообразных УВ С2–С4 (сводовый тип аномалий), ароматическими УВ (кольцевой тип аномалий), а также высокомолекулярными УВ состава C_{10}–C_{15} и C_{16}–C_{21} (высококонтрастные аномалии).

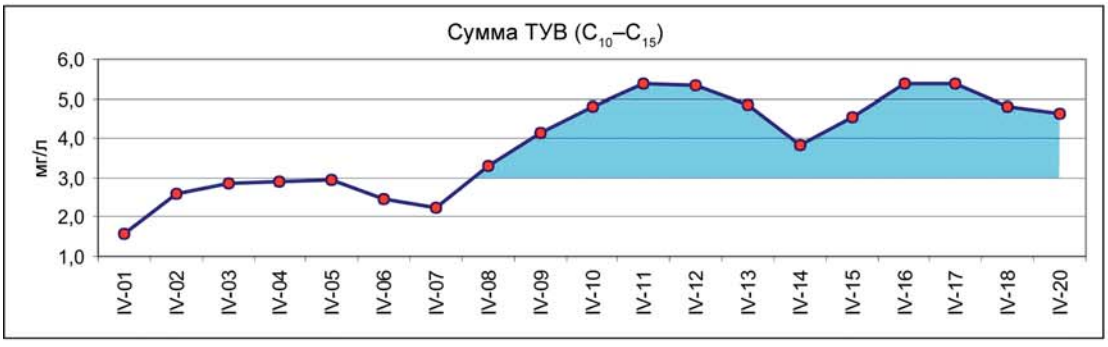
Тагринское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в пределах Верхоянско-Тагринского надрифтового инверсионного вала. Оно по запасам относится к крупному и включает три самостоятельные структуры: Северную, Центральную и Южную. Первые две в настоящее время интенсивно эксплуатируются, и вследствие этого геохимические поля нарушены. Месторождение объединяет 21 залежь и является многопластовым (абсолютные отметки от –2700 до –2400 м). Здесь выявлены залежи нефтяного газа, газоконденсата и нефти. Месторождение включает залежи в отложениях средней юры (тюменская свита) – мела и приурочено к Тагринскому поднятию, сводовая часть которого расположена в районе профиля 13 (т. н. 12…17). В сводовой части месторождения поисковыми скважинами вскрыты газоконденсатные залежи (горизонты БВ-8 и БВ-13), а на т. н. 28 установлена маломощная залежь нефтяного газа.

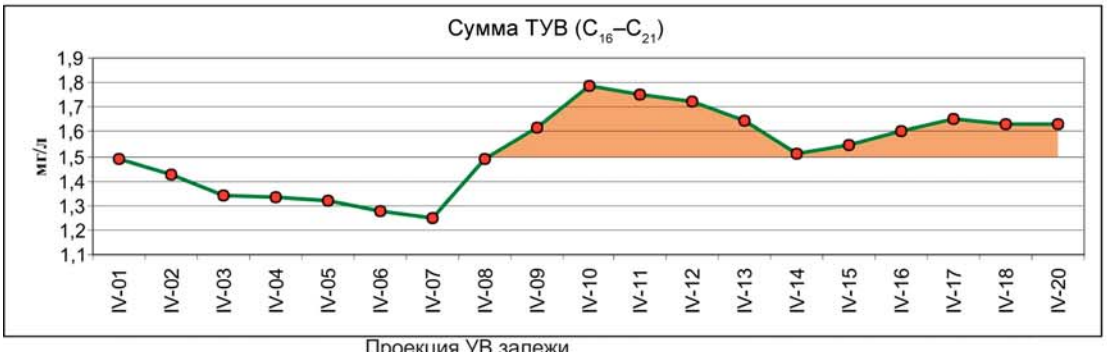
Наземные геохимические исследования выполнялись на южной структуре Тагринского месторождения по профилю 13, заданному в субмеридиональном направлении.

На нем было отобрано 35 проб с шагом отбора 500 м (рис. 5). Здесь выявлены аномалии практически всех изученных УВ. Высокие концентрации газообразных УВ установлены в интервале т. н. 09…19 (аномалии сводового типа с эпицентром в т. н. 15). Ароматические УВ образуют аномалии кольцевого типа относительно основных залежей месторождения. Высокомолекулярные алканы жидкой фазы (C_{10}–C_{15}) образуют исключительно аномалии сводового типа с максимальными концентрациями в присводовых частях структуры. Твёрдые алканы состава C_{16}–C_{21} также фиксируют сводовую часть структуры и отдельные её осложнения и полностью связаны с нефтяными залежами.









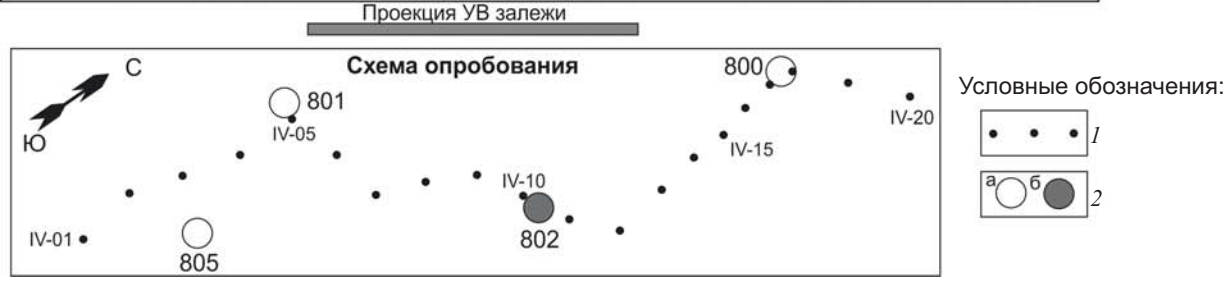


Рис. 4. *Распределение геохимических показателей УВГ, АУВ и ТУВ в подпочвенных отложениях по профилю № IV Саемтахской площади (ХМАО)*:
1 – пункты геохимического опробования; *2* – поисковые скважины: *а* – сухие, *б* – продуктивные

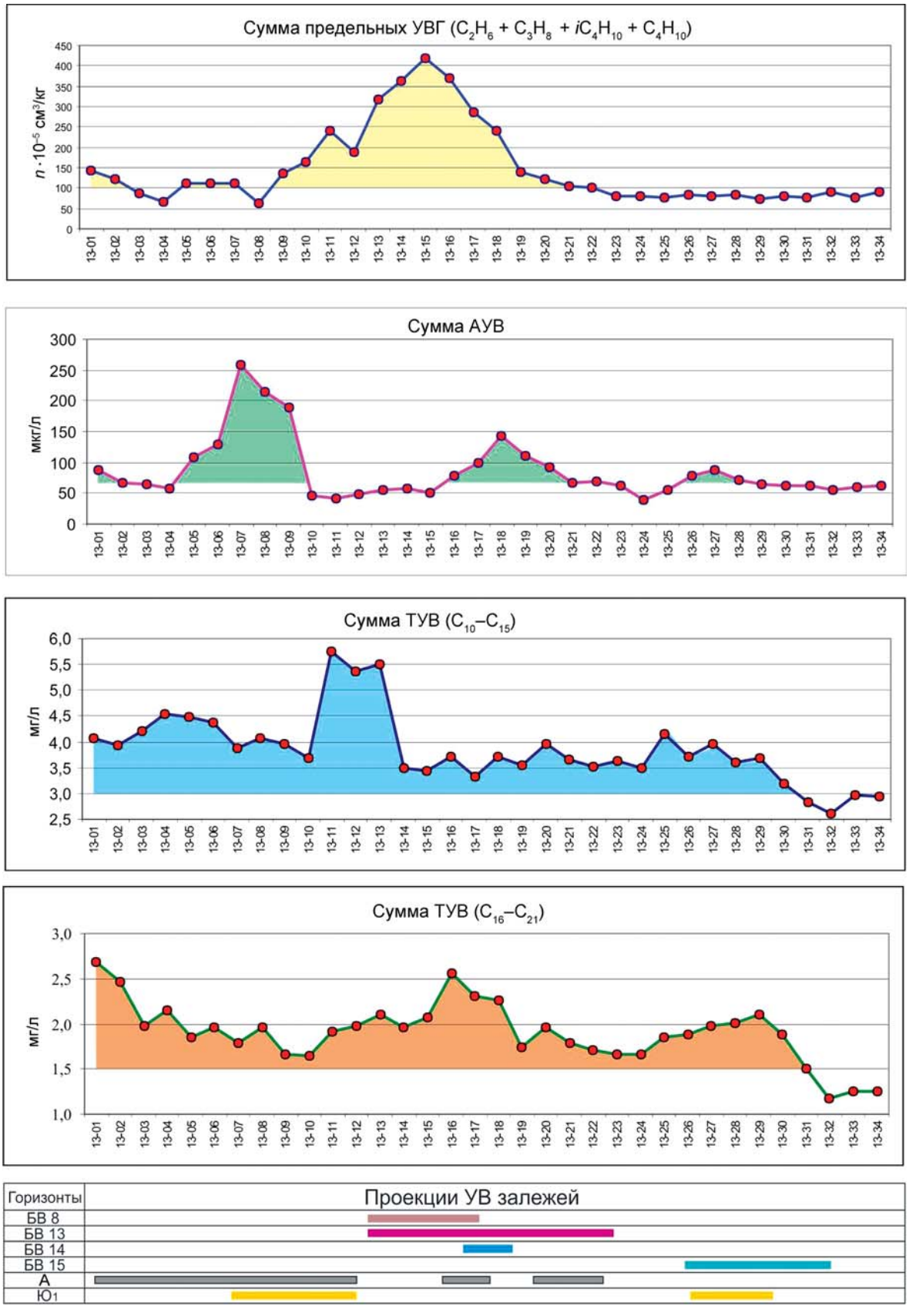


Рис. 5. *Распределение геохимических показателей УВГ, АУВ и ТУВ в подпочвенных отложениях по профилю № 13 на Тагринском месторождении (ХМАО)*

Таким образом, можно отметить, что нефтяные залежи в пределах Тагринского месторождения хорошо выделяются по геохимическим аномалиям ароматических УВ и высокомолекулярным алканам состава C_{10} и выше. Аномалий газообразных УВ над нефтяными залежами не установлено. Следует отметить, что аналогичная тенденция наблюдалась практически на всех других исследованных объектах.

В последнее время на основе обобщения обширной информации по миграции установлен массоперенос УВ вверх, главным образом, вдоль субвертикальных зон трещиноватости, которые пронизывают УВ-содержащие структуры и вышележащие толщи вплоть до дневной поверхности. Газовые эманации, концентрирующиеся вдоль этих зон, часто образуют столбообразные газонасыщенные формы. В газоводной среде, обладающей указанной газонасыщенностью, неизбежны слипания пузырьков и газовая кольматация. В период сейсмической активности и растяжений происходит миграция в виде пузырьков и струй. Всё это объединено в понятии "геогаз". В подземных и грунтовых водах растворены различные газы геологического, биогенного и атмосферного происхождения. Геогаз – транспортный газ. Микропузырьки геогаза являются переносчиками вещества, они способны захватывать и переносить УВ на дальние расстояния (от первых сотен метров до нескольких десятков километров) как в виде растворённых соединений, так и в виде твёрдых частиц [1, 5–9, 12–15].

На Саемтахском месторождении аномалии газов, жидких и твёрдых алканов в результате миграции геогаза по вертикальным трещинам в основном образуют контрастную аномалию в сводовой части структуры. Ароматические, особенно моноциклические, УВ характеризуются значительной растворимостью в воде и практически не вступают ни в какие реакции. Потому здесь вертикальная миграция происходит в виде растворов по трещинам вдоль контура залежи. Перенос основной части жидких фаз (бензиновой и керосиновой фракции) и твёрдой фазы, в основном, осуществляется пузырьками геогаза (растворы нехарактерны), образуя аномалии над нефтяными залежами.

Для Тагринского месторождения механизм образования аномалий сохраняется, но ввиду сложного состава и строения картина геохимического поля сильно осложнена. Нефтяные залежи без летучих компонентов отмечаются аномалиями твёрдых и жидких алканов и водорастворённых аренов и не всегда коррелируются с аномалиями газообразных УВ.

Выводы

1. Расширение спектра определяемых углеводородных критериев (высокомолекулярные, *н*-алканы, арены, цикланы) с использованием высокоточной газовой и газожидкостной хроматографии в сочетании с компьютерной технологией обработки аналитических данных в значительной мере способствует повышению результативности прогноза нефтегазоперспективных объектов и в конечном итоге эффективности поисково-оценочных работ.

2. Использование расширенного спектра УВ-компонентов состава C_1–C_{24} позволяет с высокой степенью достоверности прогнозировать фазовый состав залежей УВ.

3. Применяемая комплексная методика геохимических исследований скважин, в сочетании с данными ГИС и материалами бурения, представляется эффективным инструментом выделения поисковых объектов для их дальнейшего испытания. Это подтверждается результатами работ, выполненных ЗАО НПЦ "Геохимия" на площади Медвежьего НГКМ.

4. Результаты наземных геохимических съемок (Саемтахское и Тагринское месторождения) показали, что глубинные УВ-залежи проявляются на поверхности геохимическими аномалиями не только газообразных и парообразных УВ C_2–C_4, но и ароматическими и высокомолекулярными УВ состава C_{10}–C_{21}. Комплексное изучение особенностей миграции вещества в газообразном, жидком и твёрдом виде в геохимических полях и фиксация их аномалий в поверхностных рыхлых отложениях позволяют не только выявлять площади, перспективные на обнаружение углеводородных залежей, но и прогнозировать их состав.

ЛИТЕРАТУРА

1. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. – М.: Недра, 1984. – 211 с.

2. Бондарев В.Л., Гудзенко В.Т., Миротворский М.Ю. Наземные геохимические исследования в пределах Волгоградского Поволжья // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2015. – № 1.

3. Отчет "Проведение геохимических исследований по скважине 72 Медвежьего НГКМ" / В.Л. Бондарев, М.Ю. Миротворский, В.Т. Гудзенко, В.Б. Зверева [и др.]. – М., 2013.

4. Геохимические исследования в пределах южного купола Медвежьего газоконденсатного месторождения / В.Л. Бондарев, М.Ю. Миротворский, В.Б. Зверева, В.Т. Гудзенко, А.П. Новиков, С.С. Семутин, Г.И. Облеков, В.В. Черепанов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2009. – № 4.

5. Дикун А.В., Коробейник В.М., Яницкий И.Н. О некоторых признаках современного транскорового газового потока // Геохимия. – 1975. – № 11. – С. 1724–1729.

6. Каргер М.Д., Мясников И.Ф. Состояние и перспективы инновационного развития прикладной геохимии // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2014. – № 2. – С. 70–80.

7. Мирзаджанзаде А.К., Шахвердиев А.Х. Динамические процессы в нефтегазодобыче. Системный анализ, диагноз, прогноз. – М.: Наука, 1997. – 254 с.

8. Возможности геохимических и геодинамических исследований при поисках месторождений нефти и газа / И.Ф. Мясников, В.В. Югин, И.С. Муртаев, В.Г. Савин // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа. – 2007.

9. Опыт использования газолитогеохимических исследований в условиях Западной Сибири / И.Ф. Мясников, А.М. Огурцов,

И.С. Муртаев, В.Г. Савин // Сб. докл. "Современные геофизические технологии в ОАО "Хантымансийскгеофизика" и перспективы их использования для повышения эффективности поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа". – Ханты-Мансийск, 30 мая–2 июня 2007 г.

10. Закономерности изменения углеводородного состава флюидов месторождения Медвежье / Н.М. Парфенова, Л.С. Косякова, В.Ю. Артемьев, Е.В. Григорьев, И.М. Шафиев // Газовая промышленность. Спецвыпуск. – 2013. – № 696. – С. 37–44

11. Выбор информативных критериев при поисках месторождений газа, газоконденсата и нефти / В.В. Черепанов, С.Н. Меньшиков, С.А. Варягов, В.Л. Бондарев, М.Ю. Миротворский // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2012. – № 11.

12. Etiope G., Zhang W. Radon in geogas microbubbles: a new perspective of earthquake precursor // J. Earthquake Pred. Res. – 1985. – Vol. 7(3). – Pp. 382–390.

13. Gold T., Soter S. Fluid ascent through the solid litosphere and its relation to earth-quakes // Pure and Applied Geophysics. – 1985. – Vol. 122. – Pp. 492–530.

14. Putikov O.F., Wen B. Geoelectrochemistry and stream dispersion. In: M. Hale ed. Geochemical remote sensing of the subsurface. – Elsevier: Amsterdam, 2000. – Pp. 17-122.

15. Wang X., Xie X. Unconventional geochemical exploration for gold deposits // Acta Geologica Sinica. – 1996. – Vol. 9. – № 3. – Pp. 317–329.

LITERATURA

1. Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhik V.M. Dvizhenie zhidkostey i gazov v prirodnykh plastakh. – M.: Nedra, 1984. – 211 s.

2. Bondarev V.L., Gudzenko V.T., Mirotvorskiy M.Yu. Nazemnye geokhimicheskie issledovaniya v predelakh Volgogradskogo Povolzh'ya // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – M.: OAO "VNIIOENG", 2015. – № 1.

3. Otchet "Provedenie geokhimicheskikh issledovaniy po skvazhine 72 Medvezh'ego NGKM" / V.L. Bondarev, M.Yu. Mirotvorskiy, V.T. Gudzenko, V.B. Zvereva [i dr.]. – M., 2013.

4. Geokhimicheskie issledovaniya v predelakh yuzhnogo kupola Medvezh'ego gazokondensatnogo mestorozhdeniya / V.L. Bondarev, M.Yu. Mirotvorskiy, V.B. Zvereva, V.T. Gudzenko, A.P. Novikov, S.S. Semutin, G.I. Oblekov, V.V. Cherepanov // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – M.: OAO "VNIIOENG", 2009. – № 4.

5. Dikun A.V., Korobeynik V.M., Yanitskiy I.N. O nekotorykh priznakakh sovremennogo transkorovogo gazovogo potoka // Geokhimiya. – 1975. – № 11. – S. 1724–1729.

6. Karger M.D., Myasnikov I.F. Sostoyanie i perspektivy innovatsionnogo razvitiya prikladnoy geokhimii // Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie. – 2014. – № 2. – S. 70–80.

7. Mirzadzhanzade A.K., Shakhverdiev A.Kh. Dinamicheskie protsessy v neftegazodobyche. Sistemnyy analiz, diagnoz, prognoz. – M.: Nauka, 1997. – 254 s.

8. Vozmozhnosti geokhimicheskikh i geodinamicheskikh issledovaniy pri poiskakh mestorozhdeniy nefti i gaza / I.F. Myasnikov, V.V. Yugin, I.S. Murtaev, V.G. Savin // Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga. – 2007.

9. Opyt ispol'zovaniya gazolitogeokhimicheskikh issledovaniy v usloviyakh Zapadnoy Sibiri / I.F. Myasnikov, A.M. Ogurtsov, I.S. Murtaev, V.G. Savin // Sb. dokl. "Sovremennye geofizicheskie tekhnologii v OAO "Khantymansiyskgeofizika" i perspektivy ikh ispol'zovaniya dlya povysheniya effektivnosti poiskov, razvedki i razrabotki mestorozhdeniy nefti i gaza". – Khanty-Mansiysk, 30 maya–2 iyunya 2007 g.

10. Zakonomernosti izmeneniya uglevodorodnogo sostava flyuidov mestorozhdeniya Medvezh'e / N.M. Parfenova, L.S. Kosyakova, V.Yu. Artem'ev, E.V. Grigor'ev, I.M. Shafiev // Gazovaya promyshlennost'. Spetsvypusk. – 2013. – № 696. – S. 37–44

11. Vybor informativnykh kriteriev pri poiskakh mestorozhdeniy gaza, gazokondensata i nefti / V.V. Cherepanov, S.N. Men'shikov, S.A. Varyagov, V.L. Bondarev, M.Yu. Mirotvorskiy // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – M.: OAO "VNIIOENG", 2012. – № 11.

12. Etiope G., Zhang W. Radon in geogas microbubbles: a new perspective of earthquake precursor // J. Earthquake Pred. Res. – 1985. – Vol. 7(3). – Pp. 382–390.

13. Gold T., Soter S. Fluid ascent through the solid litosphere and its relation to earth-quakes // Pure and Applied Geophysics. – 1985. – Vol. 122. – Pp. 492–530.

14. Putikov O.F., Wen B. Geoelectrochemistry and stream dispersion. In: M. Hale ed. Geochemical remote sensing of the subsurface. – Elsevier: Amsterdam, 2000. – Pp. 17-122.

15. Wang X., Xie X. Unconventional geochemical exploration for gold deposits // Acta Geologica Sinica. – 1996. – Vol. 9. – № 3. – Pp. 317–329.

ISSN 2413-5011

РГАСНТИ 38.53.38.57

ОАО "ВНИИОЭНГ"

Россия, 117420, г. Москва, ул. Наметкина, 14, корп. 2.

E-mail: vniioeng@vniioeng.ru
www. vniioeng.mcn.ru