

МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР

**Всесоюзный научно-исследовательский проектно-
конструкторский и технологический институт геологических,
геофизических и геохимических систем
(ВНИИгеоинформсистем)**

**НАЗЕМНЫЕ ГЕОХИМИЧЕСКИЕ
ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ ПОИСКАХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

Москва — 1987

МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР
МЕЖОТРАСЛЕВОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
КОМПЛЕКС "ГЕОС"

Всесоюзный научно-исследовательский
проектно-конструкторский
и технологический институт
геологических, геофизических
и геохимических информационных систем
(ВНИИГЕОИНФОРМСИСТЕМ)

НАЗЕМНЫЕ ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ
ПРИ ПОИСКАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА
(Сборник научных трудов)

Москва - 1987

НАЗЕМНЫЕ ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ ПОИСКАХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Наземные геохимические исследования при
поисках месторождений нефти и газа.

Сборник научных трудов. - М., ВНИИГео-
информсистем, 1987, с. 165.

Приведены новые результаты разработок в области использо-
вания наземных геохимических исследований при поисках место-
рождений нефти и газа. Рассмотрены вопросы организации этих
работ, теории и методики их проведения, экономической эффек-
тивности. Особое внимание уделено освещению возможностей ком-
плексирования различных методов и показателей.

Приведены новые материалы опытного опробования методов
при поисках месторождений нефти и газа в различных регионах
страны, даны рекомендации по практическому их использованию.

Сборник рассчитан на широкий круг геологов производст-
венных и научно-исследовательских организаций, занимающихся
вопросами прогнозирования нефтегазоносности недр с помощью
геохимических методов и их комплексирования с другими геологи-
ческими видами работ.

Редакционная коллегия:

С.Л.Зубайраев (научный редактор), Е.В.Стадник (редактор,
ответственный за выпуск), Г.А.Юрин, Л.Г.Комогорова,
С.М.Островский, И.Е.Колико, Л.П.Левчик (редактор)

© Всесоюзный научно-исследовательский
проектно-конструкторский и техноло-
гический институт геологических, гео-
физических и геохимических систем
(ВНИИГеоинформсистем), 1987г.

1. ОРГАНИЗАЦИЯ, ТЕОРИЯ И МЕТОДИКА

УДК 550.84:553.98

С.М.Островский, В.И.Ручнов,
Е.В.Стадник

НАЗЕМНЫЕ ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В КОМПЛЕКСЕ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

К наземным исследованиям относятся методы и технологии
изучения геохимического поля в водах и отложениях верхней гео-
химической зоны, а также в приземной атмосфере и фитосфере.
В настоящее время геохимические методы применяются в комплексе
с наземными, дистанционными и глубинными геолого-геофизичес-
кими исследованиями для решения задач стадий прогноза нефтегазо-
носности и оценки зон регионального этапа и стадии выявления
и подготовки объектов к поисковому бурению поискового этапа
геологоразведочных работ (ГРП) на нефть и газ (таблица).

Конечными целями геохимических исследований в комплексе
с другими методами согласно Положению [4] являются выбор объек-
тов и определение очередности последующих работ. Ориентирующи-
ми целями служат:

на стадии прогноза нефтегазоносности - выявление нефте-
газоперспективных зон;

на стадии оценки зон - выделение перспективных районов;

на поисковом этапе - выделение нефтегазоперспективных пло-
щадей и подготовка площадей к поисковому бурению на соответст-
вующих подстадиях первой стадии.

Задачи наземных геохимических исследований следующие: вы-
деление аномальных геохимических полей соответствующего масшта-
ба - региональных, зональных и локальных [1]; выявление зако-
номерностей пространственного изменения геохимических полей.

Таблица

Место наземных геохимических исследований в геологоразведочном процессе на нефть и газ

Характеристика геохимических исследований	Этапы, стадии и подстадии геологоразведочных работ на нефть и газ			
	стадия прогноза нефтегазоносности	стадия оценки зон нефтегазонакопления	стадия выявления и подготовки объектов к поисковому бурению	
			подстадия выявления объектов	подстадия подготовки объектов
I	2	3	4	5
Вид	Региональные		Прогнозно-рекогносцировочные	Поисково-оценочные
Задачи	1. Выделение региональных геохимических аномалий. 2. Выявление закономерностей изменения геохимических полей в разрезе. 3. Разбраковка зон с геохимическими аномалиями	1. Выделение зональных геохимических аномалий. 2. Выявление закономерностей изменения геохимических полей в плане и разрезе. 3. Разбраковка районов с геохимическими аномалиями по степени нефтегазоперспективности	1. Выделение локальных геохимических аномалий. 2. Оценка генетической природы аномалий. 3. Разбраковка площадей с геохимическими аномалиями	1. Детализация выявленных аномалий. 2. Выделение геохимических аномалий в пределах ловушек. 3. Оценка генетической природы аномалий. 4. Разбраковка подготовленных площадей с геохимическими аномалиями

Продолжение таблицы

I	2	3	4	5
Объекты:				
в плане	Осадочные бассейны и их части (крупные геотектонические элементы)	Зоны нефтегазонакопления, перспективные зоны	Районы с установленной или возможной нефтегазоносностью	Выявленные перспективные ловушки (структуры, объекты АТЗ или геохимические аномалии)
в разрезе	Весь осадочный разрез или вскрытая бурением часть. Приповерхностная часть литосферы, гидросферы, биосферы. Часть атмосферы, доступная аэрокосмическим средствам		Отложения и воды верхней геохимической зоны. Приземная атмосфера и биосфера	Опорные геохимические горизонты в нижней геохимической зоне или вся вскрытая часть разреза
Методы исследований:				
основные	Наземные и аэро-газогеохимические, наземные и скважинные литогеохимические, битуминологические, гидрогеохимические, наземные микробиологические		Гидрогазогеохимические и литогазогеохимические, микробиологические	Газогеохимические, литогеохимические, битуминологические, гидрогеохимические
вспомогательные	Космогеохимические, фитогеохимические, скважинные и наземные изотопно-геохимические		Битуминологические, изотопногеохимические; фитогеохимические	Гидрогеохимические, изотопногеохимические
Масштаб исследований	I: 1000000, I: 500000	I: 200000	I: 100000	I: 50000

Продолжение таблицы

I	2	3	4	5
Вид сети наземных пунктов опробования. Отдельные опорные скважины	Неравномерная сеть наземных пунктов опробования. Отдельные опорные скважины	Различные сети профилей наземных пунктов опробования (колодцев, шурфов и других)	Равномерная сеть наземных пунктов опробования или неглубоких (100-200 м) скважин различного назначения. Профили глубоких скважин	Равномерная сеть геохимических, структурных и других скважин. Отдельные параметрические скважины
Плотность сети опробования (пункт/км ²)	> 0,1	0,1 - 0,3	0,3 - 1,0	1,0 - 2,5
Число точек на пункт	1 - 2	2 - 5	2 - 5 (в наземных пунктах) 10-50 (в скважинах) 1/3 - 1/5 м	10 - 50
Проба/интервал глубин. Обязательные итоговые документы	1/10 - 1/20 м	1/5 - 1/10 м		1/1 - 1/5 м

1. Отчеты о геохимических результатах с рекомендациями по направлению дальнейших работ

2. Прогнозно-геохимическая карта М 1:1000000.
3. Геохимические разрезы опорных и параметрических скважин.
4. Сводные и опорные геолого-геохимические разрезы по крупным геотектоническим элементам осадочных бассейнов.

2. Прогнозно-геохимическая карта М 1:200000.
3. Геохимические разрезы по профилям неглубоких скважин.
4. Уточненные геолого-геохимические разрезы глубоких скважин.
5. Информационная карта выявленных перспективных площадей с геохимическими аномалиями.

2. Прогнозно-геохимические карты М 1:100000 по опорным горизонтам
3. Геолого-геохимические разрезы
4. Паспорта подготовленных к поисковому бурению площадей с геохимическими аномалиями
5. Акт передачи площадей с геохимическими аномалиями в бурение

На поисковом этапе, кроме перечисленных, одной из основных задач в комплексе с глубинными методами является оценка генетической природы геохимических аномалий.

Объектами исследований в разрезе служат верхняя геохимическая зона, а в случае неглубокого расположения - региональный водоупор и часть нижней геохимической зоны. Тип объектов в плане представлен в таблице.

Основными методами исследований являются газогеохимические, гидрогазобиохимические и литогеохимические исследования проб газа, воды, почвы, осадков, коренных пород в обнажениях, шнековых и других неглубоких скважинах (до 200 м), в том числе пробуренных буровым комплексом с гидротранспортом керна (КТК-100).

В качестве вспомогательных могут использоваться битуминологические, фитогеохимические, изотопно-геохимические методы. Наибольшее развитие получил газогеохимический метод, для которого имеется современное техническое обеспечение дегазации и анализа проб, а также метрологическое и математическое обеспечение [2].

В процессе ГРП наземные геохимические методы используются в трех формах: попутно с геологическим картированием и геофизическими съемками; в комплексе с разноуровневыми геолого-геофизическими нефтегазопроисковыми работами; самостоятельно в виде гидрогазобиохимических и литогазогеохимических съемок различного масштаба. В настоящее время распространена в основном последняя форма применения. С учетом состояния технической оснащенности геохимических исследований и геолого-экономической ситуации в ряде нефтегазоперспективных регионов в ближайшие годы, вероятно, более важная роль будет отводиться первой форме, а в дальнейшем, по мере создания новой полевой аппаратуры и развития геохимической службы в стране, преимущество должны получить комплексные геотехнологии (вторая форма).

По результатам работ, выполненных в разных регионах страны, выявлена необходимость совершенствования методик и разработки оптимальных технологий исследований применительно к типовым геологическим обстановкам, то есть необходимость отказа от представления об универсальных комплексах методов и пока-

зателей. Эффективное сочетание разных модификаций методов, набор показателей и критериев выделения и оценки аномальных геохимических полей, глубина геохимического зондирования, масштаб исследований и плотность сети должны выбираться для каждого объекта с учетом геологического строения и ландшафтно-геохимических условий в процессе опытно-методических работ или по аналогии с более изученными объектами.

Современный технологический процесс геохимических исследований включает совокупность операций опробования (отбор проб, дегазацию, анализ и регистрацию данных), а также сбор, математическую обработку и комплексную геологическую интерпретацию информации для прогнозирования нефтегазоносности природных объектов в соответствии с регламентирующими требованиями [3]. Конечная цель геолого-математического анализа информации на всех стадиях и подстадиях регионального и поискового этапов ГРП – районирование геохимических полей.

Определены рациональная последовательность выполнения геохимических работ и правила перехода от одних видов исследований к другим, включая возможность прекращения работ на бесперспективных объектах. В отдельных случаях, при выявлении перспективных локальных геохимических аномалий уже на региональном этапе ГРП, допускается переход к поисково-оценочным исследованиям, минуя прогнозно-рекогносцировочные. Предусматривается также выполнение опытно-методических и ревизионных исследований на эталонных геологических объектах, включая режимные наблюдения. Эти исследования направлены на совершенствование комплекса геохимических методов и метрологический контроль производственных работ.

Небольшая глубина исследований (вплоть до дневной поверхности) обеспечивает экспрессность и сравнительно низкую стоимость работ при достаточно высокой надежности картирования геохимических аномалий. Для уверенной оценки генетической природы аномалий и разбраковки их по степени перспективности необходимо использовать теоретические модели массопереноса и эмпирические модели полей концентраций по аналогичным объектам, а также геолого-геохимические опорные разрезы по глубоким скважинам на исследуемом объекте или вблизи него. Для каждого района следует проводить корректировку типовых гео-

химических критериев в процессе опытно-методических работ. Совместный анализ большого числа признаков требует широкого применения методов многомерного статистического анализа, в частности реализованных в программах АСОД-ГТИГ для ЕС ЭВМ [3]. Особенно это актуально в связи с внедрением в производство КГК-100 с большой скоростью проходки и сплошным отбором керна (шлама).

Дальнейшее развитие технологии наземных геохимических исследований следует ориентировать на разработку и широкое промышленное внедрение оптимальных комплексов методов для типовых геолого-геохимических ситуаций и конкретных территорий, в первую очередь Восточной Сибири, Прикаспия, Средней Азии. Существенный вклад в повышение эффективности ГРП на нефть и газ в ближайшие 5-10 лет должны внести беспробоотборные (дистанционные) и автоматизированные (а в перспективе и автоматические) технологии комплексных геохимических и геофизических исследований. Особенно важным представляется совершенствование физико-химических основ методов, в частности прямых моделей, а также системного подхода к разработке и реализации геотехнологических процессов, включая организационные, экономические и экологические аспекты.

Список литературы

1. Геохимические методы поисков месторождений нефти и газа. Термины, определения и буквенные обозначения. ОСТ 41-06-236-84.-М., ВНИИГТ, 1985, 30с.
2. Отбор проб и анализ природных газов нефтегазоносных бассейнов (Под ред. И.С.Старобинца, М.К.Калинко) – М., "Недра", 1985, 239с.
3. Обработка и интерпретация геолого-геохимической информации при поисках залежей нефти и газа /В.А.Ванюшин и др.-М., "Недра", 1987.
4. Положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ.-М., ВНИГНИ, 1983.

НАЗЕМНЫЕ ГЕОХИМИЧЕСКИЕ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫЕ СЪЕМКИ

Наземные геохимические съемки (НГС) применяются в процессе проведения региональных и прогнозно-рекогносцировочных геохимических поисков месторождений нефти и газа в зоне свободного водогазообмена осадочного бассейна и в приземной атмосфере. При проведении съемок используются результаты аэрокосмических, геофизических и других геологических видов работ. По материалам съемок можно в сжатые сроки опознавать крупные регионы и территории и выделять в их пределах перспективные зоны или площади для проведения детальных работ, в том числе поисково-оценочных геохимических исследований, а в отдельных случаях – глубокого бурения [3, 10 и др.].

На основании данных, полученных в последние годы, особенно материалов натурных наблюдений, установлено, что формирование полей концентраций в области влияния залежей УВ происходит главным образом в результате фильтрационного массопереноса, при этом диффузия предшествует и сопутствует процессам фильтрации. Масштабы миграции УВ-флюидов из залежей представляются значительными, и миграция осуществляется в природных условиях в более короткие сроки, чем это предполагалось. Процессы энергомассопереноса развиваются во времени по законам периодических колебаний с максимумом интенсивности в период усиления сейсмоактивности территории [3 и др.]. Скорости миграции в верхней (ЗГЗ) зоне геохимического зондирования (в связи с изменением и разуплотнением породы, уменьшением давления и температуры и т.д.) будут возрастать. По-видимому, в верхней ЗГЗ процессы диффузии сменяются процессами фильтрации по принципу "бегущей волны", что свидетельствует о нелинейности процессов энергомассопереноса УВ-флюидов от залежей к дневной поверхности как по времени, так и по разрезу. Эти процессы усиливаются в верхних частях осадочных пород, особенно на границе "Земля – приземная атмосфера", то есть в зоне резкого изменения физико-химической обстановки. В связи с этим именно в приповерхностной зоне наиболее контрастно должны проявляться геохимические эффекты, обусловленные наличием на глубине залежей нефти и газа.

О непрерывности процессов субвертикальной миграции флюидов от залежей к дневной поверхности свидетельствует накопление УВ-газов в снежном покрове за короткий срок его существования на площадях известных месторождений, подземных газохранилищ (ПХГ) и перспективных участков [2, 7]. Установлено, что в приповерхностных отложениях, водах и приземной атмосфере ПХГ газогеохимические, гидрогеохимические, биогеохимические (бактериальные) и фитогеохимические аномалии формируются в течение 2–3 лет после закачки газа и ввода в эксплуатацию ПХГ. Из данных многолетних наблюдений [3, 10 и др.] следует, что практически над всеми месторождениями нефти и газа, особенно крупными, в том числе и в приповерхностных зонах, существуют аномальные поля с различными группами геохимических показателей. Например, аномалии "сквозного" типа в настоящее время установлены над месторождениями нефти и газа практически во всех ландшафтно-климатических и геолого-тектонических обстановках (Каражанбас и Каламкас на Бузачах, Северо-Варьеганское и Восточно-Тарасовское в Западной Сибири, Непско-Ботуобинское и Собинское в Восточной Сибири, Речицкое и Мормовичское в Белоруссии и др.). В ряде случаев газогеохимические аномалии отмечаются также в приземной атмосфере [2, 9 и др.]. Характерно, что аномальные поля выявляются на перспективных площадях до их разбуривания. Плотность УВ-потока над месторождениями нефти и газа примерно на порядок выше, чем за их пределами и на "пустых" площадях. Указанные факты в сочетании с данными моделирования являются доказательством непрерывности и масштабности миграции УВ из нефтегазоносных залежей путем сложного фильтрационно-диффузионного (в первую очередь фильтрационного) энергомассопереноса вплоть до дневной поверхности и далее в атмосферу. Образование в приповерхностных зонах геохимических аномалий сопровождается изменением физико-химической обстановки среды, вследствие чего происходит перераспределение элементов в системе "почва (порода) – вода – растения".

Таким образом, процессы субвертикальной миграции УВ из залежей нефти и газа вплоть до дневной поверхности и далее в атмосферу являются объективным фактом, поэтому правомерно применять НГС при прогнозировании нефтегазоносности недр. Однако выявляемые по результатам НГС геохимические аномалии нередко перекрывают площадь месторождения, иногда смещаются за его кон-

туры, не имеют строго локального характера, часто характеризуются кольцеобразным строением. В ряде случаев имеют место "ложные" аномалии, обусловленные сингентичным газообразованием. В пределах такого распределения геохимических аномалий трудно правильно выбрать место для заложения глубокой поисковой скважины, поэтому необходимо выполнение геохимических съемок с применением скважин специального бурения для определения природы выявленных аномалий, что регламентируется принятой в настоящее время технологией проведения геохимических нефтегазописковых работ [3,11 и др.].

Наземные геохимические съемки проводятся по литосфере, гидросфере, фитосфере и атмосфере (рисунок) с использованием результатов дешифрирования космофотоснимков (КФС), геофизических данных и другой геологической информации. Эти виды исследований являются составной частью технологической на нефть и газ системы "Космос - Воздух - Земля (вода) - Скважина" [1,12 и др.].

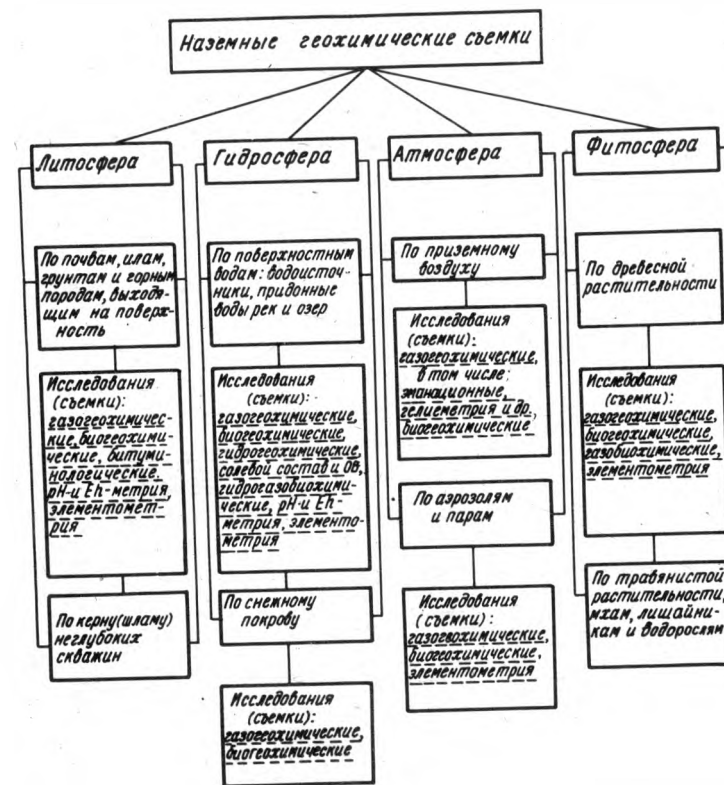
Геохимическое зондирование по литосфере осуществляется в двух вариантах: по почвам, грунтам, илам и горным породам, выходящим на поверхность, и по керну или шламу неглубоких (до 20-30м) скважин. Эти исследования включают газогеохимические, биогеохимические, битуминологические и физико-химические (рН и Eh -метрия, спектральный состав или элементометрия) исследования (съемки), которые обычно выполняются комплексно.

Геохимическое зондирование по гидросфере включает исследования поверхностных и приповерхностных вод (водоисточники, придонные воды рек, озер и др.), а также снежного покрова и льда. В водах выполняются газогеохимические, биогеохимические, гидрогеохимические (включая солевой состав и ОБ) и физико-химические (рН и Eh -метрия и элементометрия) исследования. По снежному покрову и льду проводятся газогеохимические и биогеохимические съемки. Представляется возможным комплексирование указанных съемок: в летний период выполняются съемки по водам, в зимний - по снежному покрову и льду.

Геохимическое зондирование по атмосфере включает исследования приземного воздуха и съемки по аэрозолям и парам воздуха. По приземному воздуху выполняются газогеохимические, в том числе гелиевые и ртутные, биогеохимические, аманационные (например по радону и торону) и другие виды геохимических съемок. В аэрозо-

лях и парах воздуха приземной атмосферы изучают газогеохимические и биогеохимические показатели, а также элементный состав.

Геохимическое зондирование по фитосфере осуществляется путем исследования древесной и травянистой растительности, а также мхов, лишайников, водорослей, которые подвергаются газогеохимическому, биогеохимическому и химическому (элементометрия) изучению.



Наземные геохимические нефтегазописковые съемки

Методические особенности проведения литогеохимических (по литосфере), гидрогазобиохимических (по гидросфере), атмогеохимических (по приземной атмосфере) и фитогеохимических (по фитосфере) наземных съемок рассмотрены в [2,4,6 и др.]. В процессе проведения наземных геохимических исследований на нефть и газ возникает необходимость как в комплексировании различных видов

геохимических съемок и методов, так и их сочетании с другими геолого-геофизическими видами работ. Как известно, попытки опосредовать территории или отдельные площади с использованием какого-либо одного метода обычно не приводят к положительным результатам. Принципы и особенности комплексирования различных съемок, методов и показателей освещались [3, 12 и др.].

В процессе проведения съемок по гидросфере возникает необходимость в комплексировании газогеохимических, гидрогеохимических и бактериальных групп показателей, связанная с условиями формирования геохимических аномалий в ЗГЗ. Углеводороды, поступающие в процессе миграции к дневной поверхности, могут быть частично или даже полностью уничтожены УВ-окисляющими группами бактерий. В результате в водах и породах образуются аномальные скопления микроорганизмов – бактериальный фильтр (эффект Могилевского). Биохимические процессы ассимиляции УВ, а также различные физико-химические превращения, происходящие в водонасыщенной среде, приводят к изменению состава вод, в частности к уменьшению сульфатов, повышению гидрокарбонатов и т.д. Биохимическая деятельность микроорганизмов может значительно изменить форму геохимических аномалий, а также количество и соотношение УВ-компонентов, в том числе и изотопный состав углерода. Восходящий поток флюидов над месторождениями ведет к обогащению вод такими компонентами, как общий углерод, бензол, толуол, фенолы, аммоний, иод, фосфор и др., которые несут информацию о наличии залежей нефти и газа на глубине. В результате этих процессов в водах и породах формируются различного рода газобиохимические аномалии. Особенно контрастно указанные процессы протекают в верхних зонах осадочного чехла. Причем количественная оценка аномалий определяется суммарным эффектом изменения газогеохимической, гидрогеохимической и бактериальной групп показателей, что свидетельствует об их взаимосвязи. Так, биохимическое окисление УВ в водах, приводящее к их уменьшению, а в ряде случаев и к полному уничтожению, влечет за собой возрастание бактериальной составляющей при одновременном изменении химического состава вод (например уменьшение сульфатов, увеличение гидрокарбонатов и общего количества углерода). Необходимость комплексирования газогеохимических и бактериальных показателей возникает также в процессе проведения газобиохимических съемок по приземному воздуху, снежному покрову и керну (шламу) скважин, что также обусловлено образованием бактериального фильтра, который приводит к снижению УВ-составляющей.

При использовании съемок по растительному покрову следует комплексировать фитогеохимические показатели с литогеохимическими и гидрогазогеохимическими, так как единство и взаимообусловленность газового, гидрохимического, бактериального и литохимического состава приповерхностной зоны формирует элементный и газовый состав растительного покрова. Заложенное в самой основе живой растительности противоречие между стремлением к сохранению эволюционно закрепленных видовых свойств (формирование фона) и необходимостью приспособления к окружающей обстановке (формирование аномалий) позволяет использовать растительный покров для выявления зоны влияния залежей УВ. По материалам фитогеохимических исследований, выполненных более чем на 20 площадях [6, 13 и др.], выявлена повышенная "металлизация" растений в аномальных зонах над залежами УВ. Это явление (геохимический стресс или металлиндуцированный сдвиг) приводит к формированию фитогеохимических аномалий, оптические (спектральные) свойства которых могут отмечаться в виде фототональных (по светлomu фону) аномалий на КФС, заснятых в зонах спектра с длиной волны 0,6–0,7 мкм (зоне главной полосы поглощения хлорофиллом). Подобное повышение отражательной способности растительного покрова в видимой области спектра, в значительной степени обусловленное накоплением в фотосинтезирующих органах тяжелых металлов и фосфора и уменьшением содержания магния, что характерно для фитогеохимических аномалий в зоне влияния УВ-потока, позволяет рассматривать фитосферу как передаточное звено в системе "Земля – Космос".

В настоящее время НГС в комплексе с другими видами нефтегазопроисловых работ прошли успешное опробование в различных ландшафтно-климатических и геологических регионах нашей страны и за рубежом. Результаты НГС в ряде случаев способствовали открытию новых месторождений нефти и газа [3, 4, 5, 8, 10, 13], что свидетельствует об эффективности использования этого вида съемок в процессе проведения геологоразведочных работ на нефть и газ. Большое значение НГС имеют при исследованиях, проводимых на подземных газохранилищах с целью выявления и локализации подземных утечек газа. Эти виды работ применяются также при решении вопросов охраны окружающей среды (обнаружение участков, загрязненных УВ, их оконтуривание, мероприятия по снижению концентрации УВ и др.).

С целью совершенствования НГС и внедрения их в практику геологоразведочных работ на нефть и газ необходимо:

- продолжить методические разработки по совершенствованию известных и новых экспрессных видов геохимических съемок; по результатам специальных заверочных наземных и дистанционных измерений на эталонных участках разработать методику геохимического индикационного дешифрирования объектов по КФС; для обеспечения совместимости наземной, самолетной и спутниковой информации обеспечить синхронность работ и оперативность связи, метрологическое единство измерений, сопоставимость масштабов и разрешающей их способности;
 - определить место и значение НГС в нефтегазопроисковой системе "Космос - Воздух - Земля (вода) - Скважина", сосредоточив их проведение на одних и тех же площадях - опытных регионах (полигонах);
 - разработать принципы комплексирования НГС с различными видами дистанционных, геофизических и других геологических видов исследований;
 - установить оптимальные комплексы геохимических нефтегазопроисковых показателей для различных геолого-гидрогеохимических и ландшафтно-климатических обстановок;
 - разработать методику районирования крупных территорий по условиям применимости различных модификаций НГС, провести такое районирование для основных нефтегазоперспективных регионов;
 - усилить разработки в области создания и совершенствования технологических комплексов полевой геохимической аппаратуры; для повышения производительности и надежности нефтегазопроисковых работ в системе "Космос - Воздух - Земля - Скважина" создать автоматизированный информационно-измерительный полевой комплекс (робот-лаборатория) многоцелевого назначения.
- Внедрение НГС в практику прогнозирования нефтегазоносности недр позволит сократить непроизводительные работы (геофизические исследования, бурение и др.) и будет способствовать открытию новых месторождений нефти и газа.

Список литературы

1. Габриэлянц Г.А., Карус Е.В., Кузнецов О.Л. Геофизика и геохимия при поисках и разведке месторождений нефти и газа. Труды 27 Международного геологического конгресса. Том 2. Энергетические ресурсы мира. - М., "Наука", 1984, с.110-129.

2. Газобактериальная съемка по снежному покрову и приземному воздуху (инструктивные указания). - М., ВНИИГТ, 1981, 36с.

3. Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений/ О.В.Барташевич, Л.М.Зорькин, С.Л.Зубайраев и др. - М., "Недра", 1980.

4. Гидрогазобиохимическая съемка по придонным водам речных систем (на примере бассейна р.Нижняя Гунгуска)/Е.В.Стадник, Г.А.Юрин, Т.Н.Бабинцева и др. - Экспресс-информация ВИАМС, сер. Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. - М., вып.2, 1979, с.8-18.

5. Комплекс геохимических работ при рекогносцировочных поисках нефти и газа. Экспресс-информация ВИАМС, сер. Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. - М., вып.1, 1981, с.1-9. Авт.: Е.В.Стадник, Г.А.Юрин, О.В.Белова и др.

6. Методические рекомендации по применению фитогеохимической съемки при работах на нефть и газ. - М., ВНИИГТ, 1982, 29с.

7. Нефтегазопроисковая газобиохимическая съемка по снежному покрову/ Е.В.Стадник, Г.А.Могилевский, В.М.Богданова и др. - Изв.ВУЗов, сер. Геология и разведка, 1978, № 3, с.81-92.

8. Региональные и прогнозно-рекогносцировочные геохимические поиски нефти и газа на западе Сибирской платформы/ Т.Н.Бабинцева, Л.М.Зорькин, С.Л.Зубайраев и др. - Обзор ВИАМС, сер. Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. - М., 1981, 48с.

9. Склярёнок И.Я., Стадник Е.В., Гулиев И.С. Особенности распределения метана в атмосфере над зонами нефтегазоаккумуляции. Обзорная информация, серия: Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. - М., ВНИИЭНГ, 1984, вып.4, с.13-15.

10. Стадник Е.В. Новые прямые методы геохимических поисков нефти и газа. Обзорная информация, серия: Нефтегазовая геология и геофизика. - М., ВНИИЭНГ, 1984, 52с.

11. Петухов А.В., Ванюшин В.А., Сиротюк В.А. Комплексный анализ данных геохимических поисков месторождений нефти и газа. - М., "Недра", 1981, 262с.

12. Физико-химические основы прямых поисков залежей нефти и газа/О.Л.Кузнецов, А.В.Петухов, Л.М.Зорькин и др. - М., "Недра", 1985, 336с.

13. Фитогеохимический метод поисков месторождений нефти и газа/ Е.В.Стадник, Л.Г.Комогорова, Г.А.Юрин и др. - Сб.Методы нефтегазопроисковой геохимии. - М., ВНИИГТ, 1982, с.12-26.

II. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРОБОВАНИЯ МЕТОДОВ И ТЕХНОЛОГИЙ

УДК 553.98

В.В.Бабаев, В.С.Келеберда

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-МЕТОДИЧЕСКИХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ СЪЕМОК В ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ (ДДВ)

Результаты ряда исследований свидетельствуют о том, что мигрирующие газы достигают покровных отложений и переходят в атмосферу, образуя над дегазирующими участками поверхности земли устойчивые в пространстве и времени углеводородные газовые аномалии [2,3].

На основе этих представлений получило развитие новое направление прямых геохимических поисков скоплений углеводородов, связанное с дистанционными измерениями их концентрации в атмосфере.

В настоящее время разрабатывается газоаналитическая техника, предназначенная для установки на борту летательных аппаратов. Работа аппаратуры основана на принципе регистрации светового сигнала, формируемого взаимодействием лазерного луча с исследуемой газовой средой. Лазерные газоанализаторы исключительно мобильны, характеризуются высокой производительностью, удовлетворительной точностью измерений (относительная погрешность не превышает 5%) и высокой чувствительностью ($\sim 1 \cdot 10^{-6}\%$ объемн. по метану). Результаты исследований, проведенных лазерными газоанализаторами, могут комплексироваться с данными различных видов дистанционной съемки (фотографической, магнитной, радиометрической, тепловой).

На путях миграции газов из залежи наряду с образованием углеводородных аномалий формируется специфическая геохимическая обстановка, которая проявляется на поверхности земли и в атмосфере рядом аномалийных эффектов, косвенно указывающих на наличие залежи на глубине. К таким эффектам следует отнести: изменение химической характеристики покровных отложений и окраски растительности, возникновение радиометрических или различных эпигенетических аномалий в магнитном поле земли. Указанные аномалии устанавливаются по материалам аэрокосмических съемок. Однако из-за полигенности геохимических аномалий в литосфере и атмосфере затрудняется однозначная интерпретация выявляемых геохимических аномалий и требуется как постановка специальных исследований, направленных на выяснение информативности различных гео-

химических показателей в каждом конкретном регионе, так и проведение сопоставительного анализа результатов различных видов съемки в атмосфере, на поверхности земли и в литосфере.

Для выявления поисково-информативных геохимических показателей, а также изучения возможности разработки дистанционных методов поиска месторождений природного газа в юго-восточной части ДДВ проводились опытно-методические работы. Цель работ - изучение геохимического поля в атмосфере и приповерхностных отложениях над некоторыми геологическими объектами (глубинными разломами, газовым месторождением и "пустой" структурой). В частности, проводилась газовая съемка по профилям, секущим Котелевско-Коломакскую и Валковско-Ракитнянскую зоны разломов. Каждый из выбранных дизъюнктивов разделяет относительно приподнятый и опущенный блоки осадочной толщи. По сейсмическим данным они затухают в отложениях перми, а корнями уходят в кристаллический фундамент. В результате исследования состава приземного слоя атмосферы и подпочвенных газов в пределах указанных зон обнаружена дифференциация концентраций метана, этана, пропана и углекислого газа.

Геохимические профили достаточно четко фиксируют Котелевско-Коломакскую разломную зону повышенными концентрациями этана, метана и углекислого газа. Для этой зоны характерны скачкообразные изменения объемного содержания углеводородов и углекислого газа в воздухе и подпочвенном слое на фоне относительно равномерного их распределения за ее пределами. Следует также отметить, что ширина ослабленной зоны, связанной с Котелевско-Коломакским разломом, по данным геохимических съемок, выполненных на двух его участках, достигает 2 км (рис.1).

Для Валковско-Ракитнянской разломной зоны характерны рассмотренные выше закономерности с той лишь разницей, что участки нарушения однородности геохимического поля несколько смещены относительно вертикальной проекции разлома на земную поверхность.

В качестве объекта опытно-методических работ, проводимых для определения поисковой информативности геохимических методов, было выбрано Левенцовское газоконденсатное месторождение, расположенное в южной зоне краевых дислокаций Днепро-Донецкого грабена. Месторождение приурочено к структуре, свод которой изолирован от южного крыла двумя разрывными нарушениями, а северное крыло опущено по отношению к южному на 200 м. В разрезе карбона установлено пять газоносных горизонтов, из кото-

рых один расположен в нижней части башкирского яруса, а остальные — в отложениях серпуховского и визейского ярусов нижнего карбона.

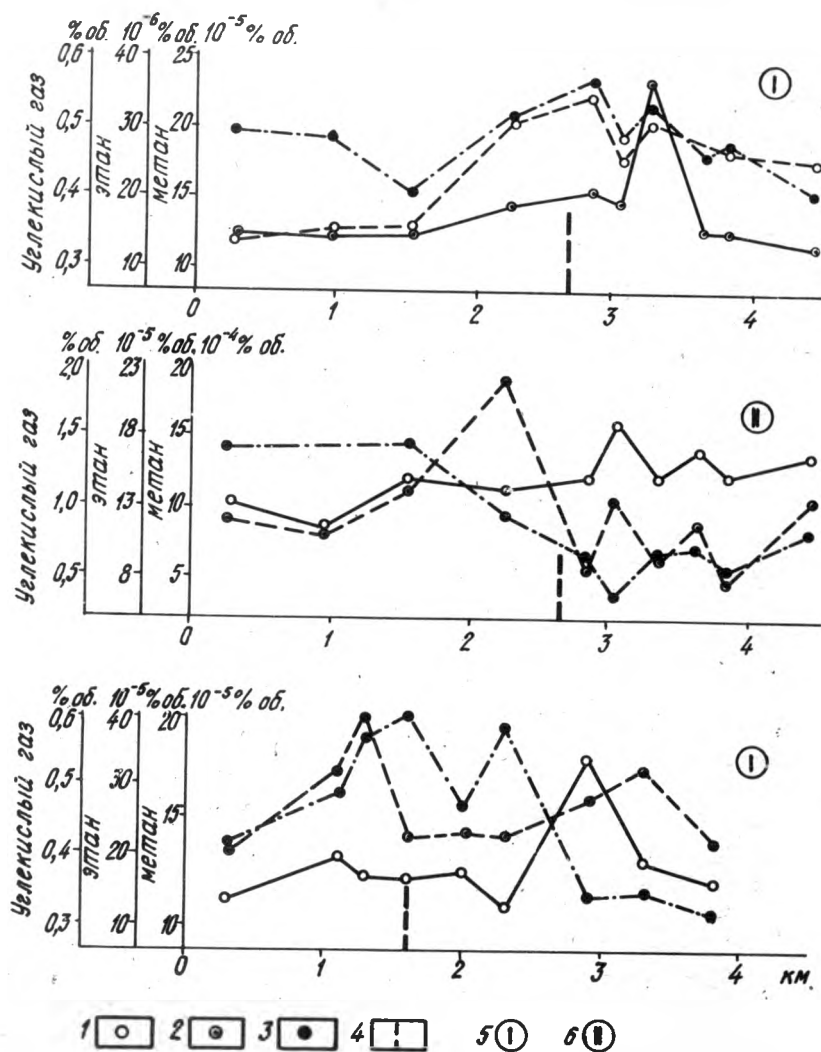


Рис. 1. Геохимические профили через Котелевско-Коломакскую разломную зону

1 — метан; 2 — этан; 3 — углекислый газ; 4 — осевая линия разломной зоны; 5 — атмосферный воздух; 6 — подпочвенный газ

Левенцовское месторождение длительное время находится в консервации, все скважины герметичны и заполнены специальными жидкостями. Все это в значительной степени исключает возможность перетоков газообразных флюидов к поверхности и создание повышенных техногенных концентраций углеводородов.

На территории месторождения проведены газовая, микробиологическая и почвенно-геохимическая съемки, по результатам которых установлено, что наиболее проницаемые участки покрывающей месторождение толщи расположены на своде и южном крыле складки вблизи краевых нарушений. Северное крыло и примыкающая к нему часть свода структуры по этим данным характеризуются минимальными или нулевыми значениями геохимических параметров, а присоборовая территория — их повсеместным распространением со значениями, достигающими $5,7 \cdot 10^{-4}$ об. для этана и $1,3 \cdot 10^{-4}$ об. для пропана (рис. 2).

По результатам микробиологической и атмосферной газовой съемки выявлены аномалии, приуроченные к приразломной зоне и своду поднятия. Дисперсия аномалий по углекислому газу выходит за пределы месторождения во всех направлениях.

По результатам выполненных на месторождении геохимических исследований можно сделать вывод о том, что в пределах юго-восточной части ДДВ эпигенетические потоки газа движутся к дневной поверхности по наиболее проницаемым зонам и достигают покровных отложений и атмосферы. В исследованных слоях они образуют устойчивые во времени геохимические аномалии как по углеводородным газам, так и по продуктам их биологической и химической переработки.

Для сопоставительного анализа геохимических полей различных геологических объектов в качестве "пустой" структуры (как альтернативы для Левенцовского месторождения) была выбрана Кобзевская, представляющая собой брахиантиклинальную складку размером 6х3 км с амплитудой 100 м. Южное крыло и восточную периклиналь складки, по данным сейсморазведки, пересекает тектоническое нарушение с амплитудой 50 м.

Кобзевская структура в 1964 г. выведена из разведочного бурения с отрицательными результатами. Во вскрытом разрезе отложений нижней перми, араукаритской и авиловской свит верхнего карбона, газоносных на Кегичевском и Сосновском месторождениях, залежи газа не обнаружены.

Изученный по новым бурением разрез отложений нижней перми, верхнего карбона и верхнего среднего карбона характеризует-

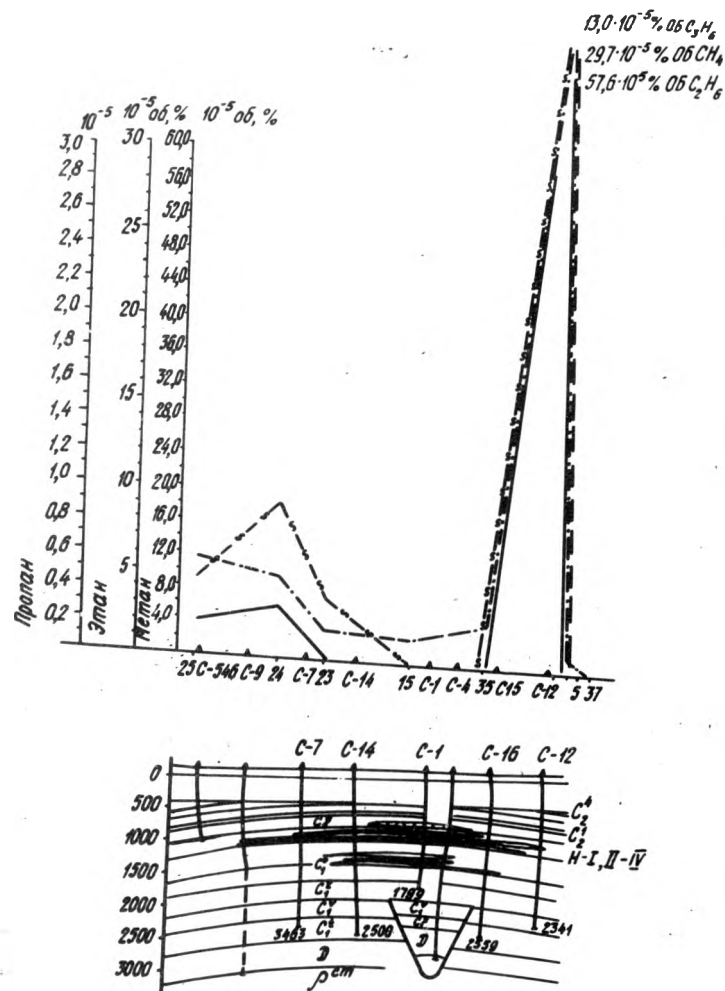


Рис.2. Геолого-геохимический разрез Левенцовского газового месторождения

- ▲ - скважина и ее номер;
- — — — — график изменения содержания метана;
- - - - - график изменения содержания этана;
- — — — — график изменения содержания пропана;
- газ - газовая залежь

ся как уплотненный с редкими прослоями слабогазоносных или водонасыщенных песчаников и алевролитов, из которых при опробовании были получены слабые притоки газа.

На изученной площади установлено наличие рассеянных углеводородных газов (метана и этана) в атмосфере и подпочвенном слое. Следы пропана обнаружены лишь в отдельных пробах. Содержание метана в шпуровом газе от пробы к пробе колеблется в интервале $2 \cdot 10^{-5}$ - $12 \cdot 10^{-5}$ % объемн., а в атмосфере - $2 \cdot 10^{-5}$ - $19 \cdot 10^{-5}$ % объемн. Соответствующие величины для этана составляют $1 \cdot 10^{-5}$ - $9,7 \cdot 10^{-5}$ % объемн. и $1 \cdot 10^{-5}$ - $7 \cdot 10^{-5}$ % объемн.

Особенность геохимического поля "пустой" Кобзевской структуры - отсутствие закономерной площадной контрастности по всем исследованным геохимическим параметрам.

Выполненные геохимические исследования позволяют сделать вывод о том, что зоны повышенной проницаемости, приуроченные к дизъюнктивным дислокациям гипергенной оболочки в пределах юго-востока ДДВ, отражаются аномальными значениями параметров геохимического поля в приповерхностных отложениях и атмосфере. Эти исследования свидетельствуют также о возможности прогнозирования наличия или отсутствия скоплений углеводородов в сводах брахиантиклиналей, а также возможности трассировать установленные на основе анализа материалов аэрокосмоснимков (АКС) дизъюнктивы, уточнять их ширину и местоположение в них наиболее проницаемых участков.

Список литературы

1. Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений. / О.В.Барташевич, Л.М.Зорькин, С.Л.Зубайраев и др. - М., "Недра", 1980.
2. Стадник Е.В. Новые прямые методы геохимических поисков нефти и газа. Обзорная информация, серия: Нефтегазовая геология и геофизика. - М., ВНИИОЭНГ, 1984, вып.7(66).
3. Скляренко И.Я. Самолетные измерения концентраций метана над нефтегазоносными районами. - Сб. Газогеохимические методы поисков полезных ископаемых в Южно-Каспийской впадине и обрамляющих горных системах. - Баку, 1979.

КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ НАЗЕМНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ПОИСКАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА НА СЕВЕРЕ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

В течение последних двух-трех лет в пределах северной прибортовой зоны Прикаспийской впадины выполнен большой объем наземных опытно-методических геохимических исследований с широким использованием космической и геолого-геофизической информации^{*)}. В процессе исследований особое внимание уделялось работам, проводимым на эталонных и перспективных площадях (Оренбургской, Карачаганакской, Нагумановской, Дивнопольской и Куралинской).

Комплекс наземных геохимических съемок включал максимально возможный набор методов, который применяется в настоящее время при проведении ГПНГ.

В результате анализа подпочвенного воздуха в его составе выявлены легкие УВ (C_1-C_4) и углеводородные газы (H_2 , He , O_2 , N_2 , CO_2). Углеводородные газы представлены в основном метаном. На Карачаганакском и Нагумановском месторождениях, а также на Дивнопольской площади в небольших количествах обнаружены тяжелые УВ. По фоновым значениям CH_4 выделяются три района: западный (площади Карачаганак, Привольная, Песчаная) - $0,06 \times 10^{-3} - 0,19 \times 10^{-3}\%$;

центральный (площади Изобильненская, Дивнопольская, Буранная, Казахстанская) - $0,15 \times 10^{-3} - 0,28 \times 10^{-3}\%$;

восточный (Соль-Илецкая, Нагумановская, Карасайская, Акобинская площади) - $0,17 \times 10^{-3} - 0,24 \times 10^{-3}\%$.

Аномалии выявлены по периферии как эталонных, так и перспективных площадей, иногда в сочетании с центральной аномалией или группой аномалий.

В процессе исследований изучались микроэлементы наиболее распространенных в регионе серебристой полыни и злаков.

По данным исследований, проводимых в разные сезоны в течение нескольких лет, установлено, что самыми устойчивыми содержаниями микроэлементов, за исключением свинца, по-видимому, имеющего антропогенные примеси, и некоторых редких земель из-за их низких фоновых концентраций, характеризуется полынь. На основании сравнения концентраций микроэлементов в полыни и злаках выявлено:

содержание молибдена, серебра, германия, циркония, стронция в полыни и злаках различается незначительно;

содержание меди, цинка, свинца, никеля, кобальта, хрома, ванадия, титана, олова, галлия, марганца, железа, лития в полыни в 1,5-2 раза выше чем в злаках;

значения бария в злаках в 1,5 раза выше чем в полыни.

В связи с этими факторами при опробовании предпочтение отдается полыни, и только при ее отсутствии, учитывая систематичность расхождений в концентрации микроэлементов, ее можно заменить злаками. Функциональной зависимости, если судить по коэффициентам корреляции, между содержаниями микроэлементов в злаках и полыни, с одной стороны, и в почвах - с другой, не обнаруживается, за исключением свинца и, по-видимому, стронция, имеющих техногенные примеси. Остальные связи низкие по абсолютным значениям, но положительные, что позволяет взаимно заменять средневзвешенные параметры полыни и злаков.

По связям с микроэлементами, например в полыни, метан подпочвы тяготеет к титану, меди, ванадию, марганцу и другим элементам в центре и по дальней периферии месторождений, по ближней периферии - к молибдену, барию, серебру, германию и др. В центре месторождения для метана характерна положительная связь с цинком, марганцем, железом, отрицательная - с германием, цирконием и др. В ближней периферийной зоне прочность связей возрастает - положительная с цинком, хромом, молибденом, никелем и др., отрицательная - с железом, марганцем, серебром и др. В дальней периферийной зоне связи ослабевают.

Результаты геогермических исследований на эталонных Карачаганакской и Нагумановской площадях показывают, что в контуре и по периферии месторождения отмечаются участки повышенных значений термоградиента, которые образуют:

краевой эффект, повторяющий контуры месторождения;

^{*)}В основном работы проводились ВНИИГТом (ныне ВНИИгеоинформ-систем) и ИГЭНПО "Нефтегеофизика".

дути, оконтуривающие Дивнопольскую площадь с севера, востока и юга, Привольно-Ашисайско-Озерковскую - с северо-запада, Куралинскую - с запада и востока.

В отдельных местах аномалии термоградиента трассируют прямолинейные или дуговые линейменты. Оконтуривающий эффект геотермических аномалий в основном согласуется с аналогичным очертанием других аномалий (по газовой съемке, микроэлементам почвы и растений).

Из приведенных материалов следует, что результаты комплексных наземных геохимических съемок в сочетании с геолого-геофизической и аэрокосмической информацией позволяют определить оптимальный комплекс поисковых методов и показателей и рекомендовать площади под дальнейшие геологоразведочные работы.

УДК 550.847:553.98

С.Е.Баканин, В.Г.Гацков, В.А.Тендряков,
П.Э.Горячев, А.М.Денисов, С.А.Хробостов

КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ДИСТАНЦИОННЫХ И ГАЗОБИОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТАХ НА ЮГЕ ПЕРМСКОГО ПРИКАМЬЯ

На Саранинской тектонической ступени в пределах Быско-Кунгурской впадины (рисунок), в зоне Кунгурской лесостепи и дерново-подзолистых почв в 1979-1982гг. выполнялись АКГИ, включавшие геологическое и структурное дешифрирование разномасштабных аэро- и космofотосъемок. Результаты АКГИ подтверждались структурно-геоморфологическими наземными исследованиями. Выявленные дистанционными методами морфоструктуры являются отражением глубинных ступенчато-блоковых структур рассматриваемой территории. Связь морфоструктур и погребенных структурных форм наиболее четко зафиксирована на Дороховской тектонической ступени, достаточно хорошо разбуренной и изученной с привлечением геологогеофизических методов. Юго-западное крыло этой ступени ограничено Дороховско-Урмантаусской линейной мобильной зоной, совпадающей с Сарсинской микродепрессией, выявленной по материалам аэрокосмогеологических исследований. На Каменском месторождении, которое разбуривалось с учетом рекомендаций АКГИ, подтверждено наличие тектонически экранированной ловушки, содержащей залежь нефти [1,2].

В дальнейшем в процессе опытно-методических работ, проводимых на Дороховском опорном полигоне (тематические исследования, АКГИ, геофизические работы, параметрическое бурение)

были подтверждены представления о ступенчато-блоковом строении палеозойских отложений рассматриваемой территории. Установлено несколько ступеней, разделенных линейными мобильными зонами (ЛМЗ), представляющими собой узкие (0,5-2 км) протяженные (40-80 км) структуры линейного типа, нередко осложненные продольными сбросами [2].

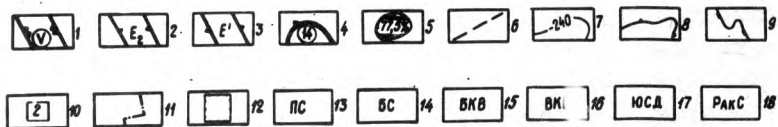
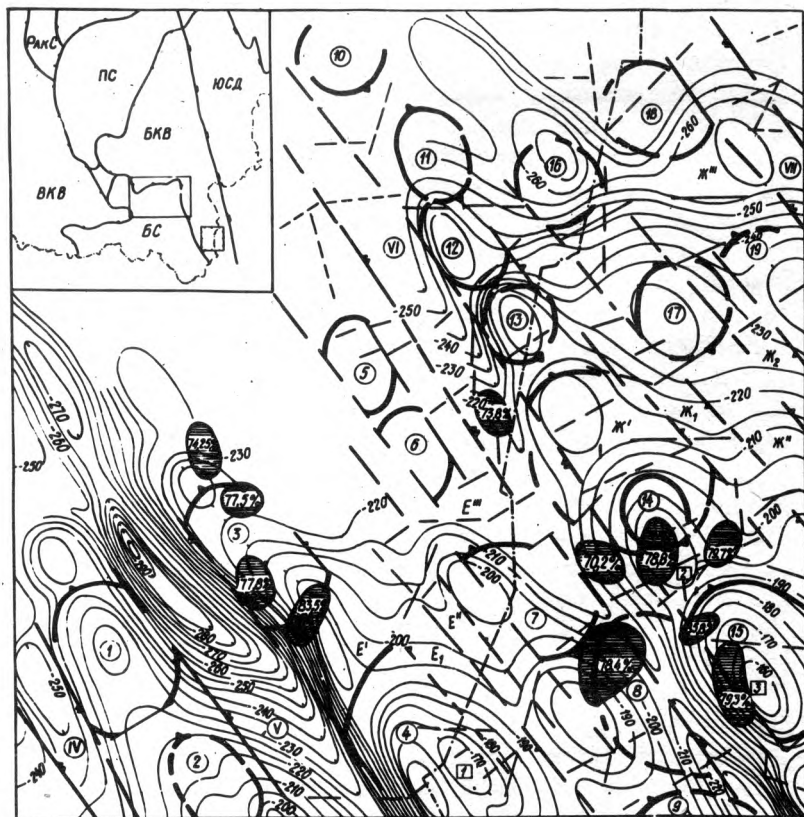
Рассмотренные представления приняты в качестве модели геологического строения Саранинской площади и взяты за основу при заложении профилей и шурфов, предназначенных для почвенной газобиохимической съемки. В процессе съемки в 408 шурфах (средняя глубина 0,5 м) были отобраны образцы почв на газовый, микробиологический и люминесцентно-битуминологический анализы в соответствии с методическими разработками ВНИИГТА [3,4].

По результатам газоаналитических определений абсолютное содержание УВГ, рассеянных в почвах, составляет микроколичества. Метан, его предельные и непредельные гомологи зафиксированы в большинстве исследованных проб (62,9%). Основным углеводородным компонентом десорбированных газов является метан, на долю которого в наиболее часто встречающихся случаях приходится 90-100%. Предельные углеводороды представлены в убывающем порядке этаном, пропаном, бутаном и крайне редко пентаном и гексаном. Из непредельных газов отмечены этилен, пропилен и бутилен.

В результате микробиологических исследований в почвенных образцах выявлены специфические бактерии, избирательно окисляющие метан, пропан и пентан, частота встречаемости которых составила соответственно 0,22; 0,3 и 0,34 при интенсивности развития 200-500 усл.ед.

По данным люминесцентно-битуминологического анализа в изученных образцах почв установлено низкое содержание хлороформенного битумоида А, лишь в единичных случаях (8 проб) достигающее 0,01-0,02%, следовательно возможность генерации сингенетичных УВГ маловероятна.

Обработка и интерпретация результатов газобиохимической съемки проводилась по вероятностно-статистической методике. При расчете эталонной модели аномалии "типа залежь" (АТЗ) использовались данные о характере распределения газовых и микробиологических параметров над внутриконтурными и законтур-



Результаты геобиохимических исследований на структурах, выявленных по материалам аэрокосмобиологических исследований:

I - микродепрессии, отражающие грабенообразные прогибы, разделяющие морфоструктурные зоны (тектонические ступени):

IV - Иренская; V - Сарсинская; VI - Тончакская; VII - Саранинская;

2 - микродепрессии, разделяющие цепочки локальных морфоструктур (цепочки локальных структур): E₁ - Тигинская; E₂ - Чадская; Ж₁ - Казанская; Ж₂ - Китнерякская;

3 - цепочки локальных морфоструктур: E^I - Западно-Дороховская; E^{II} - Центрально-Дороховская; E^{III} - Восточно-Дороховская; Ж^I - Западно-Алтыновская; Ж^{II} - Центрально-Алтыновская; Ж^{III} - Восточно-Алтыновская;

4 - локальные морфоструктуры: 1 - Сорокинская; 2 - Мавлякаевская; 3 - Южно-Каменская; 4 - Ярушинская; 5 - Верх-Токаревская; 6 - Северо-Романовская; 7 - Имантайская; 8 - Южно-Имантайская; 9 - Ломанская; 10 - Восточно-Пикановская; 11 - Верх-Сарсинская; 12 - Ненастьянская; 13 - Восточно-Тончакская; 14 - Верх-Сабардинская; 15 - Сабардинская; 16 - Казарменская; 17 - Южно-Чернореченская; 18 - Северо-Чернореченская; 19 - Западно-Пудлинговская;

5 - АТЗ по комплексу газобиохимических показателей; 77,5 - вероятность АТЗ, %; 6 - линеаменты; 7 - стратоизогипсы репера "НГК"; 8 - границы крупных структур; 9 - границы Предуральского краевого прогиба; 10 - поднятия по реперу "НГК": [1] - Ярушинское, [2] - Верх-Сабардинское, [3] - Сабардинское; 11 - граница Пермской области; 12 - Саранинская площадь; 13 - Пермский свод; 14 - Башкирский свод; 15 - Бымско-Кунгурская впадина; 16 - Верхнекамская впадина; 17 - Дрюзано-Сылвенская депрессия; 18 - Ракшинская седловина

ными частями Каменского месторождения. Из расчетов следует:

большинство проб, отобранных в пределах контура нефтеносности, характеризуется достаточно высокой вероятностью комплексного параметра (в среднем 67%);

над южным куполом имеются три локализованных участка со значениями комплексного параметра 77,5–83,5%, за пределами непродуктивной зоны среднее значение этого параметра не превышает 36%.

На основе полученной вероятностно-статистической модели АТЗ по комплексу газобиохимических показателей была проведена оценка перспектив продуктивности Верх-Токаревской, Северо-Романовской, Восточно-Тончакской, Верх-Сабардинской и Южно-Имантайской морфоструктур, выявленных АКГИ. По результатам расчетов установлено, что наиболее перспективными для дальнейших поисковых работ являются Верх-Сабардинская и Южно-Имантайская морфоструктуры, по периферии которых выделены локальные АТЗ с вероятностью наличия 70,2–85,8%.

Характер пространственного расположения локальных АТЗ свидетельствует о том, что контроль нефтегазоносности в западной части Алтыновской ступени осуществляют Тончакская ЛМЗ (микродепрессия) и зона линеаментов северо-восточного простирания (см. рисунок).

Из приведенных материалов следует, что по результатам комплексирования АКГИ и газобиохимической съемки вероятность обнаружения залежей нефти на Сабардинской и Верх-Сабардинской структурах, подготовленных структурным бурением, достаточно высока. В связи с этим в комплекс поисково-разведочных работ, проводимых в данном регионе, целесообразно и в дальнейшем включать дистанционные и газобиохимические исследования.

Список литературы

1. Результаты комплексных аэрокосмогеологических и нефтегазописковых работ на территории Пермского Прикамья/ А.А.Аксенов, В.Г.Гацков, Ю.А.Дулепов, В.С.Курочкин, В.В.Макаловский - Геология нефти и газа, 1983, № II, с.1-7.

2. Усовершенствование методики картирования тектонически экранированных и комбинированных перспективных объектов (по результатам исследований на Дороховском полигоне)/ Ю.А.Дулепов, К.С.Шершневу, А.В.Никулин, С.И.Ваксман, С.М.Денисов, С.Н.Кала-

бин, Е.С.Килейко, В.Г.Козлов, В.В.Макаловский, Л.К.Орлов, В.И.Родионовский, В.Н.Рыбаков. - В кн.: Прогнозирование геологического разреза и поиски сложносекранированных ловушек. - М., "Наука", 1986.

3. Инструктивные указания по проведению газобиохимических поисковых работ на нефть и газ. - М., ОНТИ ВНИИГТ, 1974.

4. Методические рекомендации по геохимическим методам поисков месторождений нефти и газа. - М., ОНТИ ВНИИГТ, 1975.

УДК 553.98.041:550.84/477.8

И.И.Кришталь, Н.В.Кришталь

ПРИРОДА ГАЗОВЫХ АНОМАЛИЙ В ПРИПОВЕРХНОСТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ОТДЕЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БОРИСЛАВСКО-ПОКУТСКОЙ ЗОНЫ

Бориславско-Покутская зона состоит из ряда линейно вытянутых в Карпатском направлении складок. Флишевый комплекс пород мела и палеогена дислоцирован в крупные складки.

Сильная дислоцированность слагающих пород обуславливает свободную сообщаемость между собой водоносных горизонтов, что привело к возникновению в ряде мест своеобразной гидродинамической системы, в которой воды сходны по химическому составу и минерализации, независимо от приуроченности к ярусу складок или стратиграфическому комплексу.

К этой зоне приурочены крупные нефтяные и газовые месторождения, эксплуатация которых ведется более 100 лет. Многоярусное строение складок обусловило большой этаж нефтеносности (до 3000 м). Нефтегазоносными являются все горизонты - от пород вортыщенской свиты нижнего миоцена до отложений стрийской свиты верхнего мела. Разновозрастные нефтегазоносные горизонты вдоль Складчатых Карпат выходят под маломощный (1-26 м) покров четвертичных отложений. К северо-востоку, по мере перехода к Самборской зоне, нефтегазоносные отложения палеогена перекрываются мощной толщей молассового комплекса пород, осложненных соляной тектоникой.

Естественные и искусственно созданные дрены способствуют восходящему движению нефти и газа в приповерхностную зону. В ряде мест нефтяных и газовых месторождений на основании газометрических исследований, проведенных УкрНИГРИ, выявлены нефтегазовые проявления в виде выходов нефти на поверхность (Бориславское

Таблица I

месторождение); спонтанного выделения углеводородного газа (Битковское месторождение); скопления углеводородного газа в колодцах (Старосамборское месторождение); аномально высоких концентраций углеводородов в подпочвенном воздухе, породах, грунтовых водах.

Из данных, приведенных в табл. I, следует, что концентрация и состав газов, попутных нефтям, очень изменчивы даже в пределах одной нефтяной залежи. По мере уменьшения глубины залегания нефтяных залежей и увеличения степени нарушенности перекрывающих пород концентрация УВ-газов несколько уменьшается, увеличивается доля ТУ в их составе, что объясняется увеличением интенсивности дегазационных процессов в этом направлении.

Углеводородные газы приповерхностной зоны по усредненным данным существенно отличаются от газов, попутных нефтям. В газозоогазной смеси концентрация УВ понижается не только за счет разбавления атмосферным воздухом, но и вследствие расхода на различного вида процессы взаимодействия с породами и водами, а также жизнедеятельность бактерий и т.п., причем тяжелых УВ, которые участвуют в обменных реакциях и легко сорбируются породой, расходуется больше. Последнее подтверждается резким преобладанием ТУ над CH_4 в сорбированных породой газах.

Скопление УВ в наземных выработках (шахтах, колодцах, шурфах, подвалах и др.) является следствием проникновения их из различных источников и последующей дифференциации УВ-компонентов по молекулярному весу. Легкие УВ удаляются в атмосферу, тяжелые заполняют днище выработок.

Пути перемещения углеводородных газов из нефтяных залежей в приповерхностную зону служат тектонические нарушения и трещины, поровое пространство, а также дрены, созданные деятельностью человека (скважины, колодцы, шурфы и др.). Механизм перемещения УВ-газа зависит от сообщения залежей с поверхностными отложениями. По тектоническим нарушениям и трещинам, а также искусственно созданным дренам преобладает эффузионный, по порам – диффузионный способы перемещения УВ. Перемещаясь по различного вида каналам, УВ-газы взаимодействуют с вмещающими породами и водами, изменяя в различной степени свой первичный состав.

На основании обработки большого числа химических анализов (около 100 тыс.) подпочвенного воздуха методом вариационной статистики авторами статьи принята следующая градация концентрации

Усредненные значения концентрации УВ и их составляющих, определенные по пробам, отобранным из различных источников Бориславского нефтепромыслового района

Характер газа и место отбора проб	Интервал глубины отбора, м	Количество проб, шт.	Концентрация, объемн. %			ТУ $\frac{ТУ}{CH_4}$
			CH ₄	ТУ	УВ	
<u>Газы, попутные нефтям:</u>						
Бориславского поднадвига;	1800-2500	10	90,97	8,59	99,69	0,10
Бориславской глубинной складки;	300-500	42	76,45	19,31	98,46	0,27
Оровского и Берегового скиба	100-600	8	66,14	31,09	97,36	0,49
<u>Газовоздушная смесь:</u>						
приповерхностных отложений;	1,5	200	13,65	0,39	13,85	0,15
подвальных помещений;	1-2	50	0,04	0,05	0,80	1,04
канализационных колодцев;	2-3	22	2,15	1,19	3,04	1,23
озокеритовой шахты;	до 120	5	0,51	2,18	2,69	4,27
шурфов	4-6	2	0,16	0,18	0,35	4,20
<u>Газы, десорбированные из пород</u>						
	1-5	120	1,56	2,54	3,65	2,45
Водорастворенные газы	1-6	148	2,69	0,05	2,74	0,22

УВ в почвенном воздухе: фоновые – менее 0,001% объемн., повышенные – 0,001–0,9% объемн. и высокие (аномальные) – 1% объемн. и более [2]. Две последние градации характерны для приповерхностной зоны нефтяных и газовых месторождений исследуемого района. Однако над нефтегазовыми месторождениями встречаются фоновые концентрации УВ, как и газовые аномалии за их пределами. Это связано с влиянием различных поверхностных факторов и процессов (окислительно-восстановительных, выносом поверхностными и подземными водами, жизнедеятельностью бактерий, техногенным загрязнением и др.).

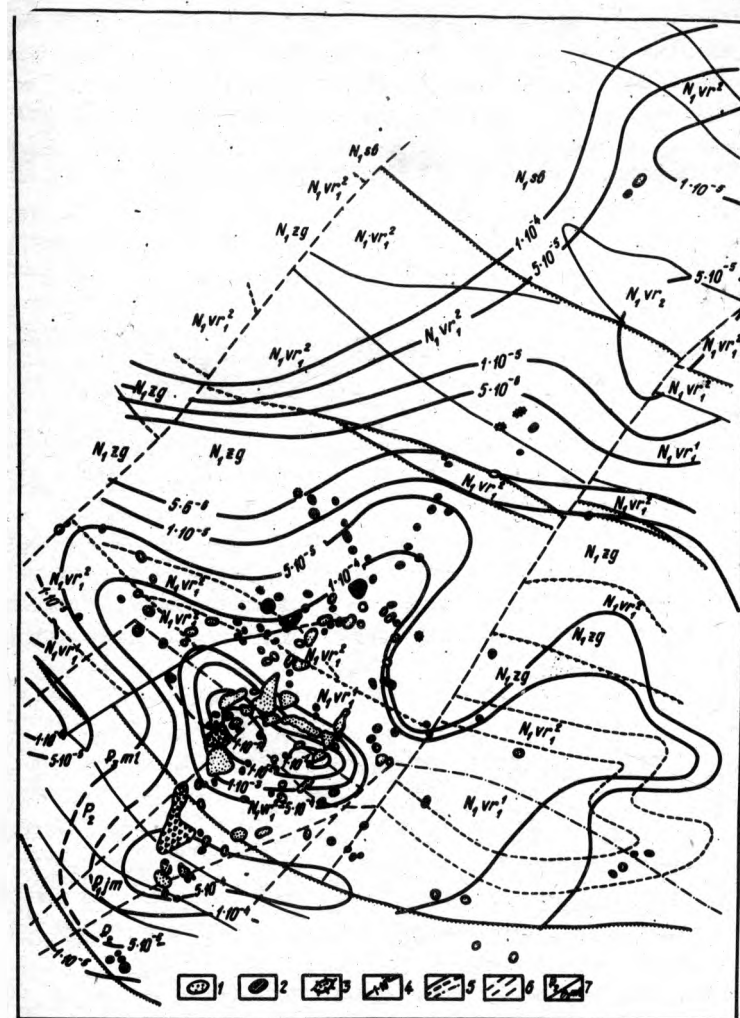
Распределение газовых аномалий с концентрацией УВ 1% объемн. и более, а также изолиний интенсивности газового потока в приповерхностных отложениях Бориславского нефтепромыслового района представлено на рисунке. Кроме известных Бориславского нефтяного и озокеритового месторождений, к этому району относятся неразведанные еще земли, прилегающие к Самборской зоне.

В наиболее нарушенной фронтальной части Бориславской глубинной складки, в приподнятом ее блоке, где под четвертичные отложения выходят нефтенасыщенные вортыщенские отложения, в почвенном воздухе содержится до 96% объемн. УВ. В составе УВ, кроме метана, присутствуют его гомологи C_2-C_6 . По соотношению TU/CH_4 , составляющему 0,01–0,5 (иногда больше 1), они близки к газам, попутным нефтям. Часто таким газам сопутствует He , концентрация которого достигает 0,05% объемн.

Интенсивность газового потока измеряется величиной $10^{-4} - 10^{-1} (м^3/м^2)/сут.$

Большая насыщенность углеводородами отмечается здесь в породах и водах. Суммарные удельные объемы УВ, десорбированные из пород, меняются в среднем от 0,001 до 93 $см^3/кгм$; в подземных водах – от 0,004 до 98,7 $см^3/дм^3$. В вертикальном разрезе эти значения чередуются (большая газонасыщенность водоупорных пород изменяется высоконасыщенными водами), что объясняется селективными особенностями пород и степенью растворимости УВ в грунтовых водах. Породами в большей степени сорбируются тяжелые углеводороды, в водорастворенное состояние переходят более легкие фракции. Соответственно соотношение TU/CH_4 в породах возрастает до 248, в водах не превышает 5,8 (среднее 0,1).

В пределах опущенных (относительно центрального) блоков газовые аномалии над нефтяным месторождением небольшие по раз-



Схематическая карта распределения различных по генезису газовых аномалий УВ в приповерхностных отложениях Бориславского нефтепромыслового района:

- 1 – нефтегенных; 2 – биогенных; 3 – техногенных;
- 4 – изолинии интенсивности газового потока, $(м^3/м^2)/сут.$;
- 5 – тектонические нарушения; 6 – нефтепроявления;
- 7 – линии и индексы стратиграфических подразделений

меру ($5-10 \text{ м}^2$) и неравномерно распространены по всей площади. В большинстве случаев они расположены вблизи эксплуатационных и ликвидированных нефтяных скважин и заброшенных шурфов.

Если суммарные концентрации УВ в различных средах образуют небольшие локализованные участки, расположенные на различных и достаточно больших расстояниях один от другого, то интенсивность газового потока объединяет их в большие площади, отражающие этаж нефтегазоносности глубокозалегающих продуктивных горизонтов. Линией изогаз $1 \times 10^{-4} (\text{м}^3/\text{м}^2)/\text{сут.}$ ограничивается фронтальная часть Бориславской глубинной складки и наиболее дислоцированная ее часть в приподнятом блоке, где нефтеносными являются все вскрытые горизонты – от ямненских песчаников нижнего палеогена до вортыщенских отложений нижнего неогена. По мере перехода к контуру нефтегазоносности и уменьшения количества нефтеносных горизонтов (до I–2) интенсивность газового потока понижается до $1 \times 10^{-5} (\text{м}^3/\text{м}^2)/\text{сут.}$ [1].

Такая закономерность распределения интенсивности газового потока наблюдается не только над крупными нефтяными (Бориславским) и нефтегазовыми (Битковским) месторождениями Бориславско-Покутской зоны, но и над небольшими нефтяными месторождениями Береговой и Оровской скиб (месторождения МЭП, Мириам) Складчатых Карпат.

За пределами Бориславского нефтяного и озокеритового месторождений суммарные объемы УВ как в породах, так и в водах снижаются до сотых и тысячных долей процентов, интенсивность газового потока уменьшается до $1 \times 10^{-6} (\text{м}^3/\text{м}^2)/\text{сут.}$ Иногда встречаются небольшие по размерам газовые аномалии УВ, связанные с техногенным загрязнением. Обычно они прослеживаются лишь до первого от поверхности водоносного горизонта, глубже все показания понижаются до фоновых значений.

Некоторые из газовых аномалий УВ приурочены к местам скопления растительных остатков (торфяников). При этом над нефтяным месторождением газы этих аномалий по компонентному составу не отличаются от газов, попутных нефтям, и концентрация УВ возрастает с глубиной вследствие смешивания их с нефтяными газами; за пределами месторождения УВ состоят из метана, концентрация которого может достигать 35,7% объемн. Высокая концентрация CH_4 прослеживается до глубины залегания торфяника (5–6 м); глубже наблюдаются фоновые его значения.

Ряд газовых аномалий, выявленных в районах нефтяных амбаров, нефтеналивной станции, в местах ремонта и стоянки автомашин, связан с разливом и просачиванием нефти и нефтепродуктов с поверхности. В составе УВ-газа этих аномалий, кроме CH_4 , содержатся его гомологи C_2-C_6 . Концентрация УВ достигает 15–20% объемн. По компонентному составу УВ эти газовые аномалии также относятся к нефтяному ряду и не отличимы от газовых аномалий, возникших вследствие восходящей миграции УВ из глубокозалегающих залежей. Вне месторождения высокая концентрация УВ на некоторых участках прослеживается до первого от поверхности водоносного горизонта, глубже не превышает фоновых значений. Исключение составляет крупная газовая аномалия в приповерхностных отложениях (по интенсивности газового потока), выявленная в полосе развития молассового комплекса пород (севернее Бориславского месторождения), примыкающей к Самборской зоне. Концентрация УВ в газозооной смеси увеличивается от 0,5 до 15,8% объемн. на глубине 1–5 м. В составе УВ присутствует метан и его гомологи. Отношение $\text{ТУ}/\text{CH}_4$ составляет сотые доли единицы. Участок очень обводнен и на большей части этой территории сумма УВ в подпочвенном воздухе не превышает фона. Однако в составе водорастворенных газов грунтовых вод массовая концентрация УВ достигает $12 \text{ см}^3/\text{дм}^3$. Удельный объем УВ, десорбированных из глинистых пород, достигает $7,8 \text{ см}^3/\text{кгм.}$ Высокая интенсивность газового потока ($1 \times 10^{-4} (\text{м}^3/\text{м}^2)/\text{сут.}$) в этом районе, сопоставимая с аналогичными значениями над Бориславским нефтяным месторождением (при всех прочих показаниях), дает основание предполагать наличие скоплений УВ в глубокозалегающих горизонтах палеогена. На этой загазованной площади под названием Дерезици рекомендовалось провести глубокое нефтегазопроисловое бурение. Рекомендация принята для внедрения УБР "Бориславнефтегаз".

Располагая данными газометрических исследований приповерхностной зоны нефтяных и газовых месторождений Бориславско-Покутской зоны и руководствуясь генетическими классификациями В.А.Соколова, В.А.Козлова, И.В.Высоцкого, впервые для исследуемого региона выполнено разделение выявленных газовых аномалий по генетическим признакам (табл.2). В графах биогенных и техногенных газов помещены только те аномалии углеводородных газов, которые расположены за пределами контуров нефтяного и озокеритового месторождений. Над углеводородными месторождениями они не отличимы по этим признакам от нефтегенных вследствие преобладания последних.

Таблица 2

Генетические признаки аномалий УВ в приповерхностных отложениях нефтяных и газовых месторождений Бориславско-Покутской зоны

Показатель	Генетическая принадлежность газовых аномалий		
	нафтогенные	биогенные	техногенные
Источник загазованности	Нефтяные залежи	Захороненные растения и организмы	Поверхностное загрязнение нефтью и нефтепродуктами
Пути проникновения	Естественные и искусственные	Поры, трещины	Поры, искусственные дрены
Преобладающие процессы формирования	Восходящая эффузия и диффузия	Восходящая диффузия	Низходящее просачивание до первого водоносного горизонта
Роль грунтовых и подвальных вод	Перенос в растворенном виде, дегазация	Перенос и дегазация	Перенос, испарение
Концентрация УВ, % объемн.	I-98,7	I-35	10-20
Основные компоненты (иногда встречающиеся)	$CH_4, C_2H_6, N_2, O_2, CO_2, (H_2, H_2, Ar)^*$	$CO_2, N_2, CH_4, (H_2)$	N_2, O_2, CH_4, C_2H_6
Изменение концентрации УВ с глубиной	Увеличение до глубины залегания залежей	Увеличение до глубины захоронения органических остатков, глубинные фоновые концентрации	Увеличение до первого водоносного горизонта, глубинные фоновые концентрации
Интенсивность газового потока, ($м^3/м^2/сут.$)	$10^{-1} - 10^{-5}$	10^{-6}	10^{-6}
Место нахождения газовой аномалии	Над нефтяными и озокеритовыми залежами	За пределами горнопромышленного отвода месторождений нефти и озокерита	За пределами горнопромышленного отвода нефти и озокерита

Примечание. В скобках приведены иногда встречающиеся компоненты.

Необходимо отметить, что разделение газовых аномалий по их генезису является приближенным, так как на данном этапе исследований имеются только косвенные показатели. Возможно, какую-то определенность для диагностики газовых аномалий даст изучение изотопного состава газа.

В зависимости от генетической принадлежности аномалий углеводородных газов в приповерхностной зоне необходимо выбрать соответствующий способ ликвидации опасных ситуаций в населенных пунктах. Перспективы нефтегазоносности следует прогнозировать также с учетом генетической принадлежности аномалий. Для ликвидации газовых аномалий техногенного типа достаточно произвести разовую дегазацию путем бурения дегазационных скважин. Для ликвидации газовых аномалий нафтогенного типа требуется провести комплекс дегазационных мероприятий, включающих дегазацию приповерхностных отложений, подключение малодобитных скважин в вакуумную сеть, повторную ликвидацию заброшенных скважин и шурфов, правильное использование методов при вторичной разработке месторождения и др. Биогенные газы, как и нафтогенные, при больших объемах могут быть использованы для бытовых нужд.

Комплекс параметров газовых аномалий нафтогенного типа можно использовать при прямых методах поисков нефтегазовых месторождений с поверхности.

Предложенный комплекс мероприятий реализован на исследуемых месторождениях и дал положительные результаты - понизилась степень загазованности приповерхностных отложений; за счет подключения в вакуумную сеть малодобитных скважин (Бориславское месторождение) за 10 лет получено дополнительно около 3000 т нефти и более 4 млн. $м^3$ газа; газовая аномалия по УВ на неразведанной площади Дерезицы включена в план поисково-разведочных работ.

Список литературы

1. Кришталь Н.В., Кришталь И.И. Интенсивность газового потока в пределах Бориславского нефтяного месторождения. - Геология и геохимия горючих ископаемых, 1982, вып.58, с.35-38.
2. О распределении УВ в приповерхностной зоне Бориславского озокеритового и нефтяного месторождения/ Т.М.Селецкий, И.Ф.Золотарев, И.И.Кришталь и др. - Геология и геохимия горючих ископаемых, 1980, вып.55, с.16-22.

А.А.Оборин, М.А.Шипкин

ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЛОКАЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ
ПО ДАННЫМ НАЗЕМНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
НА ОСНОВЕ ЭМПИРИЧЕСКОЙ БИОГЕОХИМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ
"АНОМАЛИЯ ТИПА ЗАЛЕЖЬ" (АТЗ)

Конечной целью геохимических методов поисков месторождений нефти и газа (ГПНГ) является получение объективной прогнозной оценки нефтегазоносности локальных геологических объектов до постановки поискового бурения. Оценка перспектив исследуемых площадей необходимо выполнять на каждой стадии поисково-геохимических исследований, совокупность которых составляет поисковый цикл [5]. Общепринятой формой организации этого цикла является 3–4-стадийная последовательность проведения ГПНГ. Каждая стадия характеризуется определенным масштабом, глубиной, спецификой исследований, а результаты предшествующих являются исходными для постановки более детальных работ [1]. Для большинства промышленно-нефтегазоносных регионов Советского Союза благодаря высокому уровню геологической изученности объектов исследований прогноз нефтегазоносности локальных объектов может быть осуществлен по "усеченному" циклу ГПНГ. По данным ГПНГ оценка продуктивности объектов, выявленных по материалам геофизических методов, структурного бурения и дешифрирования аэрокосмических снимков в нефтеперспективных зонах этих регионов, может выполняться в два этапа, минуя региональную и прогнозно-рекогносцировочную стадии. При этом надежность прогноза классифицируемых объектов по степени их перспективности обеспечивается за счет проведения комплексных съемок и применения формально-эвристических методов анализа всей имеющейся геолого-геохимической информации. Широкое применение геохимических поисков, в особенности комплекса наземных методов, позволяет значительно сократить материальные затраты и время на открытие новых месторождений или доразведку старых.

1 этап – опытно-методический. На одном-двух типичных для изучаемой геолого-тектонической зоны месторождениях и непродуктивных структурах по результатам исследований грунтов, почв,

снежного покрова и т.п. определяются характер изменчивости фиксируемых биогеохимических полей и их связь с залежами нефти и газа. На этом этапе целесообразно применять наиболее полный комплекс исследований (газовые, битуминологические, гидрохимические, микробиологические, литогеохимические и др.) Однако на конкретных объектах состав комплекса должен определяться в зависимости от реальных возможностей исследователей. По наиболее информативным параметрам с использованием методов распознавания образов строится правило разделения объектов на продуктивные и "пустые". Причем поскольку поля концентраций измеряемых ингредиентов в перекрывающих отложениях формируются не только над залежами нефти и газа, то при классификации геолого-геохимических объектов предпочтительнее использовать математическую вероятность. Последнее обстоятельство особенно важно при проведении приповерхностных геохимических съемок, так как их информативность в значительной степени искажается вследствие комплексного воздействия различных природных процессов в зоне гипергенеза, а также из-за многочисленных случайных факторов, имеющих место при отборе проб и анализе результатов исследований.

II этап – опытно-промышленный (собственно оценочный). На основе эталонной для данной зоны вероятностно-статистической модели АТЗ по аналогичной системе параметров оценивается продуктивность изучаемых локальных объектов по величине интегрального вероятностного показателя наличия (отсутствия) залежи. Достоверность классификации контролируется путем конкретизации исходной модели, а определяющим при выборе способа разделения геохимических полей является полнота априорной информации. Следовательно, чем точнее обучающая совокупность отвечает природным объектам, тем достовернее получаемые прогнозы. Рамки применимости эмпирической модели АТЗ по площади обусловлены размерами геолого-геохимической зоны или региона (возможна локальная или региональная модель), а по глубине, – как правило, ограничены первым от дневной поверхности регионально-продуктивным комплексом.

Следует отметить, что в настоящее время при прогнозировании нефтегазоносности локальных объектов по геохимическим данным нет общепринятого математического аппарата. Однако практичес-

кий опыт применения вероятностно-статистических способов анализа геолого-геохимической информации свидетельствует об эффективности алгоритма, использующего байесовский подход [5,6].

Преимуществом разработанной Байесом процедуры распознавания, основанной на стратегии принятия статистических решений, является минимальное количество ошибок классификации. В отличие от других параметрических способов распознавания он может быть применен при любом известном законе распределения и, кроме того, правила, построенные по байесовскому принципу, позволяют "свернуть" всю имеющуюся геолого-геохимическую информацию в один комплексный параметр, позволяющий рассчитать вероятность отнесения исследуемого объекта к одному из рассматриваемых классов. Для применения этого метода необходимо знать законы плотности вероятности для каждой из компонент вектора состояния, что требует достаточно большого объема информации по каждой категории на этапе обучения. Из-за отсутствия точных выражений плотности распределения полеобразующих ингредиентов в практических целях используются выборки наблюдений, что естественно усложняет построение критерия, обладающего гарантированными оптимальными свойствами.

Общая постановка задачи прогноза. Пусть имеется эталонная выборка наблюдений, включающая, например, классы нефтегазоносных и непродуктивных объектов. Каждому из них соответствует определенное распределение ряда геохимических параметров, вероятность (частота) появления которых неодинакова и переменна. Имеются также результаты измерений аналогичных параметров на исследуемых объектах, принадлежащих к одному из классов, причем неизвестно, к какому именно. Необходимо определить, какому из известных (эталонных) распределений более всего соответствует данный набор геохимических показателей. Решение поставленной задачи реализуется вероятностно-статистической обработкой результатов ГПНГ с использованием байесовского подхода.

Предлагаемая методика локального прогноза нефтегазоносности по геохимическим данным включает:

расчет и проверку надежности эмпирической вероятностно-статистической модели АТЗ;

классификацию (разбраковку) на ее основе исследуемых объектов (геохимических полей) по степени их перспективности.

При расчете эмпирической модели АТЗ результаты геохимических исследований на эталонных объектах распределяются, например, на два класса (продуктивные и "пустые") на основании имеющихся о них априорных сведений. По каждому показателю (газовые, микробиологические и др.) в отдельности с учетом требований математической статистики составляются ряды распределений, характеризующие общую картину изменения изучаемого признака в обоих классах. Оптимальные величины интервалов вычисляются по формуле Стерджиса:

$$\Delta x = \frac{x_{jmax} - x_{jmin}}{1 + 3,32 \lg N},$$

где x_{jmax}, x_{jmin} - максимальное и минимальное значение j -признака;

N - объем выборки.

Интервальные вероятности (частоты) для каждого параметра определяются по формуле:

$$p(x_j/w_q) = \frac{n_q}{n},$$

где n_q - число случаев содержания x_j -признака в q -интервале;

n - общее число случаев в каждом классе.

При этом $q=1$ соответствует классу нефтяных месторождений, а $q=2$ - классу "пустых" структур. Условная вероятность для каждого интервала по всем признакам рассчитывается по формуле Байеса:

$$p(w_i/x_j) = \frac{p(x_j/w_i)}{p(x_j/w_1) + p(x_j/w_2)},$$

где $p(w_i/x_j)$ - условная вероятность того, что признак в заданном интервале характеризует класс продуктивных объектов.

Аналогично определяется условная вероятность выделения "пустых" структур. Естественно, что сумма полученных вероятностей должна быть равна 100%. Подобным образом рассчитываются вероятности по всем геолого-геохимическим параметрам, замеренным на эталонных объектах. В результате выполненных операций эмпирически составляется вероятностно-статистическая модель АТЗ, позволяющая с применением простейших методов распознавания образов провести эталонный прогноз экзаменуемых объектов. Надежность полученной модели проверяется путем решения "обратной" задачи. В случае высокого (более 80%) про-

цента правильных ответов обучающая совокупность может быть использована для оценки перспектив локальных структур, расположенных в той же геолого-геохимической зоне.

Прогноз продуктивности по эмпирической модели АТЗ. В карточки специальной формы выписываются содержания всех используемых геохимических показателей и соответствующие им эталонные значения условных вероятностей для нефтеносных и "пустых" объектов. По каждому классу вначале определяются произведение эталонных вероятностей всей совокупности геохимических показателей, их сумма, а затем по формуле Байеса доля каждого из них от суммы произведений. Найденные величины и есть искомый комплексный (интегральный) параметр наличия (отсутствия) залежи, значения которого изображаются на картах или графиках в виде изолиний или зон повышенной вероятности. Иногда целесообразно рассчитывать средние величины этого параметра для различных частей классифицируемых структур. По наибольшему из полученных значений производится разбровка исследуемых объектов. Статистически установлено, что принятый вероятностный параметр достаточно надежно отражает продуктивность исследуемых структур при значениях его более 0,70. В тех случаях, когда величина интегрального показателя не превышает 0,4, залежь нефти или газа на исследуемых площадях отсутствует.

Важным моментом успешной реализации предлагаемой методики локального прогноза является выбор эталонных объектов, являющихся наиболее типичными в каждом классе для конкретной геолого-геохимической зоны. Желательно, чтобы их число было достаточно представительным, так как от этого в немалой степени зависит эффективность прогнозирования. Однако на практике количество объектов обучения ограничено организационно-техническими и финансовыми возможностями исполнителя, поэтому достоверность прогноза зависит от жесткости отбора типичных представителей обучения в каждом классе. Другим немаловажным фактором, влияющим на эффективность прогноза, является выбор информативных геохимических показателей. Оценка их информативности производится, как правило, на основании сравнения плотностей распределения того или иного показателя для выбранных классов. При полном совпадении гистограмм надежность разделения равна 50% и, следовательно, сравниваемые объекты по этому показателю неразличимы. Информативными являются параметры с надежностью

разделения 60% и более, причем исключение даже малоинформативных данных не улучшает классификацию. Следует отметить также, что для повышения достоверности прогнозов необходимо использовать достаточно широкий комплекс не только прямых, но и косвенных показателей нефтегазоносности.

В качестве примера локального прогноза продуктивности геологических объектов по вероятностно-статистической модели АТЗ целесообразно привести результаты грунтовых (до глубины 25–30 м) газобиохимических съемок в Арзгиро-Мирненской зоне поднятий (Ставропольский крест) и на территории Удмуртской АССР в пределах северной вершины Татарского свода и Верхнекамской впадины.

В Арзгиро-Мирненской зоне объекты геохимического прогноза в большинстве случаев характеризуются небольшими размерами и значительными (2500–2700 м) глубинами залегания. Однако, несмотря на достаточно сложные геолого-геохимические особенности региона (разломно-блоковая тектоника, наличие зон литологических замещений основного продуктивного комплекса, искажающее воздействие перекрывающих майкопских отложений и др.), а также методические недостатки проведения грунтовой съемки, касающиеся прежде всего плотности размещения пунктов пробобора (расстояние между скважинами 2–4 км), методика локального эталонного прогноза показала достаточно высокую разрешающую способность. В качестве обучающей совокупности было использовано распределение качественного состава десорбированных из грунтов углеводородных газов в пределах продуктивных и непродуктивных участков, ранее выявленных в этой зоне. Однако из-за недостаточной представительности эталонной модели (главным образом вследствие редкой сети опробования) при выделении перспективных объектов, рекомендуемых к детализации, учитывались не только значения вероятностно-статистического показателя, но и абсолютные содержания различных компонентов УВГ и окисляющей их микрофлоры [3]. При сопоставлении результатов съемки с газоносностью региона установлено, что наиболее информативными поисковыми показателями являются микрофлора грунтов (УОБ) и вероятностный параметр наличия (отсутствия) залежи (табл. I). Использование комплексного подхода при интерпретации геохимических данных позволило повысить информативность съемки и вы-

Сопоставление результатов грунтовых геохимических исследований с продуктивностью локальных участков

Месторождение	Количество обследованных скважин	Наличие аномалий		Средняя вероятность наличия залежи
		по УВГ	по УОБ	
Мирненское	2	данные не представительны		
Сельское	6	-	+	0,71
Эдельбайское	8	+	+	0,58
Крутое	7	+	+	0,86
Южно-Серафимовское	20	+	+	0,61
Северо-Мирненское	7	-	+	0,91

делить участки, перспективные для глубокого бурения. Так, северо-восточнее контура газоносности Мирненского месторождения по группе из семи шнековых скважин были установлены аномальные содержания УОБ и повышенные (0,74–0,99) значения вероятностного показателя. При последующем бурении в пределах этой аномальной зоны, рекомендованной к детализации, в скв. 4 СВМ получен промышленный приток газа и открыто Северо-Мирненское месторождение.

На территории Удмуртии промышленная нефтеносность исследованных локальных участков связана с каменноугольными и девонскими отложениями, глубина залегания которых составляет 840–1300 м. Учитывая методические недостатки грунтовой съемки в Арзгиро-Мирненской зоне, локальные структуры в УАССР были разбурены профилями по более густой сетке с шагом между точками пробобора 500 м.

Данные локального прогноза по эталонным моделям АТЗ (Верхнекамской впадине и Татарскому своду) приведены в табл.2. При сопоставлении данных грунтовой съемки и результатов глубокого бурения установлено, что месторождения нефти фиксируются "кольцевыми" и реже прямыми аномалийными эффектами. По комплексному вероятностному показателю получены результаты, позволяющие достаточно уверенно производить разбраковку геолого-геохимических объектов по степени их перспективности. Среднее значение принятого параметра для "пустых" структур не превышает 0,36, а для продуктивных объектов составляет 0,6–0,86. При этом следует отметить, что положительный геохимический прогноз Нылгинской структуры подтвердился впоследствии – получен приток нефти в скв.703, пробуренной в пределах зоны повышенной вероятности наличия залежи. Следовательно, полученные на более представительном материале результаты локального прогноза на эталонной модели АТЗ подтвердили целесообразность использования приповерхностных геохимических исследований в качестве прямых поисковых методов. Дополнительные затраты на проведение грунтовой съемки в УАССР составили 2–4,3% от стоимости подготовки одной структуры традиционными методами, что значительно меньше непроизводительных расходов на разбуривание глубокими поисково-разведочными скважинами заведомо "пустых" структур.

Таблица 2

Сопоставление результатов грунтовых газобиохимических исследований с продуктивностью локальных объектов Удмуртии

Структура, месторожде- ние	Количество обследован- ных скважин	Тип геохимической аномалии						Средний веро- ятностный па- раметр наличия (отсутствия) за- лежи
		по углеводородным газам		по бактериям окисляющим				
		метан	этан+вышшие	метан	пропан	бутан	пентан	
Южно-Киевское	16	-	-	-	+	фон	фон	0,86
Юськинское	76	-	-	-	фон	+	нет данных	0,81
Мишкинское	9	+	+	+	фон	фон	+	0,61
Ижевское (сев. купол)	13	-	фон	-	фон	фон	+	0,81
Ижевское (юж. купол)	35	-	-	-	-	-	-	0,7
Гремихинское	50	+	+	фон	фон	фон	фон	0,79
Июльская	40	фон	фон	фон	фон	фон	фон	0,34
Архангельское	30	-	-	-	-	фон	фон	0,79
Наличинская	28	+	фон	+	+	фон	фон	0,6
Гордодурская	50	-	-	-	фон	нет данных	нет данных	0,36

Примечание. Знак "+" - прямая аномалия, знак "-" - "кольцевая" аномалия,

Значительные резервы повышения эффективности нефтегазо-разведочных работ заключаются в комплексировании геохимических поисков с различными модификациями геологических и геофизических методов. Чтобы не допустить невосполнимую потерю ценнейшего информативного материала, необходимо широко внедрять попутные геохимические исследования во всех взрывных сейсмических, структурных, гидрогеологических и других скважинах.

Список литературы

1. Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений/ О.В.Барташевич, Л.М.Зорькин, С.Л.Зубайраев и др. - М., "Недра", 1980, 300 с.
2. О возможности прогнозирования нефтегазоносности поисковых площадей по комплексу геологических, геофизических и геохимических данных/В.И.Галкин, И.В.Вашева, В.М.Прошенкова, Т.В.Фофанова, - Сб. Геология месторождений горючих полезных ископаемых их поиски и разведка. - Пермь, 1986, с.40-45.
3. О результатах грунтовой газобиохимической съемки в Арзгиро-Мирненской зоне Ставропольского края/ М.А.Шипкин, Б.А.Бачурин, Ю.В.Терновой и др. - Сб. Геомикробиология поиска и разработки нефтяных месторождений. - Свердловск, 1979, (УНЦ АН СССР), с.53-63.
4. Оценка нефтегазоносности локальных структур различными поисково-геохимическими методами на основе эмпирической модели залежи/А.А.Оборин, Г.К.Михайлов, И.Г.Калачникова и др. - В кн.: Геохимические методы поисков месторождений нефти и газа. М., "Наука", 1983, с.40-46.
5. Петухов А.В., Ванюшин В.А., Сиротюк В.А. Комплексный анализ данных геохимических поисков месторождений нефти и газа. - М., "Недра", 1981, 262с.
6. Харбух Дж.У., Давтон Дж.Х., Дэвис Дж.К. Применение вероятностных методов в поисково-разведочных работах на нефть. (Перевод с англ. под редакцией М.С.Моделевского) - М., "Недра", 1981, 246с.

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ
ЗОНЫ ГИПЕРГЕНЕЗА В ЗАПАДНОЙ ЯКУТИИ

На территории Якутии успешно применяются геохимические поиски нефти и газа (ГПНГ) с использованием наземных видов геохимических съемок. Основанием для постановки геохимических работ послужили следующие факторы:

повсеместное присутствие на дневной поверхности газообразных компонентов (от метана до гексана);

неоднородность минно-солевого состава вод, позволяющая судить о широком распространении в осадочном чехле тектонически ослабленных зон, с которыми связана их подземная разгрузка;

неоднородность гелиевого поля в зоне гипергенеза, повторяющая вариации концентраций гелия в базальных горизонтах осадочного чехла;

пространственное совпадение углеводородных аномалий с участками территорий, в разрезе которых фиксируются промышленные скопления нефти и газа.

Однако надежные поисковые критерии, позволяющие диагностировать АТЗ наземными геохимическими методами, отсутствуют, а они необходимы в связи с интенсивным продвижением нефтегазопроисковых работ в малоизученные районы Сюджерской седловины и на южные склоны Анабарской антеклизы, а также для оценки эффективности ГПНГ.

Для выявления особенностей состава углеводородных газов поверхностных вод, которые указывают на их глубинную природу и могут иметь нефтегазопроисковое значение, была проанализирована представительная по объему и разнообразная по объектам исследования геохимическая информация о газовом поле осадочного чехла Западной Якутии (газы залежей, газы механической и термической дегазации керна глубоких скважин, газы зоны гипергенеза). При этом учитывалась геологическая специфика региона, связанная с широким распространением криолитозоны.

Из различных типов газов поверхностных вод зоны сочленения Непско-Ботубинской и Анабарской антеклиз наиболее детально

изучены газы ручьев, отчетливо подразделяющиеся на две совокупности. Первая совокупность объединяет макрокомпоненты, определяющие химический состав газовой смеси (азот, кислород, углекислый газ), компоненты второй встречаются в микроконцентрациях (предельные УВ метанового ряда и непредельные УВ ряда этилена), в сумме редко превышают 1-2% от общего объема газа и фиксируются практически во всех пробах от C_1 до C_5 с резким преобладанием доли метана. Среди гомологов метана наблюдается нарушение тенденции убывания концентраций компонентов с увеличением молекулярного веса (рисунок). Характер соотношения между компонентами соответствует кривой V и в принципе отвечает составу смеси УВГ, подвергшейся гидратообразованию, когда находящиеся в зоне гидратообразования газовые смеси обогащаются бутаном и пентаном в силу различной предрасположенности компонентов к переходу в твердое состояние [1,2].

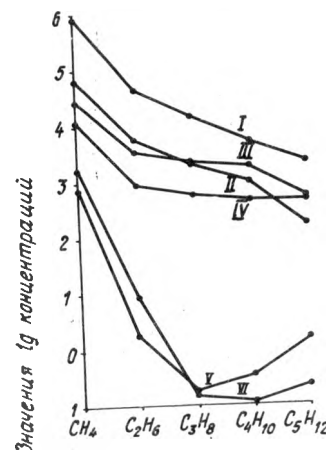
Соотношение углеводородных компонентов в природных газах Западной Якутии

I - газы залежей (192 анализа)
газы механической дегазации:

II - продуктивный горизонт, скв.75I (6 образцов); III - отложения, перекрывающие продуктивный горизонт, скв. 75I (15 образцов); IV - непродуктивная толща, скв.804 (46 образцов)

водоразтворенные газы ручьев:

V - по области сочленения Непско-Ботубинской и Анабарской антеклиз (1030 проб); VI - в районе Среднеботубинского и Тас-Юряхского месторождений (244 пробы)



Подобная концепция формирования состава водоразтворенных газов зоны гипергенеза не учитывает всех факторов:

отсутствуют примеры газовых смесей, которые отобраны из залежей УВ исследуемого района (кривая I) в зоне, благоприятной для гидратообразования, и характеризуются повышенным относительно других компонентов содержанием C_4 и C_5 ;

не освещены масштабы процессов гидратообразования применительно к смесям УВГ, мигрирующих в микроколичествах. Этот фактор имеет большое значение, так как для образования гидратов наряду с температурой и давлением необходима достаточная для насыщения структурных ячеек молекул воды концентрация газов [1];

термобарические условия верхней части осадочного разреза неблагоприятны для образования газогидратов (низкие давления), следовательно, в этой зоне газогидратный контроль компонентного состава смеси УВГ маловероятен.

В связи с этим целесообразно рассмотреть концепцию формирования состава УВГ зоны гипергенеза, базирующуюся на представлении о наличии двух источников УВГ, фиксируемых в поверхностных водах при геохимических съемках. Один из них характеризуется "классическим" соотношением концентраций углеводородных компонентов, когда $C_1 > C_2 > C_3 > C_4 > C_5$. Такая тенденция присуща большинству глубинных газов (см. рисунок - кривые I, II, III, IV), в том числе и газам залежей изученного района. Наличие в составе водорастворенных газов компонентов C_3, C_4, C_5 , по которым наблюдается положительная корреляция между ростом молекулярного веса и увеличением концентраций, свидетельствует о контакте водотоков с другим источником УВ - компонентов, соотношение между которыми можно выразить как $C_1 < C_2 < C_3 < C_4 < C_5$. Наиболее близким природным аналогом такого типа газов являются газы глубокой сорбции, изученные методом термической дегазации керн структурных скважин, пробуренных на южных склонах Анабарской антеклизы. Последние имеют следующий состав (% отн.): $C_1 - 19,39$; $C_2 - 2,04$; $C_3 - 2,55$; $C_4 - 2,75$; $C_5 - 4,79$ [3].

По результатам режимных наблюдений за газовым составом ручьев выявлено закономерное изменение концентраций углеводородных компонентов при изменении площади дренирования водотоков. Уменьшение площади дренирования сопровождается падением уровня воды в ручьях. При этом растет концентрация микрокомпонентов, в том числе и газовых, поступающих в поверхностные воды с глубины в результате дегазации осадочной толщи. Наблюдаемое увеличение концентрации УВ происходит за счет роста доли C_1, C_2 , а иногда и C_3 . В то же время содержание C_4 и C_5 уменьшается (таблица). Следовательно, в составе газового миграционного потока, поставляющего УВ в воды ручьев, пре-

обладают C_1 , затем C_2 и C_3 ; бутаны и пентаны не являются характерными компонентами этого потока.

Таблица

Изменение содержания углеводородных компонентов в водорастворенных газах ручьев при снижении уровня воды

Пункт наблюдения	Уровень воды	Содержание УВ, л х 10 ⁻⁴ % объемн.				
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂
I	высокий	9,30	0,04	0,02	0,13	1,00
	низкий	11,50	0,09	0,05	0,05	0,20
2	высокий	129,70	0,20	0,08	0,03	0,05
	низкий	369,42	0,54	0,06	0,015	0,03
3	высокий	191,26	0,39	0,13	0,05	0,15
	низкий	429,68	0,46	0,06	0,025	0,06

Концентрация бутанов и пентанов в газах ручьев находится в прямой зависимости от площади водосбора, которая увеличивается в весенне-летний период. По-видимому, в это время осуществляется обогащение поверхностных водотоков газами, десорбированными из почв и грунтов и характеризующимися повышенным содержанием C_4 и C_5 , которые могут накапливаться в приповерхностном слое пород вследствие большей сорбционной способности по сравнению с C_1-3 .

Изменение концентраций углеводородных газов, наблюдаемое в различных интервалах осадочного чехла при исследовании керн на глубоких скважинах способом механической дегазации (кривые II, III, IV), также указывает на влияние сорбционных процессов при формировании эпигенетического газового поля пород за счет УВГ, мигрирующих из залежей. Графически изменение концентраций характеризуется выполаживанием линии графика вследствие увеличения в составе рассеянных газов доли тяжелых гомологов метана по мере удаления от залежи.

Согласно общепринятым представлениям на смесь УВГ C_1-5 в осадочном разрезе влияют две основные группы сил: гравитационные, направленные субвертикально, и сорбционные, не имеющие определенной направленности.

В связи с тем что исследуемый регион характеризуется переохлажденной осадочной толщей и, следовательно, повышенной сорбционной активностью отложений, можно предположить наличие определенной субвертикальной упорядоченности сорбционных сил в интервале глубин от кристаллического фундамента до подошвы многолетнемерзлых пород (ММП) вследствие закономерного снижения температуры на этом отрезке снизу вверх.

Залегающая выше толща ММП (более чем 300 м) представляет собой относительно однородную по температурному режиму среду с низкими значениями геотермического градиента и минимальными для осадочного разреза температурами (минус 4–6°C). В ее пределах повышенная сорбционная активность пород может приводить к относительно равномерному перераспределению эпигенетических УВГ как по разрезу, так и по площади. При этом осуществляется селективный переход миграционноспособных газов в связанное с породами состояние, в результате чего обеспечивается обогащение разреза наиболее сорбционноспособными компонентами C_4 и C_5 , которые в дальнейшем насыщают поверхностные воды. По-видимому, так формируется региональный углеводородный газовый фон исследуемого района.

Вышеперечисленные особенности состава УВГ позволяют сделать выводы, необходимые для правильной интерпретации материалов геохимических съемок.

1. Распределение индивидуальных УВГ в поверхностных водотоках Западной Якутии свидетельствует о том, что сами по себе компоненты C_{1-5} , а также любые соотношения между ними ($C_1/C_{2+высш.}$, $\Sigma УВ$, $\Sigma C_{2+высш.}$, Σ пред. УВ, Σ непред. УВ и т.д.), не учитывающие долю индивидуального вклада каждого в осуществляемый прогноз, не могут в условиях Якутии эффективно применяться в качестве автономных поисковых критериев. Разнообразию перечисленных показателей соответствует такое же разнообразие прогнозов, часто неоднозначных и даже взаимно исключающих один другой. В связи с этим необходима разработка критериев, отражающих изменение всего спектра УВГ в зависимости от нефтегазоносности и условий миграции.

2. Особенности соотношений углеводородных компонентов поверхностных вод между собой в различных районах Западной Якутии в пределах месторождений и за их контуром (кривые У1 и У) свидетельствуют о том, что всевозможные возмущения фо-

нового соотношения компонентов вероятнее всего вызваны особенностями распределения залежей УВ в осадочной толще. Основным поисковым критерием, характеризующим перспективы нефтегазоносности по материалам наземных геохимических съемок, является максимальное приближение соотношения УВ-компонентов к существующему в газах залежей ($C_1 > C_2 > C_3 > C_4 > C_5$).

3. Для более полной реконструкции процессов миграции газовых смесей в осадочной толще Западной Якутии необходимо проводить исследования по изучению условий и масштабов перехода УВГ, находящихся в микроконцентрациях, в газогидратное состояние.

Список литературы

1. Дж. Хант. Геохимия и геология нефти и газа. - М., "Мир", 1982, с. 192–199.
2. Большаков Д. Я. Особенности углеводородных скоплений Ботуобинского района как следствие воздействия процессов гидратообразования. - Сб. Вопросы нефтегазоносности и угленосности Центральной и Южной Якутии. - Якутск, 1980, с. 63–66.
3. Федоров В. И., Жуйкова Т. Л., Шепелева Н. Н. Нефтегазопосконое значение газов глубокой сорбции в районах развития кимберлитовых полей (на примере Даддыно-Алаkitского района Западной Якутии). - Сб. Научно-методические основы и опыт использования геохимических методов поисков месторождений нефти и газа. - М., ВНИИГП, 1985, с. 60–63.

УДК 550.847:553.98

В. И. Федоров, В. И. Краевский

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ ПО СНЕЖНОМУ ПОКРОВУ В РАЙОНАХ ЗАПАДНОЙ ЯКУТИИ (в связи с геохимическими поисками нефти и газа)*

Для оценки перспектив нефтегазоносности в относительно слабоизученных и труднодоступных регионах Сибири, Дальнего Востока и Крайнего Севера требуется применение новых экспрессных и несложных в постановке методов. К таким методам может быть отнесена газогеохимическая съемка по снежному покрову [1]**.

Теоретическим обоснованием метода является представление о фильтрационно-диффузионном массопереносе углеводородных газов

Работы проводились при участии партии прямых методов поисков ЯКГЭ ПГО "Ленанефтегазгеология".

Метод разработан во ВНИИ Геоинформсистем.

(УВГ) от залежи к дневной поверхности. Мигрирующий поток, проходя через горные породы, в том числе и мерзлые, может частично задерживаться в снежном покрове, так как снег, состоящий из отдельных кристаллов и зерен, имеет значительную площадь поверхности внутренних пор и характеризуется достаточно высокой сорбционной способностью.

Опробование метода газогеохимической съемки по снежному покрову проводилось как в Европейской части СССР, так и на территории Западной и Восточной Сибири, и дало положительные результаты. Во всех случаях над залежами нефти (или) газа отмечались аномальные концентрации метана и тяжелых углеводородов в снежном покрове [1,3,4].

Авторы настоящей работы использовали этот вид съемки в районах Западной Якутии, что, несомненно, представляет интерес в связи с региональным применением на этой обширной территории геохимических методов поиска нефти и газа (ГПНГ).

В геологическом отношении район исследования включает две крупные структуры I порядка перспективные в отношении нефтегазоносности, — северо-восточную часть Непско-Ботуобинской антеклизы и южную часть Сюджерской седловины. Изученность этих структур геолого-геофизическими методами неодинакова. Непско-Ботуобинская антеклиза достаточно детально исследована с применением комплекса геофизических методов и глубокого бурения. В ее пределах открыто и разведано несколько месторождений нефти и газа: Средне-Ботуобинское, Тасс-Дряхское, Мирнинское и др. Основные перспективы нефтегазоносности региона связаны с терригенной толщей вендрифейского продуктивного комплекса, в составе которого выделяется ряд промышленных продуктивных горизонтов.

Изучение геологического строения Сюджерской седловины в настоящее время только начинается: проведены региональные геофизические исследования территории методами МОВ и МОГТ, выявлен ряд перспективных структур и начато глубокое параметрическое бурение на некоторых из них.

Цель проведенных исследований — выявление на основании результатов съемки по снежному покрову объектов для постановки мелкого (до 30–50 м) бурения. Работа проводилась на профиле длиной 417 км, заложенном вдоль единственной в этом районе автотрассы Ленск-Мирный-Чернышевск-Удачный. По профилю с ша-

гом 1 км в марте, когда снежный покров достиг максимальной мощности, а таяние еще не наступило, было отобрано 417 проб снега.

Провести такого рода исследования в практически необходимом районе с тяжелыми климатическими условиями (зимняя температура опускается до минус 55–60°C) было возможно только вдоль автодороги, хотя в этом случае не исключено техногенное загрязнение снега продуктами сгорания топлива в автомобильных двигателях.

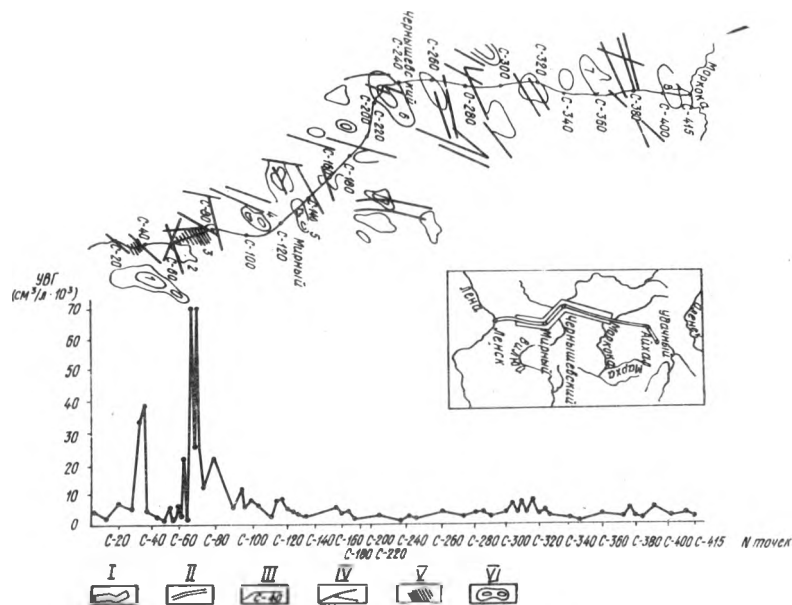
Исследуемые образцы снега отбирались согласно разработанной методике [2,4] из шурфа, вырытого в снежном покрове, мощность которого в большинстве точек не превышала 30–40 см. Пробы помещались в предварительно вымытые и пропаренные банки емкостью 0,5 л. Шурф выкапывался деревянной лопаткой, банка заполнялась путем "вкручивания" в снег и закрывалась стерильной металлической крышкой. Пробы хранились при отрицательной температуре. Газ извлекался методом термовакuumной дегазации (обычно применяющейся при ГПНГ). Качественную и количественную характеристики газовых компонентов получали с помощью хроматографа "Цвет" с чувствительностью по углеводородным газам — $1 \cdot 10^{-6}\%$, неуглеводородным — $1 \cdot 10^{-2}\%$.

Десорбированные газы по составу близки к воздушным с небольшими вариациями (O_2 —18–20%, N_2 —78–80%). Содержание углекислого газа изменяется от 0,1 до 1,2% (что больше воздушного). В единичных случаях отмечается присутствие водорода — 0,004%, концентрация гелия находится на уровне его содержания в воздухе. Углеводородная составляющая газовой смеси весьма незначительна — 0,03–0,04%; содержание изменяется от $1,1 \cdot 10^{-3}$ до $70,54 \cdot 10^{-3}$ см³/л. В составе углеводородных газов (УВГ) в большинстве проб присутствуют метан и его ближайшие гомологи — этан, пропан, реже изо- и н-бутан. В отдельных случаях встречаются C_{5+} высш., а также непредельные УВ.

Распределение УВГ по профилю изучалось с применением методов математической статистики. Установлено (рисунок), что оно имеет отчетливый одномодальный логнормальный характер — почти 90% значений находится в области низких концентраций $1,0\text{--}6,4 \cdot 10^{-3}$ см³/л (Mo — $3,9 \cdot 10^{-3}$ см³/л, Me — $8,74 \cdot 10^{-3}$ см³/л)*). Аномальные концентрации УВГ определялись по формуле $A \geq \bar{X} + 2\sigma$. Поскольку распределение имеет логнормальный характер, данная

* Mo — модальное значение; Me — медианное.

формула примет вид $A \approx antlg \bar{X} t g + 26 t g$, что соответствует 95% уровню значимости. В последней формуле $\bar{X} t g$ следует заменить на $Medg$ так как для выборок более характерно медианное значение.



Распределение УВ-газов по профилю съемок:

I - район работ; II - автодорога Ленск-Удачный; III - профиль опробования и номер точки; IV - разрывные нарушения; У - участки с аномально высокими содержаниями УВГ; VI - положительные структуры:

- 1 - Иктехская; 2 - Юрегинская; 3 - Северо-Юрегинская;
4 - Нелбинская; 5 - Иреляхская, 6 - Чернышевская;
7 - Алымджахская, 8 - Мегеляхская

Таким образом, за максимальную границу фоновых концентраций следует принять значение $11,75 \cdot 10^{-3} \text{ см}^3/\text{л}$, откуда в число аномальных попадает 21 точка.

Аномальные содержания УВГ отмечены по существу в двух зонах, приуроченных к южной части изучаемой территории (см. рисунок). Контрастность этих аномалий весьма значительна: 12,5 - для первой зоны, 7,9 - для второй; 8,53 - средняя контрастность для всех аномальных точек УВГ (таблица). В составе УВГ

Таблица

Распределение аномальных содержаний CH_4 , УВГ и He

Компоненты	Распределение CH_4 , УВГ, He по точкам, $\text{см}^3/\text{л} (\cdot 10^{-3})$												
	C-37	C-36	C-35	C-64	C-66	C-67	C-65	C-69	C-70	C-71	C-72	C-73	
CH_4	12,15	9,27	26,11	6,81		8,51	9,56	7,88	5,36	6,41		5,6	
УВГ	31,42	32,17	49,05	21,55	19,37	22,28	70,53	25,75	70,54	24,09	24,04	17,0	
He	11,31		11,16			10,73		9,28		11,72		10,99	

Компоненты	Распределение CH_4 , УВГ, He по точкам, $\text{см}^3/\text{л} (\cdot 10^{-3})$								Максимальная граница фона	Контрастность аномалии
	C-74	C-75	C-77	C-78	C-79	C-82	C-83	C-84	C-96	
CH_4		5,52			5,51		6,01			5,33
УВГ	18,94	16,73	11,76	13,76	13,10	21,27	17,81	17,52	13,07	8,53
He		10,08	10,73		12,17		11,59			1,74

постоянно присутствуют метан, этан и пропан. Помимо этих компонентов, в ряде образцов отмечены бутан, пентан и гексан, а также этилен. Непредельные УВ – пропилен и бутилен – встречаются в единичных случаях.

Среди углеводородных газов в основном превалирует метан (от 7–8 до 100%). Концентрации этого компонента варьируют в диапазоне $0,13\text{--}26,11 \cdot 10^{-3} \text{ см}^3/\text{л}$ (Ме – $2,16 \cdot 10^{-3} \text{ см}^3/\text{л}$).

Распределение метана имеет явно выраженный логнормальный одномодальный характер, максимум значений приходится на интервал $1,6\text{--}3,9 \cdot 10^{-3} \text{ см}^3/\text{л}$. В результате статистической обработки значений содержания метана за максимальную границу фона принята величина $5,0 \cdot 10^{-3} \text{ см}^3/\text{л}$. Аномальные концентрации сосредоточены в тех же зонах, что и УВГ, с той лишь разницей, что вторая зона по метану менее обширна (см. рисунок), а контрастность существенно ниже по сравнению с аналогичной величиной для УВГ и составляет 5,33 (см. таблицу).

В пределах южного участка, включающего выявленные аномальные зоны, в составе УВГ тяжелые углеводороды достигают в ряде случаев 70–87%, в то время как медианное значение этого показателя равняется 24,1%. Как правило, возрастание этих компонентов происходит за счет увеличения содержания пропана и бутана (до 40–50%). Это обстоятельство могло бы свидетельствовать о возможности искусственного загрязнения нефтепродуктами. Однако, учитывая, что подобное загрязнение нефтепродуктами не должно отражаться на содержании метана, а также тот факт, что зоны повышенных концентраций CH_4 пространственно приурочены к аналогичным зонам не только по ТУ, но и по Не, концентрации которого в этих точках зачастую в 1,5–2 раза выше, чем на остальной части профиля, следует признать, что выявленные углеводородные аномалии генетически не связаны с техногенным загрязнением нефтепродуктами исследуемых образцов снега. Скорее всего они отражают фактическое состояние природного углеводородного газового поля.

Этот вывод подтверждается результатами специальных методических исследований, проведенных с целью изучения влияния выхлопных газов автомобилей на газовую составляющую снежного покрова. Исследования проводились В.П.Исаевым и В.И.Королевым [3] в районе Средне-Ботубинского месторождения в 5–100 м от автодороги.

Таким образом, выявленные аномальные зоны, приуроченные к двум положительным структурам северо-восточной части Непско-

Ботубинской антеклизы (Юрегинской и Северо-Юрегинской), могут служить первоочередными объектами для постановки в их пределах геохимических поисков залежей нефти и газа на прогностно-рекогносцировочной стадии исследования. Следует обратить внимание на то, что в пределах изученной части Сюгджерской седловины отсутствуют аномальные газогеохимические зоны. Это обстоятельство может свидетельствовать, с одной стороны, о более низких перспективах нефтегазоносности этой территории, что в целом подтверждается результатами бурения первых глубоких скважин, а с другой, – о лучшей закрытости ее недр по сравнению с северо-восточной частью Непско-Ботубинской антеклизы. Для выработки определенной точки зрения необходима постановка дополнительных геолого-геофизических и геохимических работ.

Результаты исследований свидетельствуют о целесообразности и первоочередности проведения газогеохимической съемки по снежному покрову в районах Западной Якутии в комплексе геохимических поисковых работ на нефть и газ с целью выявления первоочередных объектов для постановки в их пределах более детальных ГПНГ.

Список литературы

1. Нефтегазопоскоковая газобиохимическая съемка по снежному покрову/ Е.В.Стадник, Г.А.Могилевский, В.М.Богданова и др. – Изв. ВУЗОВ, сер. Геол. и разведка, 1978, № 3.
2. Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений/ О.В.Барташевич, Л.М.Зорькин, С.Л.Зубайраев и др. – М., "Недра", 1980.
3. Исаев В.П., Королев В.И. Опыт применения геохимической съемки в зимних и летних условиях на Среднеботубинском газонефтяном месторождении. – Геология нефти и газа, 1983, № 12, с.36.
4. Газобактериальная съемка по снежному покрову и приземному воздуху при поисках нефти и газа (инструктивные указания). – М., ВНИИГПТ, 1981.

ПРИНЦИПЫ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ БИОХИМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА ФОРМИРОВАНИЕ ГАЗОВЫХ АНОМАЛИЙ В ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ БИОХИМИЧЕСКОЙ ЗОНЫ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ПРИ НАЗЕМНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЯХ

На протяжении последних десяти лет Центральной научно-исследовательской лабораторией ПО "Укрнефть" ведутся планомерные работы по совершенствованию, опытно-промышленному опробованию и практическому применению наземных геохимических исследований с целью оценки перспектив нефтегазоносности локальных структур в Днепроовско-Донецкой впадине. Из двенадцати площадей, оцененных геохимическими методами и опробованных бурением, правильность геохимических прогнозов подтвердилась на девяти (общая подтверждаемость 75%), в том числе из семи, оцененных положительно, - на четырех (подтверждаемость 57%), а из пяти, оцененных отрицательно, - на всех пяти (подтверждаемость 100%). В связи с этим в последнее время наземные геохимические нефтегазопоисковые исследования в системе ПО "Укрнефть" переходят из разряда опытно-промышленных в разряд производственных работ в поисково-разведочном процессе.

При геохимических нефтегазопоисковых исследованиях широко применяются газобактериальные методы поисков, основанные на выявлении активности роста биомассы индикаторной на УВГ микрофлоры. Стандартными методами, используемыми при выполнении газобактериальных анализов, активность углеводородокисляющих микроорганизмов определяется визуально по интенсивности бактериальной пленки или инструментально по изменению оптической плотности питательной среды за время инкубации исследуемой пробы в атмосфере индивидуального углеводородного газа [1,2]. Оценка интенсивности биохимического окисления УВГ этим способом весьма приближительна, так как физиологическая активность микрофлоры, показателями которой являются бактериальная пленка и оптическая плотность, только косвенно отражает газопоглолительную способность биофильтра. Следует также отметить следующее:

интенсивность биоокисления зависит не только от концентрации УВГ в окружающей атмосфере, но и от специфики экологических условий;

имеет место потребление УВГ микроорганизмами, которое не сопровождается ростом бактериальной пленки или изменением плотности питательной среды;

при инкубации пробы в атмосфере индивидуального УВГ не учитывается эффект соокисления, наблюдаемый в атмосфере многокомпонентной смеси УВГ [4].

Авторами статьи разработан способ инструментального определения интенсивности биохимического окисления УВГ, предусматривающий:

инкубацию проб пород с населяющей их микрофлорой в многокомпонентной кислородно-углеводородной газовой смеси;

количественную оценку биоокисления УВГ по уменьшению концентрации углеводородных компонентов за время инкубации, определяемому с помощью газового хроматографа.

С применением этого способа появляется возможность наиболее полно моделировать естественный процесс биоокисления и количественно корректировать замеренные концентрации УВГ в пробах пород, приводя их к условиям "отсутствия биофильтра". Последнее позволяет учитывать влияние процессов биохимического окисления УВГ на пространственное распределение их концентраций в пределах исследуемых территорий.

Фактором, искажающим информацию о пространственном распределении УВГ, мигрирующих из залежей углеводородов, являются процессы генерации сингенетических УВГ. В зоне поискового геохимического зондирования при значительной погруженности залежей углеводородов искажающее влияние сингенеза УВГ может быть весьма существенным.

Для разработки методов количественной оценки интенсивности генерации сингенетических УВГ, проводились исследования^{*)}, в основу которых были положены следующие отправные моменты.

Непредельные УВГ по своей природе сингенетичны вмещающим их породам. Исходным субстратом, генерирующим сингенетические биогенные УВГ в верхней части биохимической зоны осадочного чехла, может быть только та часть ОБ, которая способна подвергаться биохимическим преобразованиям, так как в этой части разреза при низких температурах (10-20°C) практически исключено протекание термokatалитических процессов. В приповерхностных отложениях в результате биосингенеза образуются в основном метан, непредельные и в меньшей степени гомологи метана [3]. Полезную нефтегазопоисковую информацию несут эпигенетические УВГ. Сингенетические же УВГ играют роль "шумов", искажающих эту информацию.

*)

Исследования проводились авторами статьи.

В результате проведенных исследований был предложен газобиохимический способ оценки перспектив нефтегазоносности локальных структур, включающий:

определение по количеству биохимически потребляемого кислорода (БК) органического вещества пород, способного вступать в биохимические реакции;

диагностику генезиса метана и его гомологов;

расчет доли эпигенетических УВГ в пробах газа, десорбируемого из проб пород.

Применение этого способа позволяет повысить достоверность выделения газогеохимических аномалий, генетически связанных с глубинными залежами углеводородов и путями интенсивной восходящей миграции эпигенетических УВГ.

Комплекс методических приемов по количественной оценке газопоглощительной активности "биофильтра" и генерации сингенетических УВГ в верхней части биохимической зоны осадочного чехла применен при наземных геохимических исследованиях на нескольких оценочных площадях в Днепро-Донецкой впадине: Лосиновской и Линовицкой в южной прибортовой зоне северо-западной части ДДВ, Западно-Козиевской, Хухринской, Молодецкой и Серебряковской в северной прибортовой зоне ДДВ. Установлено, что газогеохимические аномалии, выделенные с применением описанных методических приемов, характеризуются более тесной пространственной корреляцией с контурами глубинных структур или с простиранием дизъюнктивных нарушений, чем аномалии, выделенные стандартными методами.

Учет количественной оценки интенсивности биоокисления и биогенерации УВГ при интерпретации данных наземных геохимических нефтегазопроисловых исследований будет способствовать повышению достоверности выделения "истинных" газогеохимических аномалий и, следовательно, увеличению надежности геохимических прогнозов нефтегазоносности локальных структур.

По мнению авторов, изложенные принципы обработки и интерпретации данных ГПНГ могут быть успешно применены при проведении наземных геохимических нефтегазопроисловых исследований в различных нефтегазоносных районах страны.

Список литературы

1. Инструктивные указания по проведению газобиохимических поисковых работ на нефть и газ. - М., ОНТИ ВНИИГТ, 1974.
2. Газобактериальная съемка по снежному покрову и приземному воздуху при поисках нефти и газа (инструктивные указания). - М., ВНИИГТ, 1981.
3. Жижченко В.П. Углеводородные газы. - М., "Недра", 1984.
4. Малащенко В.Р., Романовская В.А., Троценко В.А. Метан-окисляющие микроорганизмы. - М., "Наука", 1978.

УДК 550.847:553.98

Г.А.Юрин

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ В ПРИЗЕМНОЙ АТМОСФЕРЕ

Для оценки перспектив нефтегазоносности используют УВ-газы приземной атмосферы [2]. В статье приведены результаты анализа проб газа, отобранных в приземной атмосфере различных регионов СССР^{*)}. Пробы отбирались по методике, приведенной в [2].

Средняя концентрация метана в составе приземной атмосферы равна $0,14 \cdot 10^{-3}\%$, а его гомологов - $1 \cdot 10^{-(6-7)}\%$ [4]. По результатам замеров установлено, что концентрация метана изменяется от $0,1 \cdot 10^{-3}\%$ до $1,66 \cdot 10^{-3}\%$ и достигает даже первых единиц процентов. На гистограмме (рис.1) выделяются два максимума: первый - в интервале $(0,14-0,28) \cdot 10^{-3}\%$, второй - $(1,12-1,26) \cdot 10^{-3}\%$.

Первый максимум обусловлен значениями, полученными с участков, где нет явного антропогенного загрязнения (тайга, лес, тундра, степь, горы), а также значениями, определенными при замерах в городах и крупных населенных пунктах. Для первого случая концентрации метана не превышают $0,28 \cdot 10^{-3}\%$ при модальной (M_0) величине $0,16 \cdot 10^{-3}\%$, в городах - $0,68 \cdot 10^{-3}\%$ при M_0 , равной $0,26 \cdot 10^{-3}\%$. В приземной атмосфере названных объектов гомологи метана встречаются редко и как правило не выше пропана.

*)

Под приземной атмосферой понимается слой воздуха над поверхностью земли, толщина которого равна одному метру.

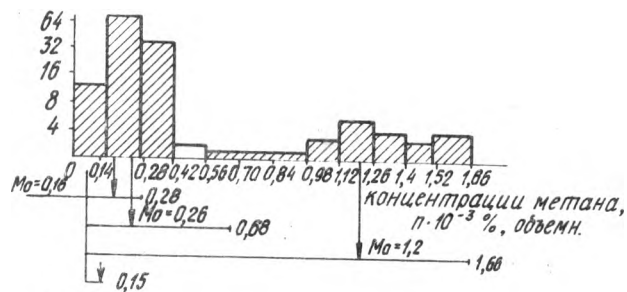


Рис.1. Распределение метана в приземной атмосфере:

I – суммарная диаграмма для совокупности объектов; размах варьирования; П – участки без явного антропогенного загрязнения (тайга, тундра, лес, степь, горы). Здесь и ниже стрелкой показана модальная величина;
Ш, IV, V – распределение CH_4 соответственно: в городах и крупных населенных пунктах; над разрабатываемыми месторождениями; в Катангской седловине над Ванаварской и Собинской площадями

В зеленой зоне Москвы изучался характер поведения концентраций метана в приземной атмосфере в течение года (рис.2). Из анализа полученных данных следует, что независимо от времени года и суток концентрации метана находятся в основном в интервале $(0,2-0,3) \cdot 10^{-3}\%$. Отклонения от этого интервала чаще отличаются летом, наиболее стабильно поведение метана в ноябре-декабре. Исходя из вышеизложенного, за фоновые концентрации метана в приземной атмосфере следует принять значения, изменяющиеся в пределах $(0,19 \pm 0,09) \cdot 10^{-3}\%$.

Второй максимум на гистограмме отмечается при M_o величине концентрации метана, равной $1,2 \cdot 10^{-3}\%$ (см.рис.1). В этом случае практически во всех пробах присутствуют гомологи метана и этилена. Концентрации гомологов метана, в составе которых встречены газы до бутана включительно, в сумме достигают $0,035 \cdot 10^{-3}\%$, концентрации непредельных – $0,012 \cdot 10^{-3}\%$. Близкие характеристики в распределении углеводородных газов в приземной атмосфере получены над подземными газохранилищами [2]. Естествен-

ные аномальные поля в приземной атмосфере могут возникать над месторождениями нефти и газа. С позиций нефтегазопроисводительной геохимии представляет интерес распределение УВ-газов в приземной атмосфере над УВ-месторождениями до начала вскрытия зале-

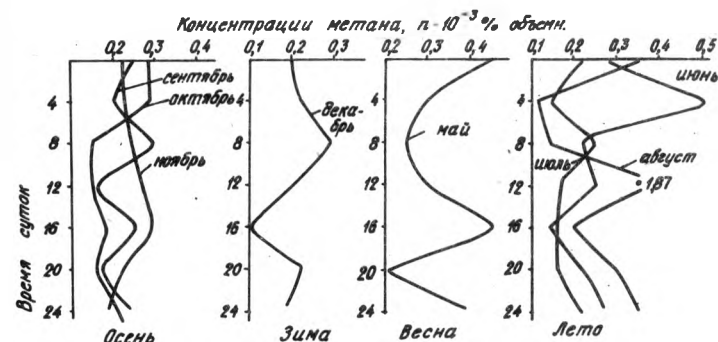


Рис.2. Сезонное и суточное распределение метана в приземной атмосфере

жи глубокими скважинами. Параметры распределения CH_4 определены над Собинским нефтегазоконденсатным месторождением (Катангская седловина Сибирской платформы), где из терригенных отложений вендского возраста мощностью 72–73 м с глубины 2602–2686 м получены притоки нефти и газа уже после проведения съемки по приземному воздуху. Съемки проводились по профилю вдоль рек Катанга-Подкаменная Тунгуска. Пробы газов приземной атмосферы анализировались на наличие углеводородных газов и окисляющих их бактерий. Из анализа материалов следует, что концентрации метана в приземной атмосфере изменяются от $0,09 \cdot 10^{-3}\%$ до $0,18 \cdot 10^{-3}\%$ при M_o величине $0,15 \cdot 10^{-3}\%$. Из гомологов метана в отдельных пробах встречен этан (до десятичных долей процента). Следовательно, приземная атмосфера над Собинским месторождением по УВ-газам характеризуется фоновыми значениями с небольшой дифференциацией их по профилю. По бактериям, окисляющим углеводороды, выделяются три аномальных участка. Первый тяготеет к Ванаварской залежи, вскрытой до съемок, третий – к Собинской, второй – не разбурен. Аномалии, выделенные по бактериям, окисляющим УВ, в определенной мере совпадают с аномалиями, выделенными по материалам других видов съемок. Из приведенных материалов следует, что для достоверного прогноза нефтегазоносности необходима совместная интерпретация газовых и микробиологических показателей. Кроме того, подтвержден факт

ассимиляции в приземной атмосфере определенной части УВ-газов специфическими группами бактерий. Распределения УВ-газов и бактерий, их окисляющих, полученные над Собинской площадью, могут быть приняты для домезозойской части Сибирской платформы в качестве эталонных (т.е. фоновые концентрации УВ-газов и аномальное распределение бактерий должны в данной геологической ситуации характеризовать участки, перспективные на региональном этапе поисков на нефть и газ). Концентрации метана, превышающие фоновые, и особенно наличие аномальных концентраций его гомологов на территориях изучаемого региона, не затронутых антропогенным загрязнением, свидетельствуют о значительной нарушенности осадочного чехла, что не способствует сохранности залежей УВ в недрах. Как показали съемки, проведенные в долине реки Оленчихо (далекий северо-западный склон Байкитской антеклизы, зажатый между антеклизой и Енисейским краем с наибольшей нарушенностью [1] осадочного чехла), в приземной атмосфере концентрации метана достигают $12,6 \cdot 10^{-3}\%$, гомологов метана в сумме – $0,61 \cdot 10^{-3}\%$, этилена и его гомологов – $0,14 \cdot 10^{-3}\%$, концентрации гелия в отдельных точках составляют 0,00062%, а углекислого газа – 0,27%. При бурении параметрической скважины в этом районе притоки нефти и газа не получены, хотя установлены поверхностные нефтегазопоявления.

По данным о распределении УВ-газов в приземной атмосфере можно сделать следующие выводы:

приземная атмосфера по распределению в ней УВ-газов носит мозаичный характер, на основе чего ее геохимическое поле правомерно разделить на нормальное (фоновое) и аномальное;

некоторые аномальные поля могут быть обусловлены миграцией УВ-газов из скоплений углеводородов. Для нефтегазопроисковых целей аномальные участки должны выделяться с учетом бактерий, окисляющих УВ;

контрастные газовые аномалии являются показателем высокой раскрытости недр, что необходимо учитывать при комплексной геолого-тектонической интерпретации материалов с нефтегазопроисковыми целями.

Список литературы

1. Витязь В.И. Периодичность размещения геологических структур платформенных областей Сибири. – М., "Недра", 1982, 184с.

2. Газобактериальная съемка по снежному покрову и приземному воздуху при поисках нефти и газа. – М., ВНИИГГ, 1981, 34с.

3. Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений / О.В.Барташевич, Л.М.Зорькин, С.Л.Зубайраев и др. – М., "Недра", 1980, с.86–89, 214–238.

4. Соколов В.А. Геохимия природных газов. – М., "Недра", 1971, 271 с.

УДК 553.98.041:550.4

Е.В.Вильденберг, М.И.Шенгелия,
Р.М.Аветисов, А.В.Санишвили

РЕЗУЛЬТАТЫ И ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПОИСКОВЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В ВЕРХНЕЙ ЗОНЕ ГЕОХИМИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ГРУЗИНСКОЙ ССР

В горных районах Грузии активный тектогенез с множеством дислокаций пликативного и дизъюнктивного характера осложняет поиски традиционными геофизическими методами как антиклинальных, так и других типов ловушек, поэтому в этих районах особую актуальность приобретают геохимические методы исследования.

Целенаправленные поисковые работы методами микрогазометрии неглубоких скважин на территории Грузии проводятся с 1966г. За истекший период с помощью геохимической съемки изучено 15 площадей общей площадью 3700 км² в Восточной Грузии (рисунок) и 8 площадей общей площадью 1800 км² в Западной Грузии. На каждой из этих площадей пробурено в среднем 150–200 скважин глубиной 50–100 м, расстояние между профилями составляет 1,5–2,0 км, между скважинами – 500–700м. На изученной территории выявлено множество УВ-аномалий разных уровней достоверности и генетической принадлежности.

Для площадей Восточной Грузии весь имеющийся фактический материал был систематизирован и повторно интерпретирован с использованием комплекса геологогеофизической и дистанционной информации.

Предварительно была изучена эталонная площадь Притбилисского района (Телети), на которой уже после проведения геохимической съемки выявлена залежь нефти в отложениях среднего эоцена. С контуром месторождения совпали две вытянутые в широтном направлении контрастные ($K=7 \div 17$) аномалии, а также аномалия по комплексному параметру, суммирующему УВ-показатели в баллах. Аномалию, полученную по $\Sigma TU\%$, генетически можно отнести к кольцевой, поскольку она совпала с северной и южной крыльевыми частями Телетской антиклинали. С теоретических позиций этот показатель может отражать как влияние залежи, так и структурный фактор, когда крыльевые и периклинальные участки поднятий (наиболее

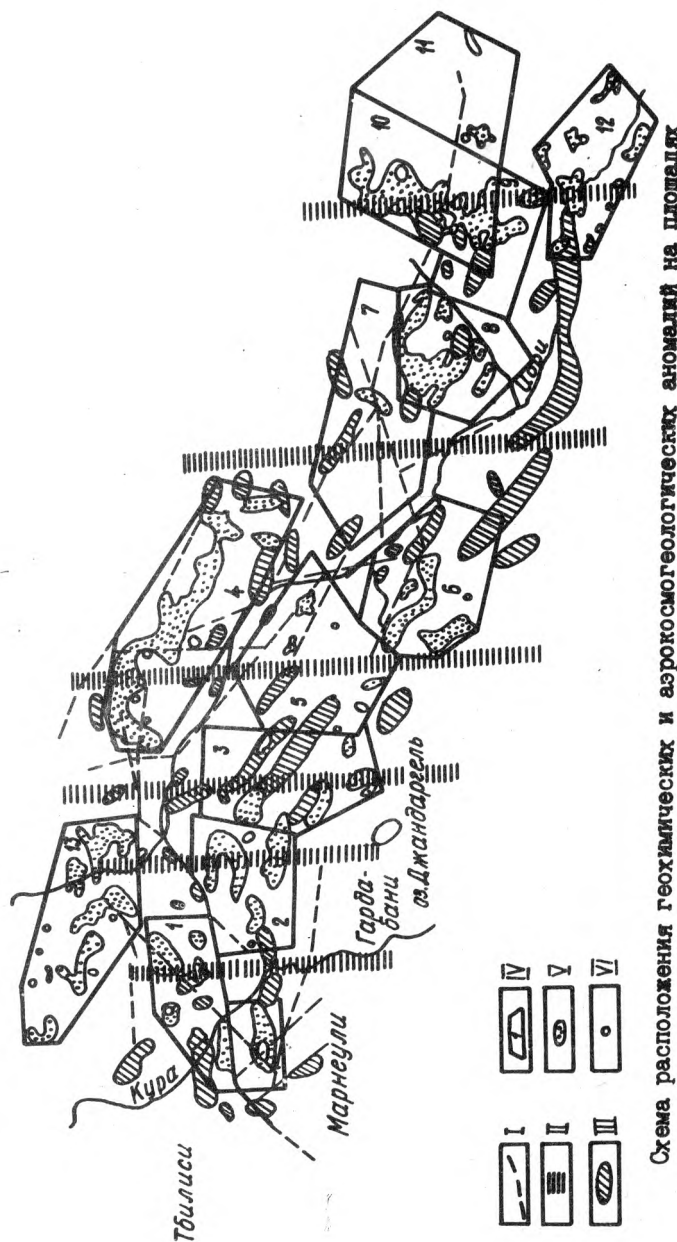


Схема расположения геохимических и аэрокосмогеологических аномалий на площадях Восточной Грузии:

I - тектоническое нарушение по данным АКГИ; II - предполагаемые поперечные разрывные нарушения по АКГИ в доирском фундаменте; III - предполагаемые локальные под-
нятия по АКГИ; IV - площади геохимической съёмки:
1-Телети-Рустави; 2-Рустави-Нацвалцкали; 3-Улабно-Сахаретба; 4-Манави-Какабети-Бог-
дановка; 5-Вашлиани; 6-Цкаростапи; 7-Кила-Купре; 8-Дидигора-Тарибани; 9-Юрстап и
Натбурская степи; 10-Диди-Шираки; 11-Патара-Шираки; 12-Элдары; 13-Норио-Марткопи-
Ниноцминда; 14 - геохимические аномалии; 15 - скважины глубокого бурения

тектонически ослабленные зоны) отмечаются в геохимических полях. Аналогичное распределение этого показателя зафиксировано и на ряде других площадей Грузии. Телетская антиклиналь с одноименным месторождением отразилась и зоной деформаций по аэрокосмогеологическим (АКГИ) данным. Необходимо отметить, что из 17 продуктивных скважин, заложенных на восточной переклинали Телетской структуры, 12 находятся в пределах аномалии. Наличие на площади Рустави-Нацвалцкали высококонтрастной аномалии по большинству УВ-показателей дает основание положительно оценить перспективы нефтегазоносности этого участка.

Увеличение общей газонасыщенности приповерхностных отложений площади по сравнению с Телетской подтверждает это предположение.

На перспективных участках восточного продолжения Руставской антиклинали также получен ряд УВ-аномалий, как локальных, так и линейно вытянутых, вероятно, трассирующих ослабленные тектонические зоны. Наличие УВ-аномалий свидетельствует в пользу представления о блочном строении этой площади, сложившегося в результате комплексного анализа дистанционных и геофизических данных.

На Норио-Ниноцминдской площади, расположенной севернее Самгорского месторождения, распределение УВ-газов в приповерхностных отложениях носит в целом хаотический характер, что, вероятно, связано с повышенной тектонической активностью территории (жный склон Большого Кавказа), существенно повлиявшей на формирование ее структурного плана. Наиболее информативным для этого района является показатель соотношения УВ-компонент с различной миграционной способностью (метана и пропана). Протяженная аномальная зона по этому показателю, пересекающая всю площадь в СЗ-ЮВ направлениях, совпадает с выделенной по АКГИ зоной деформаций, осложненной в своде фронтальным надвигом. Представляет интерес аномальный участок, расположенный к западу от Ниноцминдской структуры и выделенный по большинству геохимических показателей. Необходимо отметить, что УВ-аномалия, расположенная в центральной части Норио-Ниноцминдской площади, в основном совпала с открытым в 50-х годах месторождением Сацхениси, где продуктивными являются неглубоко залегающие отложения майкопской серии с литологически экранированным типом залежи.

На площади Манави-Какабети, являющейся восточным продолжением Норио-Ниноцминдской структурной зоны, выявлена протяженная аномалия СЗ-ЮВ простирания, в плане совпадающая с подготовленным

по материалам сейсморазведки Маравским поднятием и выявленной по сейсмическим и аэрокосмогеологическим данным Какабетской структурой по палеогеновым отложениям. Наличие УВ-аномалий с высокими значениями таких показателей, как $\frac{C_1H_4}{C_2H_6}$, $\frac{C_1H_4}{C_2H_6}$, $\frac{C_1H_4}{C_3H_8}$

свидетельствует о подтоке свежих порций газа в перекрывающие отложения и позволяет с учетом всех геологогеофизических, аэрокосмогеологических и аэромагнитных данных рекомендовать наиболее контрастные участки для непосредственного поиска УВ-скоплений в палеогеновых отложениях.

При анализе результатов газометрии глубоких скважин Манавской площади были обнаружены очень высокие концентрации УВ-газов в скв. 8 (на 1–2 порядка превышают концентрации в других скважинах). Этот факт получил объяснение после анализа результатов АКГИ, когда непосредственно через указанную скважину было протрассировано разрывное нарушение широтного простирания. Значительное преобладание в составе газов легких УВ метанового ряда свидетельствует о наличии ослабленной тектонической зоны. По данным интерпретации геохимических исследований, проведенных на площади Богдановка, продолжающей на восток Манава-Какабетскую структуру, в северной части этой площади выделен как наиболее перспективный в нефтеносном отношении участок субширотного простирания, в плане совпадающий с намечающимся здесь по геофизическим данным поднятием.

На площади Удабно-Сахаретба, расположенной к востоку от Рустави-Нацвальцкальской структурной зоны, выделены две аномальные зоны юго-восточного простирания. Высокая контрастность полученных аномальных зон и их совпадение с региональной ориентировкой структурных элементов этого района дало основание приурочить одну из них к Сахаретбинской площади в неогеновых отложениях антиклинали, огибающей с юга одноименную мульду. Вторая аномальная зона совпадает в плане с Удабно-Южной антиклиналью. На этой территории обнаружена хорошая сходимость данных геохимических и дистанционных исследований.

Геохимическое поле к юго-востоку от Манавской площади в пределах Вашлианской площади характеризуется низкими концентрациями УВ-газов. Участки, заслуживающие внимание при постановке детальных сейсморазведочных работ, здесь не выявлены. Отрицательный прогноз по геохимическим данным подтверждается результатами

бурения пяти разведочных скважин на Восточно- и Западно-Вашлианской площадях для неогенового комплекса.

В настоящее время основной объем нефтепоисковых работ в Восточной Грузии сосредоточен на перспективных площадях Гарекхети, в пределах которых в разные годы был открыт ряд малодебитных месторождений нефти (Тарибани, Патара-Ширази, Мирзаани), приуроченных к различным горизонтам ширакской свиты (мелтиспонт). Эталоном объектом для месторождений верхнего структурного этажа этой территории может служить Дидигори-Тарибанская площадь, на центральном участке которой в 1963г. выявлена литологически экранированная залежь в своде Тарибанской антиклинали.

По содержанию УВ-газов здесь выделяется крупная геохимическая аномалия, в южной части совпадающая с Тарибанским месторождением. Из 11 продуктивных скважин 8 расположены в пределах аномалии, остальные примыкают к ней с востока.

Восточнее площади Тарибани, в центральной части Патара-Ширакской антиклинальной складки, в 1932г. открыто малодебитное месторождение нефти, представленное линзовидными пропластками песчаника. Это единственное месторождение в Восточной Грузии, которое не отразилось в геохимическом поле, полученном при проведении газопоисковых работ в 1981г. По всей вероятности, этот факт объясняется длительной эксплуатацией месторождения, значительным падением пластового давления, небольшими запасами нефти и ее низким дебитом (в настоящее время до 1 т/с), а также характером ловушки.

Крупная аномальная зона в западной части площади, секущая вкрест развитие в этом районе структуры общекавказского простирания, практически полностью совпала с выявленным по АКГИ крупным меридианальным разрывным нарушением, предположительно распространяющимся до юрского фундамента.

На площади Эльдари, расположенной к югу от площади Патара-Ширази, впервые в качестве поискового показателя был использован гелий, причем практически все скважины, в которых он получен, оказались в зоне тектонического нарушения субширотного простирания в южной полосе исследуемой площади, выделенной по геологическим данным и материалам сейсморазведки.

На территории Восточной Грузии проведен анализ, цель которого заключалась в том, чтобы установить, насколько резуль-

Данные об эффективности геохимических работ, проведенных методом микрогазометрии неглубоких скважин в Восточной Грузии в 1967-1986 гг.

Район работ	Площадь работ, км ²	Количество выявленных аномалий	Глубокое бурение на аномальных участках				на фоновой территории		
			продуктивные скважины	скважины с нефтегазопроявлениями	пустые скважины	продуктивные скважины	скважины с нефтегазопроявлениями	пустые скважины	
Телеги-Варкетили	160	6	12	8		4		25	
Рустави	60	4		3					
Сахениси-Иноцминда	171	5	6	2	3	8		5	
Манави-Какабети-Богдановка	480	8		2					
Сахаретба-Удабно	615	6		1				1	
Вашлиани-Цкаростави	160	7							
Тарибани-Килатра	680	5	7	1	6	3		5	
Патара-Шираки-Диди-Шираки	560	3							
Эльдари	330	9		1				22	
Итого			50	33	17	20	—	80	

таты повторной интерпретации геохимического материала подтверждаются данными глубокого бурения (таблица). При расчете итоговых показателей не использовались данные по площади Патара-Шираки, однако даже с их учетом процент подтверждаемости геохимических аномалий, выявленных по данным глубокого бурения, достаточно высок (70%).

Статистические данные, приведенные в таблице подтверждают эффективность микрогазометрических исследований, используемых в общем комплексе поисково-разведочных работ на нефть и газ в Грузии. Учитывая достаточно высокую подтверждаемость геохимических данных результатами глубокого бурения целесообразно рекомендовать наиболее достоверные высококонтрастные аномалии, выявленные по большинству газогеохимических показателей, непосредственно к глубокому разведочному бурению.

УДК 550.84:553.98(571.51)

А.К.Битнер

ПРОГНОЗ ГЕОХИМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЛОКАЛЬНЫХ ПЛОЩАДЕЙ НА ЗАПАДЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

В структурно-формационных и гидрологических условиях западной части Сибирской платформы геохимические аномалии не всегда расположены прямо над залежами УВ даже на уровне опорных горизонтов девона-силура и верхнего-среднего кембрия в связи с широким развитием литологических, стратиграфических, криогенных и гидродинамических ловушек. Например, если тектонические ловушки по опорным горизонтам и продуктивным уровням совпадают, а гидродинамическая ловушка в опорном горизонте не совпадает с локальной структурой, геохимическая аномалия будет смещена относительно залежи. Когда интенсивность приповерхностного латерального потока вод больше интенсивности вертикального потока разгружающихся вод, что имеет место при скрытой разгрузке, геохимическая аномалия также будет смещена относительно формирующего ее источника. Следовательно, основным технологическим приемом ГПНГ для условий региона может быть только комплексное изучение геохимических характеристик всего

вулканогенно-осадочного чехла платформы, его подземной атмосферы и биосферы, то есть геохимический объект (аномалия) может считаться подготовленным под глубокое бурение лишь в том случае, когда в комплексе с геологическими и гидрогеологическими данными возможен прогноз характеристик этого объекта на глубину и имеются объективные предпосылки для выявления в разрезе аномалиеформирующего источника.

С позиций возможности применения различных технологических приемов ГПНГ и их информативности в регионе выделено шесть зон (рисунок). В основу районирования территории по условиям применения ГПНГ положено три принципа:

- 1) возможность достижения конечного результата – подготовки геохимических аномалий в комплексе с геолого-геофизическими методами под глубокое бурение;
- 2) информативность различных методов ГПНГ для данного района;
- 3) степень влияния геохимических барьеров (криогенного, гидратного, эвапоритового, траппового, угленосного, динамического, пространственного и окислительного) на миграционные потоки.

Зона А – наиболее благоприятный район для применения всех методов ГПНГ. Она охватывает Байкитскую антеклизу и Катангскую седловину. Эффективному использованию в этом районе ГПНГ способствуют: широкоразвитая разгрузка подземных вод, почти повсеместное отсутствие в разрезе криогенного барьера, снижение угленосности и траппонасыщенности разреза и преобладание аномалий, контролируемых локальными структурами, а также неглубокое (600–1200 м) залегание опорных геохимических горизонтов.

В технологический комплекс ГПНГ в зоне А целесообразно включать:

поверхностные и аэролазерные геохимические съемки с целью региональной оценки структур I и II порядков и выявления аномалий; поисковые геохимические исследования в комплексе с колонковым бурением и детальные геохимические исследования в скважинах поискового и разведочного бурения для оценки разреза и выделения продуктивных горизонтов и пластов.

Комплекс геохимических исследований по характеру используемых геохимических показателей на стадии региональной оценки

структур I и II порядков и выявления аномалий включает геохимический, газовый, биохимический, гидрометрический и литогеохимический методы. На стадии подготовки аномалий и при оценке локальных объектов главенствующая роль принадлежит газовому методу, битуминологические исследования керна и шлама проводятся только в опорном горизонте или в интервалах повышенного газонасыщения. В качестве вспомогательного используется литогеохимический метод. На стадии детальных поисков исследуются как промывочная жидкость, так и шлам, по которым проводится газовый каротаж. В пределах возможно продуктивных горизонтов и пластов в обязательном порядке выполняются детальные битуминологические исследования пород.

Зона Б охватывает Бахтинский межавыступ и северные районы Курейской синеклизы. На Бахтинском межавыступе наряду с положительными факторами (широкоразвитая разгрузка подземных вод и вместе с ними газов, неглубокое залегание опорных горизонтов девона-силура) имеется ряд отрицательных факторов (криогенез, угленосность отложений перми и карбона, широко развитый трапповый магматизм), поэтому при проведении геохимических съемок из технологического комплекса на стадии региональной оценки и выявления перспективных геохимических аномалий исключаются газогеохимические исследования пород триаса-карбона, а метан не является поисковым показателем. В остальном технология проведения ГПНГ аналогична зоне А.

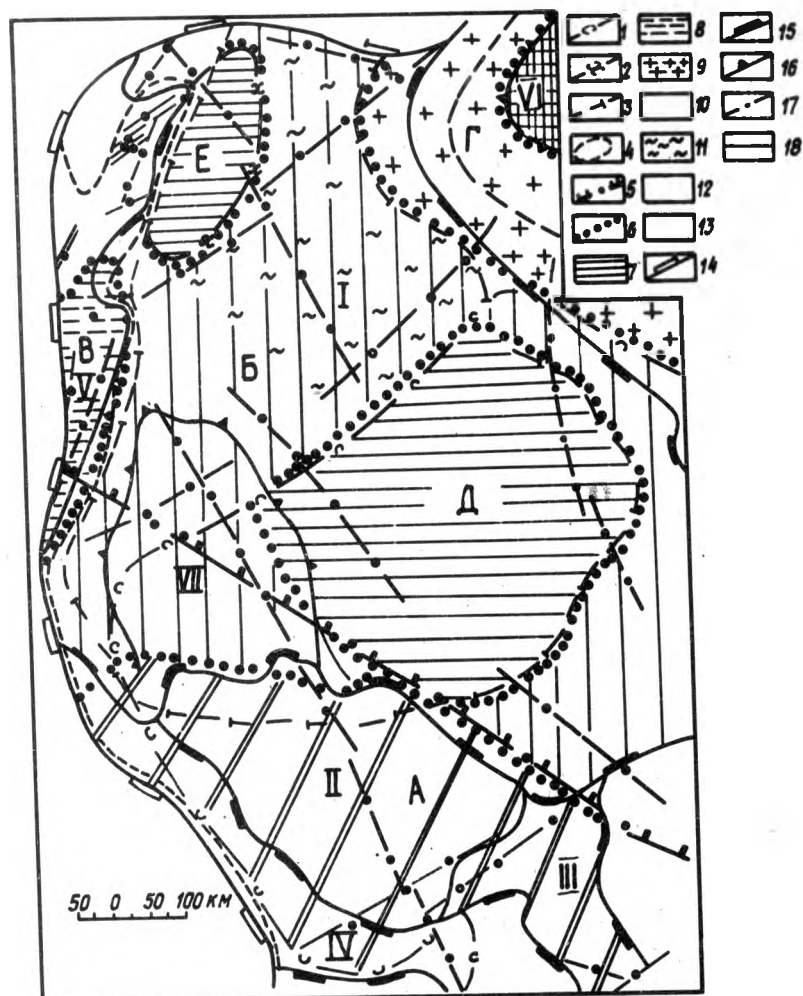
В северных районах Курейской синеклизы территория мало изучена, мощность угленосных пород карбона-перми максимальна, поэтому в качестве основных технологических приемов ГПНГ планируются: профильные геохимические съемки по придонному слою рек и гидрогелиметрия в комплексе с аэрокосмометодами для трассирования зон разгрузки; постановка детальных ГПНГ в скважинах поискового и параметрического бурения.

Зона В включает Приенисейские дислокации. В пределах структуры Курейско-Бакланихинского межавала, характеризующейся малой глубиной локализации залежей и широко развитой дизъюнктивной тектоникой, технологический комплекс может включать газогидробиохимические съемки для выявления аномалий и дальнейшей их оценки по опорным горизонтам газогеохимическим и битуминологическим методами.

Обобщенные контуры распространения:
1 - нижнекембрийских солей; 2 - девонских солей;
3 - максимальной насыщенности разреза траппами;
4 - пермо-триасовых силлов; 5 - преимущественно
сплошных ММП

6 - границы зон; 7 - зона, крайне ограниченных возможностей ГПНГ на стадии выявления и подготовки площадей к глубокому бурению; на стадии поиска месторождений возможно применение ГПНГ детальной стадии; 8 - зона, благоприятная для выявления нефтегазонакопления на региональном этапе и этапе подготовки объектов на поисково-оценочной стадии ГПНГ; 9 - зона, благоприятная для проведения газогидрохимических исследований по придонным водам рек и на региональном этапе; 10 - зона, благоприятная для выявления аномалий газогидрохимическими методами по придонным водам и водам источников зон разломов с дальнейшей подготовкой скважинными методами на поисково-оценочной стадии; 11 - зона, мало благоприятная как для выявления, так и подготовки объектов методами ГПНГ; возможно применение гелие-метрических и гидрохимических съемок для трассирования зон разгрузок на подстадии выявления объектов геофизическими методами и последующей постановки на стадии поиска месторождений детальных ГПНГ; 12 - зона, максимальной эффективности ГПНГ всех видов и стадий, в том числе аэролазерных и газобактериальных по снежному покрову;

I - Курейская синеклиза; II - Байкитская антеклиза; III - Катангская седловина; IV - Теринский мегапрогиб; V - Турухано-Норильская гряда; VI - Анабарская антеклиза; VII - Бахтинский мегавыступ



В зону Г входят прибортовые районы Анабарской антеклизы. Комплекс методов и технология ГПНГ аналогичны рассмотренным для зоны В, однако вследствие малой изученности и труднодоступности территории, а также приуроченности таликов к долинам рек газогидрохимические съемки предпочтительнее проводить по придонным водам речных систем, используя методики региональных ГПНГ (Зорькин и др., 1976).

Зона Д (центральная часть Курейской синеклизы) характеризуется наличием в разрезе всех групп геохимических барьеров и невозможностью подготовки аномалий вследствие большой (более 1500 м) глубины залегания опорных горизонтов. В технологический комплекс целесообразно включать геохимическую съемку и методы скважинной геохимии (шлам, буровой раствор) попутно с глубоким бурением.

Зона Е расположена в пределах Ламо-Хантайского мегапрогиба. В ней в отличие от северных районов зоны Б имеют место девонские соли. Геохимические исследования на этой территории не проводились, поэтому в зоне целесообразна постановка региональных ГПНГ в методических целях.

В каждой из перечисленных зон различна не только информативность отдельных методов ГПНГ и технологического комплекса в целом, но и отдельных групп нефтегазопроисводственных показателей. При разработке оптимального комплекса показателей (ОКП) прогноза нефтегазоносности задача сводилась к выбору варианта, наилучшего с точки зрения заданных критериев и установленных ограничений.

На основе изучения на продуктивных (Курумбинская, Собинская, Нижне-Тунгусская) площадях особенностей состава рассеянных газов, битумов, органических веществ (ОВ) пород и вод, водорослованных газов (ВРГ), микроэлементов вод и их химического состава, а также бактерий, окисляющих УВ, и обобщения ранее выявленных другими исследователями [1,3,4,7] критериев наметился оптимальный комплекс показателей прогноза нефтегазоносности (таблица).

В результате проведенных в регионе ГПНГ различной стадииности к настоящему времени выявлена 31 площадь с аномальными характеристиками геохимических полей, в том числе и над Курумбинским, Подкаменным, Собинским, Друбченским месторождениями, а также над Нижне-Тунгусской залежью.

Таблица

Оптимальный комплекс геохимических показателей нефтегазоносности, пригодных для массового производственного применения в условиях запада Сибирской платформы

Индекс зоны на схеме	Показатели		Гидродинамическая зона, уровень разреза
	основные	дополнительные	
I	2	3	4
Б	А. Гидрогазобioхимические		
	Контрастные ($K > 3-5$ ед.) аномалии по C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 (содержание C_2H_6 в газе); сходство ВРГ с газами залежей; повышенное содержание гелия ($> 5,5 \times 10^{-4}$ % объема) растворенных ОВ бензола, толуола	Состав вод: $Cl-Na, Cl-Na-Ca$; $\Sigma C > 0,3-0,7$ г/л; преобладание предельных УВ над непредельными ($C_2H_6, C_3H_8, C_4H_{10} > C_2H_4, C_2H_2$); следовые концентрации в водах йода, брома; наличие бактерий, окисляющих бензол, толуол	Зона активного водного газового обмена
А	Контрастные ($K > 5$ ед.) аномалии по C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 (содержание C_2H_6 в газе); сходство ВРГ с газами залежей; гелий ($> 5,5 \times 10^{-4}$ % объема); ОВ (бензол $> 0,01$ мг/л, фенол $> 0,01$ мг/л), параллельное накопление УВ и H_2	Состав вод: $Cl-Na, Cl-Na-Ca$; $\Sigma C > 0,7-1,0$ г/л; микроэлементы: Mg (> 5 мкг/л), Mn , Zn ; эффект бактериального фидьтра; повышенное содержание йода (60 мг/л), бора ($> 0,1$ мг/л)	
Для всех зон	Газонасыщенность вод более $800-1000$ см ³ /л, коэффициент газонасыщения ($P/P_0 > 0,5$); коэффициенты миграционных рядов Л.С. Кондратова; бензол, толуол ($> 0,1$ мг/л).	U_{H_2}/N_2 6, $0, C_2H_6/C_2H_4$ ≤ 50 , коэффициент $A = C_2H_6/C_2H_4$ и $B = (C_2H_6 + C_2H_4)/C_2H_2$; 100 C_2H_6/U_{H_2} ; повышенное содержание йода, бора, аммония	Зона затопленного рудного и весьма затрудненного водного газового обмена

1	2	3	4
	Б. Газогеохимические и битуминологические		
Б, В, Г	Высококонтрастные ($K > 20$ ед.) аномалии CH_4, C_2H_6, $высш.$ (C_2-C_6); сходство состава рассеянных газов с газами залежей ($MC_2H_6, высш. > MCN_4$); $XBA > 0,0\%$ – $0,1\%$, метановый состав масел XBA (содержание масел 30–60%) $CH_4, C_2H_6, высш.$ (C_2-C_6), ($K > 3-5$ ед.); XBA 0,0%, сходство состава масел XBA с рядом n-алканов C_2-C_{17} (пр. 200–300°) в нефтях $\Sigma i-C_7/n-C$ (0,2–0,3) и $i-C_8/n-i-C_{20}$ (0,8–1,2) $C_2H_6, высш.$ (C_2-C_6), $C_2H_{12}, высш.$; ($K > 6-18$ ед.); $высш.$ $i-C_2/n-C_6$, $i-C_8/n-C_8$; преобладание в составе XBA масел (до 80%)	Парагенезис газовых и битумных аномалий; отсутствие корреляции УВ с С орг. и типом пород; закономерное изменение по разрезу CH_4, $C_2H_6, высш.$, $CH_4/C_2H_6, высш.$, C_2H_6/CH_4, $i-C_2/n-C_6$, $i-C_8/n-C_8$ Закономерные изменения по разрезу CH_4/n_2, CH_4/He, а также $i-C_2/n-C_6$, $i-C_8/n-C_8$; следы вторичного минералообразования, происходящего в восстановительных условиях Накопление под пластами солей $C_2H_{12}, высш.$ и He; $K > K_{C_2H_{12}, высш.} / K_{C_2H_6, высш.}$; ширение спектра УВ/$N_2$; Сильная положительная связь Ob пород и УВ	Подуглевые и титановые Надсолевые Солевые и подсолевые

Примечание. Таблица составлена с учетом работ [1, 2, 3, 4, 6, 8, 9].

Следует отметить, что в последние годы значительно возрастает эффективность геохимических методов, что обусловлено совершенствованием аппаратуры и приемов обработки результатов с помощью ЭВМ. Есть все основания предполагать, что геохимические методы обнаружения залежей станут обязательными при поисках нефти и газа. С целью совершенствования методики прогнозирования большое значение будет иметь:

1) проведение комплексных геологических, геохимических и геофизических исследований на единых полигонах в основных структурно-формационных зонах запада Сибирской платформы; 2) повышение информативности глубоких и колонковых скважин, дающих при испытании или проводке воду; 3) концентрация исследований на вопросах, связанных с уточнением моделей формирования месторождений нефти и газа с целью более обоснованного выбора критериев прогноза; 4) разработка критериев и показателей разбраковки промышленных скоплений УВ и нефтегазопоявлений.

Список литературы

1. Барташевич О.В. Нефтегазопроисковая битуминология. – М., "Недра", 1985, с.95–188.
2. Битнер А.К., Жуковин Ю.А. Гидрогеохимические поисковые показатели и перспективы нефтегазоносности Бахтинского мегавыступа. – Сб. Нефтегазоносные комплексы перспективных земель Красноярского края (Тез. докл. краевой конференции). – Красноярск, 1984, с.116.
3. Якобсон Г.П., Самсонов Ф.П. Использование параметров газогидрохимических ореолов рассеяния залежей углеводородов при прогнозе продуктивности ловушек на примере юго-восточных областей Сибирской платформы. – Сб. Гидрогеохимические поиски месторождений полезных ископаемых, (Тез. докл. Всесоюз. совещания). – Томск, 1986, с.106.
4. Микроэлементы в придонных водах рек южных и центральных районов Тунгусского нефтегазоносного бассейна. – Сб. Методы нефтегазопроисковой геохимии/ Т.Н.Бабинцева, Е.В.Стадник, Г.А.Юрин и др. – М., ВНИИГТ, 1982, с.37–43.
5. Нефтегазопроисковое значение микроорганизмов, органических веществ и микроэлементов вод источников Тунгусского бассейна. – Сб. Научно-методические основы и опыт использования геохимических методов поисков месторождений нефти и газа/А.К.Битнер, С.В.Мастеренко, А.Н.Боб и др. – М., ВНИИГТ, 1985, с.69–73.

6. Оценка нефтегазоносности локальных структур по комплексу газогеохимических данных. — Сб. Системная обработка информации при геохимических поисках залежей нефти и газа/ А.В.Архангельский, И.С.Старобинец-М., ВНИИГТ, 1979, с.86.

7. Оценка нефтегазоносности локальных площадей газогеохимическими методами в сложнопостроенных регионах. — Сб. Научно-методические основы и опыт использования геохимических методов поисков месторождений нефти и газа/ И.С.Старобинец, Р.Н.Мурогова, Г.С.Федорова.-М., ВНИИГТ, 1985, с.87-96.

8. Битнер А.К., Качасов Г.И., Кригин В.А. Результаты опробования гидрогазобиохимического метода в западной части Тунгусского бассейна. — Сб. Гидрогеология нефтегазоносных областей Сибирской платформы (Тр.СНИИГТМС). — Новосибирск, 1982, с.60-69.

УДК 553.98:550.847

В.Е.Глотов, О.В.Щербань

НЕСТАЦИОНАРНОСТЬ ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ В СЕЗОННОТАЛОМ СЛОЕ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ СЕВЕРО- ВОСТОКА СССР

Практически все осадочные бассейны (ОБ) Северо-Востока СССР (СВ СССР), перспективные в отношении нефтегазоносности, расположены в криолитозоне. Толща многолетнемерзлых пород (ММП) представляет собой первый от поверхности регионально распространенный водоупор, разделяющий подземные воды на надмерзлотные и подмерзлотные, что осложняет фильтрационный водогазообмен недр с дневной поверхностью. Однако сами многолетнемерзлые породы не являются абсолютным экраном на путях миграции плечных вод, газов и некоторых ионов [3]. В связи с неоднородностью структуры и относительностью мерзлотного экрана возможно равномерное опробование изучаемых площадей и за пределами участков развития сквозных таликов. В этом случае объектом изучения является газогеохимическое поле сезонноталого слоя (СТС). В ОБ СВ СССР (Ямско-Тауйский, Хатырский, Марковский, Анадырский) это поле характеризуется ярко выраженной временной нестационарностью, обусловленной в основном сезонными изменениями гидрогеологических, геохимических и биохимических обстановок в СТС и пульсационным характером миграции углеводородных газов (УВГ)

к поверхности под воздействием приливно-отливных движений в земной коре.

Для изучения роли процессов сезонных промерзаний и протаваний в пределах нефтегазоносных площадей Анадырского ОБ (Чукотка) в конце летнего и зимнего сезонов 1981-1985гг. из одних и тех же пунктов опробований отбирались пробы отложений СТС до глубины 1,0-1,2 м, т.е. на всю мощность летнего оттаивания. Пробы термодегазировались в продуктах дегазации определялись УВГ от метана до бутана. Методика исследований описана в [4]. Во всех пробах из СТС, отобранных в конце зимнего периода (таблица), отмечено накопление УВГ.

На содержание УВГ в летнее время оказывают влияние водоносность отложений, микробиальные процессы (УВГ-окисляющие бактерии определялись во ВНИИГТе), дегазация за счет повышения температуры поверхности почвы и т.д. Действие всех этих факторов прекращается при замерзании отложений в зимний период, который длится 7-7,5 мес. При снижении температуры до отрицательных значений увеличиваются поверхность и сорбционная емкость твердой фазы. В отдельных случаях, возможно, происходит и гидратообразование, которое обуславливает резкое увеличение концентраций пропана и бутанов.

В марте-апреле 1986г. на нефтегазоносной Верхне-Телекайской площади выполнен эксперимент по накоплению УВГ цеолитами Са-А (диаметр пор 5Å) на глубине летнего оттаивания. Цеолиты, предварительно стерилизованные при 400°C , за 1,5 мес. стояния в шпурах сорбировали УВГ в количестве до 0,1 мл/г сорбента. Углеводородные газы представлены насыщенными и ненасыщенными соединениями $\text{C}_1\text{-C}_4$, среди которых доминирует метан. По результатам эксперимента еще раз подтверждено существование миграции газов в ММП. Кроме того, установлено, что диффузия метана по градиенту температур приводит к частичному улетучиванию его из СТС и относительному обогащению грунтов его гомологами. Метан, выделившийся из СТС, поглощается снегом [1]. Следует также отметить, что в продуктах дегазации грунтов СТС, отобранных в конце зимнего сезона, помимо предельных и непредельных УВГ, обнаружены низкомолекулярные органические соединения, не выявляемые в летнее время.

С началом летнего оттаивания при повышении температуры пород СТС до положительных значений и появлении жидкой фазы воды

Таблица

Содержание УВГ, сорбированных отложениями сезонноталого слоя по сезонам года

Глубина отбора, м	Содержание УВГ, л · 10 ⁻³ см ³ /кг					
	начало зимнего периода			конец зимнего периода		
	CH ₄ +C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀ + nC ₄ H ₁₀	CH ₄ +C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀ + nC ₄ H ₁₀
	Торф					
0,0-0,1	89,0-240,7 ^{*)} 142,5	н.о.-2,7 0,21	н.о.	201,6-1051,4 977,2	н.и.	н.и.
0,2-0,3	30,1-187,0 89,7	н.о.-3,2 0,25	н.о.	127 - 1062,0 789,4	н.и.-85	н.и.-39,0
0,4-0,5	11,0-181,3 64,2	н.о.-6,8 4,64	н.о.	112,3-760,0 662,5	н.и.	н.и.
среднее	98,8	1,7	н.о.	809,7	8,25	4,20
	Супесь					
0,0-0,1	н.о.-40,5 7,46	н.о.-0,07 0,02	н.о.	119,1-401,2 250,8	н.и.	н.и.
0,2-0,3	н.о.-54,4 5,3	н.о.-0,11 0,06	н.о.	106,0-233,6 205,1	н.и.-13,5	н.и.-13,5
0,4-0,5	н.о.-25,04 4,5	н.о.	н.о.	78,5-221,5 112,6	н.и.-5,7	н.и.-44,2
0,7-0,8	н.о.-23,2 4,02	н.о.	н.о.	77,3-132,0 102,5	н.и.-28,5	н.и.-40,2
среднее	5,07	0,04	н.о.	223,66	8,48	4,02
	Суглинок					
0,0-0,1	1,20-72,0 58,6	н.о.-7,1 5,6	н.о.-сл.	92,0-272,5 247,3	н.и.	н.и.
0,2-0,3	0,5-68,6 57,8	н.о.-8,8 6,0	н.о.-0,9 0,4	111,8-267,3 227,2	н.и.-32,4	н.и.-6,9
0,4-0,5	3,1-82,3 70,6	н.о.-10,7 9,4	н.о.-1,0 1,3	140,8-480-1 221,4	н.и.-31,1	н.и.-6,9
0,7-0,8	9,7-80,2 78,2	н.о.-12,2 10,8	н.о.-2,2 1,5	132-239,9 190,7	н.и.-41,1	н.и.-33,6
среднее	66,3	8,00	0,8	295,6	33,3	4,47

Примечание: н.о. - не обнаружено; н.и. - компонент не идентифицирован из-за влияния низкомолекулярных гетероорганических соединений, среднее арифметическое рассчитано для проб с детектируемыми компонентами.

^{*)} В числителе приведены пределы содержания УВГ, в знаменателе - среднее арифметическое.

газоудерживающая способность всех видов грунтов резко снижается и происходит их естественная дегазация. Одновременно меняется и геохимическая обстановка в СТС. Восстановление активного водогазообмена с атмосферой сопровождается формированием окислительной обстановки, интенсификацией окислительных процессов, в том числе возобновляется жизнедеятельность микроорганизмов.

Процесс протаивания, как и процесс промерзания, генерирует естественное электрическое поле. Установлено, например, что на Верхне-Эчинской площади Анадырского ОБ на границе оттаивания *h* мерзлых пород всегда ниже, чем уже оттаявших. Эта разница изменяется от плюс 700 до минус 500 мВ, т.е. в отдельных случаях разность электрических потенциалов достигает 1200 мВ.

Связь между процессами промерзания и оттаивания почв с естественным электрическим полем отмечалась при электроразведочных работах. Роль электрических полей в геохимии УВГ пока не определена, однако прямое или косвенное влияние их на параметры газогеохимического поля несомненно. Таким образом, одним из существенных факторов формирования газогеохимического поля является сезонная изменчивость состояния, характера и интенсивности гидрогеологических, биохимических и физико-химических процессов в приповерхностных слоях. Этот фактор особенно отчетливо проявляется в ОБ криолитозоны, в том числе на СВ СССР, где не менее 6 мес. в году зона окислительной обстановки в связи с повсеместным промерзанием практически исчезает.

Наряду с сезонной нестационарностью газогеохимических полей в СТС отмечены и периодические вариации, вызываемые приливно-отливными движениями земной коры, роль которых в дегазации недр Земли общепризнана [7].

По данным режимных наблюдений в Анадырском НГБ, наиболее отчетливо влияние приливно-отливных движений на параметры газогеохимического поля свободных газов в СТС сказывается в летний период при сформировавшемся слое оттаивания (середина июля - последняя декада сентября) и в конце зимнего (апрель), т.е. во время стабилизации фазовых переходов воды и сорбционных свойств грунтов. Анализ изменений концентраций метана в двух пунктах (рис. 1а, б) показывает достаточно закономерную связь локальных всплесков концентраций с внутрисуточными фазами морских приливов и отливов. Анализ проводился в районе морского пор-

Рис.1. Графики связи концентраций метана в режимных точках с солнечно-лунными приливами и отливами в Анадырском ОБ

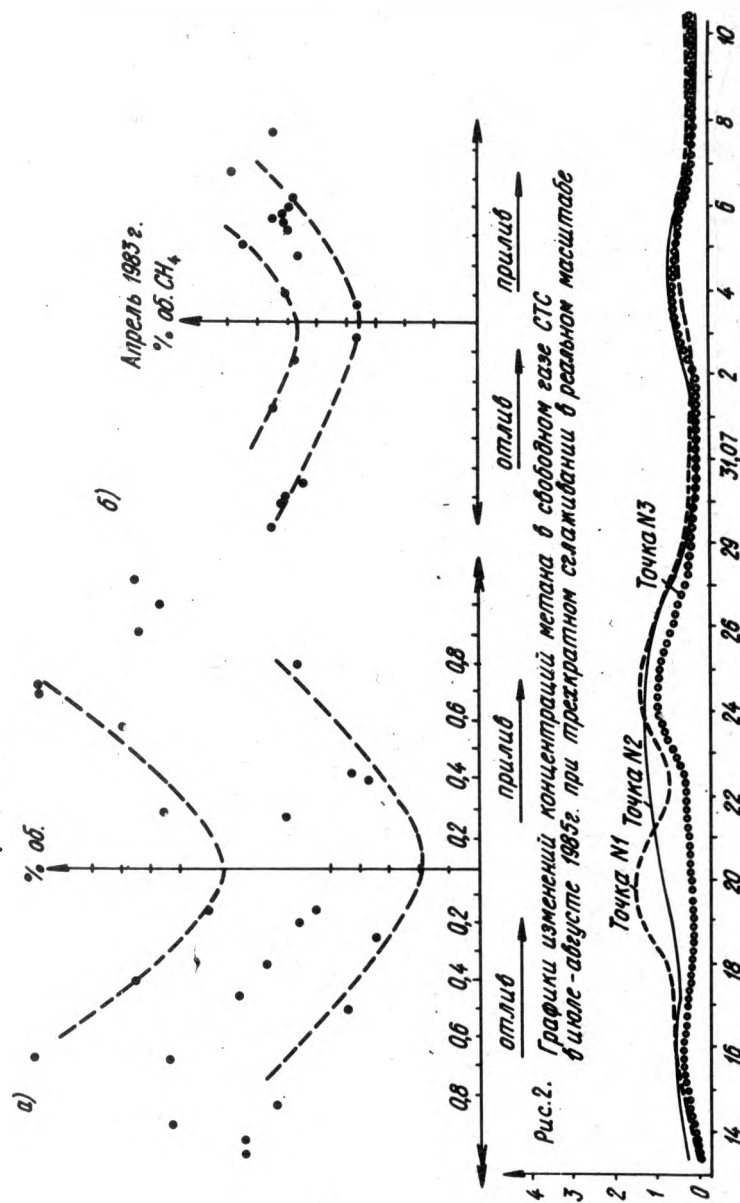
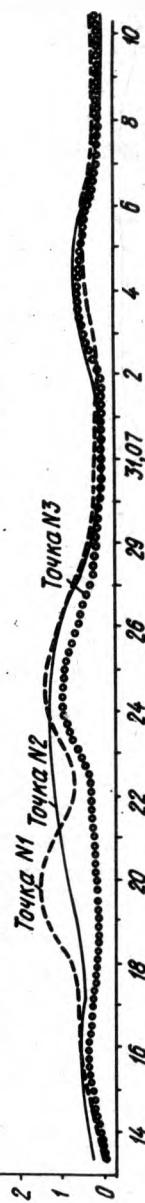


Рис.2. Графики изменений концентраций метана в свободном газе СТС в июле-августе 1983г. при трехкратном сглаживании в разном масштабе



та Анадырь, расположенного примерно на одной долготе с площадью геохимических наблюдений.

Для более детального изучения нестационарности поля концентраций метана в свободных газах СТС в летний период проводились (1985г.) режимные наблюдения по трем точкам в различных ландшафтно-геоморфологических условиях на Верхне-Телекайской площади Анадырского ОБ. Результаты наблюдений подтвердили наличие внутрисуточных колебаний концентраций метана. Последующая математическая обработка данных 27-суточных наблюдений, включающая дискретизацию, сглаживание и последующий гармонический (преобразование Фурье) анализ, позволила выявить наличие более длиннопериодических колебаний. На первые пять гармоник с периодами 26,5; 13,3; 8,8; 5,3; и 4,4 суток приходится 70-85% суммарной мощности колебания концентрации метана в каждой из трех наблюдательных точек. Следует отметить, что первые три из указанных гармоник практически совпадают с месячными (27,3), полумесячными (13,7) и девятисуточными (9,1) гармониками лунных приливов. Хотя амплитуда изменения концентраций метана в отдельных точках различна, колебания совпадают по фазе, что отчетливо видно по субсинхронности кривых, полученных после трехкратного сглаживания (рис.26). По результатам корреляционного анализа выявлена слабозначимая (коэффициент корреляции менее 0,6 при 95% доверительном интервале) связь концентрации метана с температурами воздуха в наблюдательных пунктах и над ними.

Наряду с действиями периодических (сезонных, суточных) факторов, обуславливающих миграцию УВГ к дневной поверхности, флуктуации газогеохимического поля в СТС происходят и под действием неотектонических процессов [2], землетрясений [6] и комплекса других динамических процессов эндогенной, экзогенной и антропогенной природы. В результате их совместного проявления газогеохимическое поле в СТС приобретает нестационарный (мерцающий) характер. Вполне обосновано предположить, что подобный характер оно имеет и в других регионах, хотя специфика флуктуаций может отличаться индивидуальными чертами, подчиняясь особенностям климата, геологического строения, неотектонической активности, а также масштабу, глубине залегания и степени сохранности возможных источников мигрирующих УВГ. Выявление закономерностей изменений параметров газогеохимического поля в приповерхност-

ных отложениях во времени [5]—один из подходов к совершенствованию прямых геохимических методов поисков месторождений нефти и газа.

Список литературы

1. Газобактериальная съемка по снежному покрову и приземному воздуху при поисках нефти и газа (инструктивные указания).—М., ВНИИГТ, 1981, 35с.
2. Глотов В.Е., Иванов В.В. Газогеохимический способ выявления открытых неотектонических разломов при гидрогеологическом картировании в горноскладчатых областях. — В кн.: Тез.докл. Всесоюзн. совещ. по подземным водам востока СССР. Иркутск-Чита, 1985, с.38-39.
3. Глотов В.Е., Иванов В.В., Шило Н.А. Миграция углеводородов через толщу многолетнемерзлых пород.—ДАН СССР, 1985. Т.285, № 6, с.1443-1446.
4. Глотов В.Е., Иванов В.В., Щербань О.В. Изменения содержания углеводородов в грунтах и лишайниках как показатели нефтегазоносности (Методические рекомендации).—Магадан; ОНТИ СВКНИИ, 1985, 15с.
5. Иванов В.В., Глотов В.Е., Гревцев А.В., Щербань О.В. Исследования в области геологии и геохимии нефти и газа.—Колыма, 1985, № 3, с.23-27.
6. Осика Д.Х. Опыт разработки и перспективы практического использования геохимических и гидрогеологических методов прогноза места, силы и времени мелкофокусных землетрясений. — Геохимия, 1979, № 3, с.354-366.
7. Хитаров Н.И., Войтов Г.И. Об одной особенности процесса дегазации Земли. — Сб. Природные газы Земли и их роль в формировании земной коры и месторождений полезных ископаемых.—Киев, "Наукова Думка", 1985, с.25-33.

УДК 550.4.004.3(479.24)

А.А.Фейзуллаев, Г.А.Байрамова,
Л.Б.Гусейнова

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПОИСКОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТИПА МУРАДХАНЛЫ

В 1971 году поисковым бурением на площади Мурадханлы впервые в Азербайджане был получен промышленный приток нефти из эффузивных пород верхнего мела. В результате дальнейших интенсивных поисково-разведочных работ была установлена промышленная нефтеносность мергельной пачки среднего эоцена, надмергельной верхнего эоцена, майкопской свиты и чокракского горизонта.

Залежь нефти в эффузивных породах в основном приурочена к сводовой части поднятия (рис.1). Характерной ее особенностью является неравномерная нефтегазоносность не только по глубине, но и по площади. Скважины, расположенные в пределах залежи, резко различаются по величине притоков нефти. Так, скв.27, расположенная между скважинами 58 и 44 с дебитами нефти соответственно 500 и 215 т/сут., оказалась почти сухой. Сухими при опробовании оказались и скважины 83 и 93, также расположенные между высокодебитными скважинами 53, 43, 56.

Блоковый локальный характер нефтегазоносности эффузивных пород определяет развитие по площади зон трещиноватости, которые являются коллекторами.

Эоценовые отложения, выклиниваясь к телу эффузивных пород, являются благоприятным местом для скопления нефти в ловушках стратиграфически экранированного типа. Выявленные залежи такого типа окаймляют структуру с юго-восточной до северо-западной ее переклинали (см.рис.1). Залежь нефти по майкопу приурочена к более погруженным частям поднятия, особенно на юго-западном крыле и юго-восточной переклинали. Контур нефтегазоносности чокракских отложений приурочен к куполу эффузивных пород (см.рис.1).

После выявления промышленных притоков нефти на площади Мурадханлы значительно возрос интерес и к другим площадям Евлах-Агджабединского прогиба, что в свою очередь потребовало усовершенствования методических приемов поиска и выявления критериев нефтегазоносности применительно к новому типу залежей. С этой целью на месторождении Мурадханлы был проведен комплекс опытно-методических геохимических исследований, включающий газовую, микробиологическую и фитогеохимическую съемки.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ УВГ, УВ-
В ЗОЛЕ РАСТЕНИЙ И

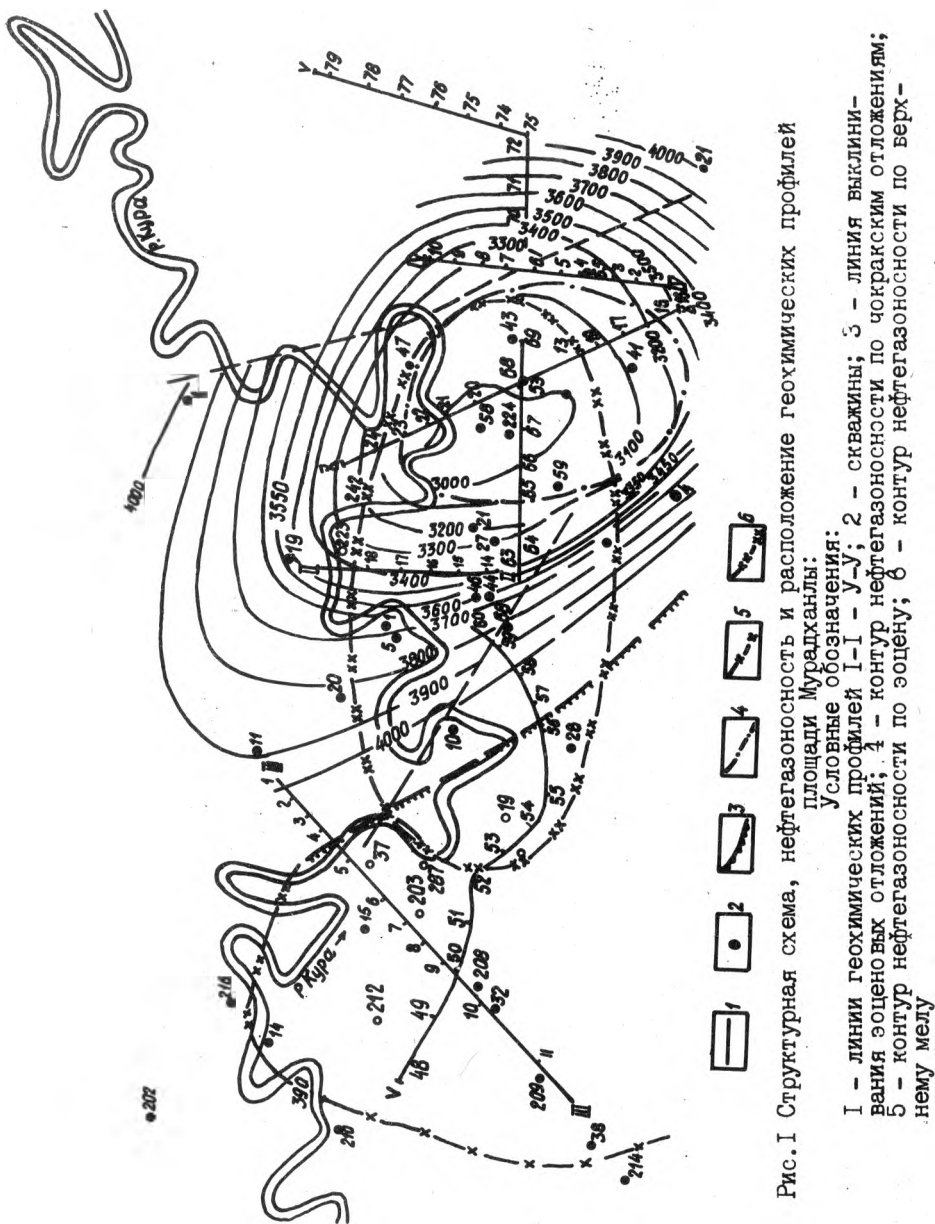
ОКИСЛЯЮЩИХ МИКРООРГАНИЗМОВ
И В ПОЧВЕ НА ПЛОЩАДИ МУРАДХАНДЫ

Таблица I

Параметры	Распределение в пределах контура неф			
	по среднему эозону			по верхнему
	количество проб	пределы содержания	средняя	количество проб
УВГ, $л \times 10^{-4}$				
CH ₄	II	9 - 30	15	10
ТУ	II	0,7 - 47	14,5	10
УВ-окисляющие бактерии (баллы):				
метанобразующие	II	10 - 115	42,5	10
пропанобразующие	II	10 - 65	32	10
пентанобразующие	II	15 - 60	34	10
Микроэлементы, $л \times 10^{-3}\%$:				
Mn	$\frac{5}{5}$ *)	$\frac{54-41}{68-63}$ (100-70)	$\frac{47}{65}$ (90)	$\frac{13}{16}$ (15)
Ba	$\frac{5}{5}$ (5)	$\frac{250-100}{300-100}$ (250-80)	$\frac{190}{180}$ (86)	$\frac{13}{16}$ (15)
Ti	$\frac{5}{5}$ (5)	$\frac{120-62}{180-70}$ (400-320)	$\frac{90}{114}$ (182)	$\frac{13}{16}$ (15)
Zn	$\frac{5}{5}$ (5)	$\frac{20-10}{10-8}$ (10-3)	$\frac{14}{9}$ (9)	$\frac{13}{16}$ (15)
B	$\frac{5}{5}$	$\frac{18-12}{25-13}$	$\frac{15}{18}$	$\frac{13}{16}$
Cr	$\frac{5}{5}$	$\frac{12-6}{12-2}$	$\frac{10}{8}$	$\frac{13}{16}$
Sr	$\frac{5}{5}$ (5)	$\frac{75-16}{44-6}$ (40-10)	$\frac{38}{17}$ (32)	$\frac{13}{16}$ (15)

*) Содержание элементов: в числителе - в золе тамарикса, в знаменателе - в золе солянки, в скобках - в почве.

газазонаности		Распределение за контуром нефтегазонаности		
малу (эффузивные породы)				
пределы содержания	средняя	количество проб	пределы содержания	среднее
8 - 29	17,2	10	9 - 18	14
1,8 - 37	10	10	0,1 - 2,0	1,0
10 - 150	59,5	5	10 - 50	27
5 - 55	19,5	5	10 - 20	14
5 - 50	20,0	5	10 - 25	15
$\frac{60-38}{110-60}$ (140-42)	$\frac{45}{80}$ (109)	$\frac{8}{10}$ (10)	$\frac{40-30}{90-60}$ (85-11)	$\frac{36}{67}$ (52)
$\frac{300-63}{300-20}$ (320-32)	$\frac{200}{175}$ (158)	$\frac{8}{10}$ (10)	$\frac{200-80}{200-32}$ (400-10)	$\frac{135}{91}$ (185)
$\frac{180-60}{360-50}$ (600-100)	$\frac{120}{141}$ (358)	$\frac{8}{10}$ (10)	$\frac{78-30}{170-65}$ (380-28)	$\frac{63}{111}$ (117)
$\frac{50-6}{20-6}$ (20-8)	$\frac{20}{12}$ (10)	$\frac{8}{10}$ (10)	$\frac{25-6}{12-8}$ (10-8)	$\frac{11}{9}$ (8)
$\frac{22-12}{33-11}$	$\frac{17}{20}$	$\frac{8}{10}$	$\frac{19-10}{16-13}$	$\frac{12}{13}$
$\frac{40-5}{32-5}$	$\frac{18}{12}$	$\frac{8}{10}$	$\frac{30-6}{12-6}$	$\frac{11}{6}$
$\frac{60-13}{130-8}$ (85-32)	$\frac{30}{50}$ (41)	$\frac{8}{10}$ (10)	$\frac{50-24}{100-17}$ (40-10)	$\frac{19}{26}$ (21)



Относительная картина распределения УВГ, УВ-окисляющих бактерий и микроэлементов в приповерхностных отложениях и растениях на площади Мурадханлы

Наименование	Распределение УВГ, УВ-окисляющих бактерий и микроэлементов		
	в контуре нефтегазоносности		за контуром
	по среднему эоцену	по верхнему мелу (эффузивные породы)	
CH ₄	++	+++	+
ТУ	+++	++	+
Метаноокисляющие бактерии	++	+++	+
Пропаноокисляющие бактерии	+++	++	+
Пентаноокисляющие бактерии	+++	++	+
Mn	$\frac{+++}{++}(++)$	$\frac{++}{+++}(+++)$	$\frac{+}{+}(+)$
Ba	$\frac{++}{+++}(+)$	$\frac{++}{++}(++)$	$\frac{+}{+}(+++)$
Ti	$\frac{++}{++}(++)$	$\frac{+++}{+++}(+++)$	$\frac{+}{+}(+)$
Zn	$\frac{++}{++}(++)$	$\frac{+++}{+++}(+++)$	$\frac{+}{+}(+)$
B	$\frac{++}{++}$	$\frac{+++}{+++}$	$\frac{+}{+}$
Cr	$\frac{+}{++}$	$\frac{+++}{+++}$	$\frac{++}{+}$
Sr	$\frac{+++}{+}(++)$	$\frac{++}{+++}(+++)$	$\frac{++}{+}(+)$

Условные обозначения:

- + - низкие содержания
- ++ - средние содержания
- +++ - высокие содержания

Газометрические и микробиологические исследования совпадали во времени и пространстве, в то время как фитогеохимическая съемка, проведенная позднее, характеризовалась пространственной ориентацией профиля. Все исследования охватывают площадь с запад-северо-запада до восток-северо-востока.

Газометрические и микробиологические исследования выполнялись по неглубоким скважинам (1,5м), пробуренным с помощью ручного мотобура с последующим герметичным отбором и анализом отобранных проб на хроматографе "Цвет-100". Интенсивность развития углеводородоксилирующих бактерий определялась методом флакон-инъекций и оценивалась в баллах.

Фитогеохимическая съемка проводилась путем отбора проб растительности (по кустарникам тамарикса и солянки) вдоль профиля длиной 20 км, пересекающего структуру с запада на северо-восток с выходом в законтурную зону. По этому же профилю отбирались и пробы однотипных почв, в основном сероземов. Спектральный анализ зола отобранных проб растительности и почв осуществлялся на спектрографе СТЭ-1.

По результатам газовой съемки содержание CH_4 в приповерхностных отложениях изменяется от 9 до $30 \cdot 10^{-4}\%$, а суммы тяжелых УВГ — от $0,1$ до $39 \cdot 10^{-4}\%$. В исследованных пробах газа наряду с предельными и нормальными формами углеводородов встречены непредельные и изомерные. В отдельных пробах отмечены повышенные концентрации паров гексана.

По данным микробиологической съемки, интенсивность развития метаноксилирующих бактерий находится в пределах 5–150, пропаноксилирующих — 5–65, пентаноксилирующих — 5–60, гексаноксилирующих — 5–90 баллов. Содержание микроэлементов в растениях и почве, по данным фитогеохимической съемки, изменяется от тысячных до десятых долей процента.

Для комплексного анализа результатов съемок все данные по принципу их пространственной приуроченности объединялись в три группы. Первые две группы точек опробования были приурочены к контурам нефтегазоносности: в запад-северо-западной части площади по эоцену, в центральной — по верхнему мелу и чокраку. Третья группа точек опробования расположена в восточной части площади за пределами контуров нефтегазоносности (табл.1).

В табл.2 приведено сравнение распределения УВГ, УВ-окисляющей микрофлоры и микроэлементов в приповерхностных отложениях и в растениях.

Как видно из таблицы, по результатам комплекса геохимических исследований наиболее четко выделяются две основные закономерности:

зона отсутствия нефтегазовых скоплений выделяется низкими показаниями исследуемых параметров по сравнению с зоной нефтегазоаккумуляции. Исключение составляет лишь распределение Ва в почве, Cr — в тамариксе и Sr — в солянке;

в пределах зоны нефтегазоаккумуляции высокие концентрации по большинству показателей (более 70%) приурочены к контуру нефтегазоносности по верхнему мелу (эффузивные породы).

Наряду с общими закономерностями, отмечаемыми по результатам всех трех методов геохимических исследований, представляют интерес и некоторые частные особенности, характерные для отдельных геохимических полей.

В газовом поле зона нефтегазоаккумуляции наиболее уверенно выделяется по сумме тяжелых УВГ и соотношению метана к сумме его гомологов. Фоновая величина отношения CH_4 к тяжелым УВГ равна 14, а над нефтегазовым скоплением 1–2. Коэффициент контрастности по метану равен 1,1–1,2, в то время как по сумме тяжелых УВГ этот показатель значительно выше и составляет 10–14,5. По тяжелым УВГ отмечается увеличение их концентрации с запада на восток к центральной наиболее приподнятой части массива эффузивных пород, к которой приурочен контур нефтегазоносности верхнего мела и вышележащего чокракского горизонта. В указанном направлении средняя величина содержания тяжелых УВГ в приповерхностных отложениях увеличивается от $4,3 \cdot 10^{-4}\%$ до $10 \cdot 10^{-4}\%$. Распределение метана относительно равномерное.

Особенно четко по тяжелым УВГ выделяются нефтегазовые скопления, приуроченные к выклинивающимся отложениям эоценового возраста в запад-северо-западной части площади (рис.2). На геолого-геофизическом профиле наиболее высокие концентрации тяжелых УВГ отмечаются в зоне между скважинами 206 и 203, давшими притоки нефти из эоценовых отложений соответственно 250–300 и 118 т/сут. В направлении северо-востока эоценовые отложения выклиниваются к телу выступа эффузивных пород и уже в скв.37 дебит нефти составляет около 2 т/сут., а скв.11 непродуктивна. В этом же направлении отмечается закономерное уменьшение содержания в приповерхностных отложениях тяжелых УВГ (см.рис.2). Нефтегазоносность эффузивных пород в этой части площади не установлена (скв.37,11).

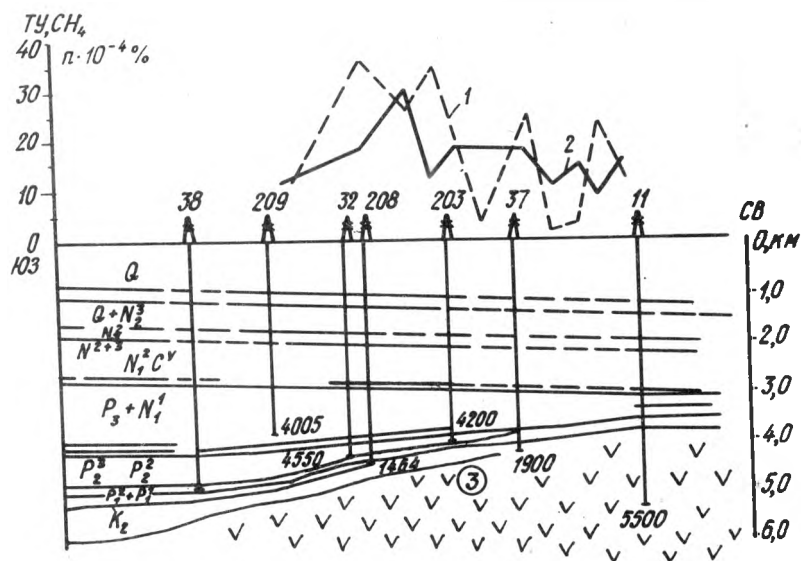


Рис.2. График распределения метана и суммы тяжелых УВГ в приповерхностных отложениях (площади Мурадханлы):

Условные обозначения:

I — метан; 2 — сумма тяжелых УВГ; 3 — эффузивные породы (V)

С газовым полем хорошо согласуется поле развития УВ-окисляющей микрофлоры. Зоны высоких концентраций метана отмечаются более интенсивным развитием метаноокисляющих бактерий. Зоны высоких концентраций тяжелых УВГ отмечаются более высокой интенсивностью развития пропан- и пентаноокисляющих бактерий. Такая картина позволяет предполагать, что в настоящее время имеет место интенсивный процесс рассеяния УВГ из нефтегазовых залежей.

В фитогеохимическом поле по всем исследованным объектам (тамарикс, солянка и почвы), зона нефтегазонакопления выделяется по Ba, Mn, Ti, Zn, B. Отмечаемая обратная картина в распределении Ba в растениях и почве, по-видимому, объясняется выносом его из последней на нефтегазоносной площади и накоплением в растениях.

Распределение микроэлементов в золе солянки (в отличие от тамарикса) лучше коррелируется с распределением их в почве. Это может быть объяснено тем, что корни солянки имеют относительно небольшую глубину проникновения (1–5 м) по сравнению с тамариксом (20–70 м).

Подытоживая результаты проведенных опытно-экспериментальных исследований на площади Мурадханлы, можно сделать вывод о том, что газовая, микробиологическая и фитогеохимическая съемки, взаимно дополняя одна другую, являются эффективным комплексом геохимических методов поиска залежей нефти и газа в Азербайджане.

УДК 550.84(574.13)

И.А.Тарасов, И.В.Головенко,
В.В.Казакова, И.А.Гусейнова,
М.П.Кузнецова

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДИКИ ТЕРМОГАЗОВОЙ ХРОМАТОГРАФИИ ПРИ НАЗЕМНЫХ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТАХ

На региональной и прогнозно-рекогносцировочной стадиях ГПНГ газометрические съемки проводятся по приповерхностным отложениям. Эффективность этих съемок снижается из-за недостатков методики дегазации проб [3]. Для получения достоверной информации при подобных работах во ВНИИГеотехнологий проведено изучение адсорбированных газов пород — новой (ранее не исследованной) фазы [1]. Пробы отбираются в сейсмозрывных и структурных скважинах, а также шурфах глубиной 0,7 – 1,5 м. Адсорбированные газы пород удерживаются на поверхности минералов за счет сил Ван-дер-Ваальса (энергия отрыва около 10 – 15 ккал/моль). На эти газы не влияют атмосферные агенты, так как адсорбированные газы не вымываются из пород вследствие инфильтрационных процессов [2].

По результатам измерений адсорбированных газов пород по линии сеймопрофиля К-3 длиной 250 км (рис.1,а) выявлены аномальные концентрации УВГ, достигающие $(3000-4000) \times 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$ при минимальных значениях около $500 \times 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$, т.е. с контрастностью 6–8.

Для определения природы выявленных аномалий необходимо провести сопоставительный анализ состава газового поля по линии профиля, т.к. возможны флуктуации фонового поля в широких пределах из-за неоднородности изучаемой среды (приповерхност-

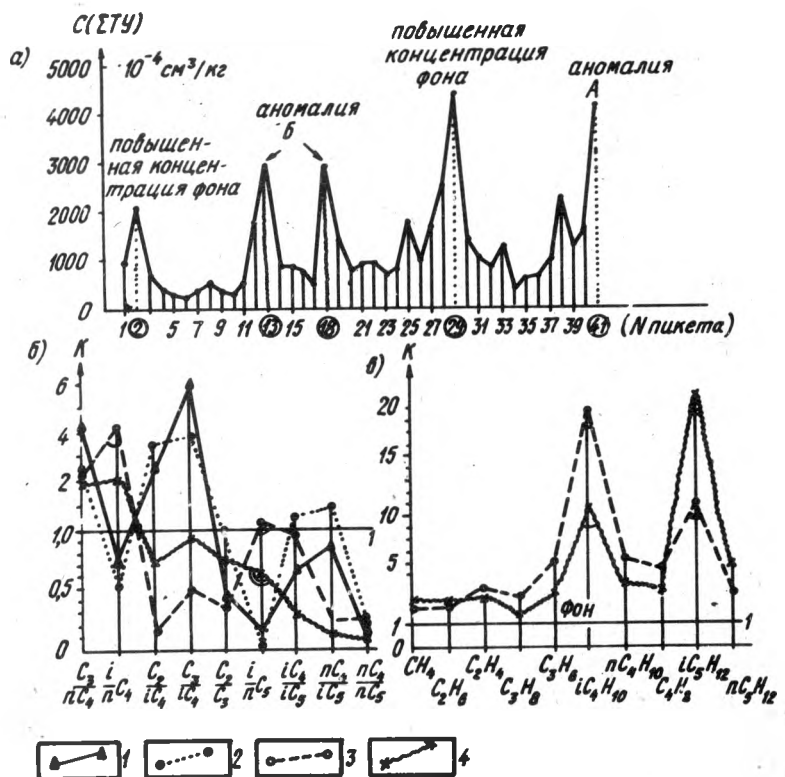


Рис. 1. Характеристика адсорбированных УВГ по линии профиля К-3: а) распределение ТУ; б) кривые адсорбционного ряда при различных концентрациях УВГ; 1-фоновых; 2-с высокой флуктуацией фона (ПК 2 и 29); аномальных: 3-ПК 41; 4-ПК 13 и 18; в) контрастность компонентов УВГ выявленных аномалий

ные отложения). Для проведения сопоставительного анализа состава газа пород по каждой точке опробования строятся кривые адсорбционного ряда. По полученным данным сопоставительного анализа (нормирование газов по типам-группам) определяются точки с фоновым, смешанным и аномальным типами газов. К аномальному типу газа относятся газы, для которых точки значений отношений адсорбционного ряда аналогичны точкам на кривых, построенных для газов месторождения (характерные пики в точках $\frac{1}{n}C_4$ и $\frac{1}{n}C_5$). К газам переходного или смешанного типа относятся

точки опробования, имеющие на кривой адсорбционного ряда один пик ($\frac{1}{n}C_4$ или $\frac{1}{n}C_5$), при слабой выраженности или отсутствии другого. К фоновому типу газов относятся те точки опробования, где по кривым адсорбционного ряда фиксируются минимумы в точках кривой $\frac{1}{n}C_4$ и $\frac{1}{n}C_5$ (характерно для фоновых зон на месторождениях и пустых площадях). Далее все точки (пикеты) с фоновым типом газа объединяются для расчета средних значений концентраций компонентов адсорбированных УВГ. Аналогичным образом рассчитываются средние значения компонентов УВГ для точек с аномальным и переходным типом газа. Затем посредством деления средних значений концентраций аномального и фоновых типов газа рассчитываются контрастности компонентов УВГ-аномалий (то же для смешанного типа газа). По характеру кривых контрастности выделяются или ликвидируются аномалии УВГ, связанные с возможной нефтегазоносностью. Так, по линии профиля К-3 по абсолютным концентрациям ΣТУ адсорбированных породами приповерхностных отложений выделяются 5 аномалий (см. рис. 1). Анализ качественного состава газа позволил выделить как возможно нефтьдогенные аномалии только три из них (пикеты 13, 18 и 41), а две другие (пикеты 2 и 29) отнести к разряду фоновых флуктуаций.

В пределах Аккум-Арансайского участка по адсорбированным газам пород проведена площадная съемка. По результатам исследований здесь выявлено 5 аномалий ΣТУ различной контрастности (рис. 2). Диапазон концентраций ΣТУ на исследуемой территории составляет $(1000-50000) \times 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$. При этом из пяти аномалий четыре в центральных частях имеют концентрации ТУ около $5000 \times 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$, а одна - $52000 \times 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$. По результатам исследования качественной характеристики газовых аномалий (А, Б, С₁, С₂, С₃) установлено, что четыре из них (А, Б, С₁, С₂) относятся к переходному (смешанному) типу, а одна (С₃) - типично нефтьдогенная. По кривым контрастности проявления компонентов УВГ выявлено, что все аномалии (как смешанного, так и нефтьдогенного типа) относятся к нефтьдогенным (наибольшие контрастности компонентов УВГ отмечаются для $\frac{1}{n}C_4$ и $\frac{1}{n}C_5$).

Таким образом аномалии на Аккум-Арансайской площади Восточного Прикаспия представляют интерес для выполнения следующей стадии ГПНГ. Для более определенной оценки перспектив нефтегазоносности данной территории необходимо провести скважинные газогеохимические исследования, что позволит проследить аномалии по более глубоким уровням разреза.

На месторождениях Жанажол, Кожасай, Синельниковское (Восточный Прикаспий) и Собинское (Восточная Сибирь) адсорбированные газы пород исследовались по профилям через продуктивные части. В результате выявлены контрастные аномалии, приуроченные к сводово-присводовым и крыльевым участкам структур. Состав газа выявленных аномалий существенно отличается от условно фоновых зон газового поля, что отражается на кривых адсорбционного ряда и контрастности компонентов УВГ. Следует

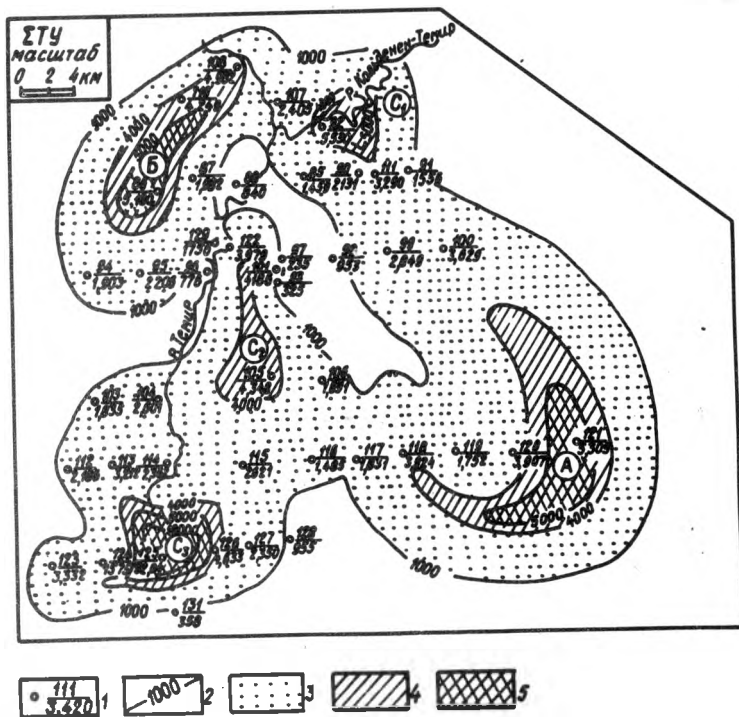


Рис.2 Схема распределения адсорбированных УВГ в породах K_1a_1 возраста на Аккум-Арансайской площади
1 - местоположение структурных скважин: числитель - номер скважины, знаменатель - содержание ТУ в $\text{л} \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$; 2 - изолинии концентраций ТУ; поля концентраций в $\text{л} \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$: 3 - 1000-4000; 4 - 4000-5000; 5 - более 5000; А, Б, С₁, С₂, С₃ - аномалии по ТУ

обратить внимание на идентичность состава газа аномалий на нефтегазовых месторождениях в обследованных регионах. Так, на месторождении Жанажол аномалия $\Sigma \text{ТУ}$ приурочена к сводово-присводовой части структуры и характеризуется составом газа, резко отличным от фоновых. Эти отличия выражаются пиками по $\frac{1}{\text{л}} \text{C}_4$ и $\frac{1}{\text{л}} \text{C}_5$ на кривых адсорбционного ряда и пиками (наибольшими контрастностями) по $i\text{C}_4\text{H}_{10}$ и $i\text{C}_5\text{H}_{12}$ в ряду контрастности компонентов УВГ. Аналогичная картина газораспределения отмечается над месторождениями Кожасай и Собинское.

Данные, полученные в результате проведения опытно-методических исследований, могут использоваться в качестве информационного показателя.

Список литературы

1. Кондратов Л.С., Жуйкова Т.Л. Некоторые вопросы изучения газов глубокой сорбции и их применение при геохимических поисках нефти и газа. - Деп. в ВИНТИ, № 2834-85.
2. Кондратов Л.С., Ершова М.В. Углеводородные газы горных пород в связи с использованием при поисках полезных ископаемых. - Изв. ВУЗов, "Геология и разведка", 1986, № 7.
3. Методические рекомендации по геохимическим методам поисков месторождений нефти и газа. - М., ВНИИГП, 1975.

УДК 550.4:551.192:551.981/.2(479.24)

Л.Б.Гусейнова

ОПЫТНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ ФИТОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ И ГАЗА В СРЕДНЕКУРИНСКОЙ ВПАДИНЕ

На территории Азербайджана фитогеохимические исследования впервые начали проводиться в 1983г. в пределах нефтяного месторождения Мурадханлы и фотоаномалий, отождествляемых с погребенными структурами Зардоб и Шихбаги. Все исследованные площади входят в состав Евлах-Агджабединского нефтегазоносного района. Исследования проводились в соответствии с методическими рекомендациями по применению фитогеохимической съемки при работах на нефть и газ [1].

Нефтегазовые залежи на исследуемых площадях выявлены в интервале глубин 3000-4500 м. По данным ряда исследователей, районы месторождений по комплексу результатов анализа геолого-геофизического и структурно-геоморфологического материала, а

также результат дешифрирования аэро- и космоснимков выделены как тектонически напряженные участки, характеризующиеся повышенной трещиноватостью осадочного чехла и, следовательно, являющиеся более проницаемыми для миграции УВ и благоприятными для проведения фитогеохимической съемки.

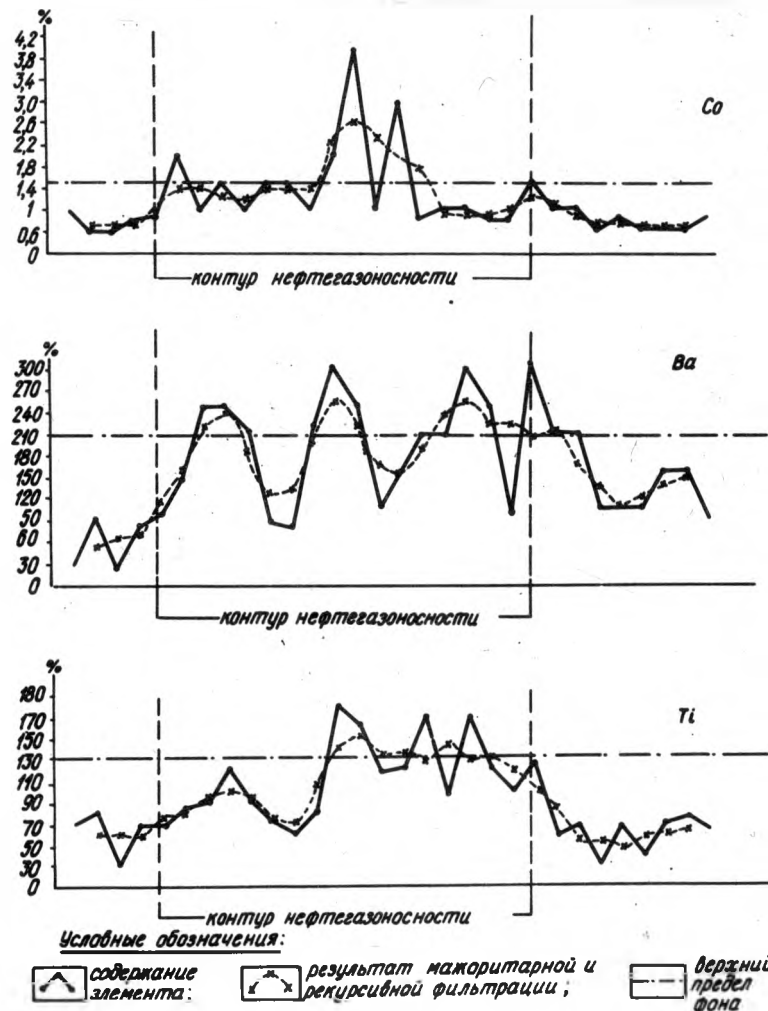
Район расположения исследуемых площадей характеризуется климатом умеренно-теплых полупустынь и полупустынным ландшафтом. Из флоры развита полупустынная растительность и кустарники, растительность заболоченных участков и тугайные рои вдоль реки Куры. Почвенный покров территории представлен преимущественно сероземами, иногда засоленными, и каштановыми почвами.

Пробы грунта и растений отбирались из однотипных почв, в основном сероземов. Из растительности отбирались: веточки кустарника тамариска, полукустарника солянки и многолетней травы верблюжьей колючки. Эти виды растительности являются эдификаторами на исследуемой территории. Спектральный анализ проб производился в Харьковском университете. На спектрографе СИЭ-1 методом эмиссионного спектрального анализа определялось содержание химических элементов в полученной золе. В исследуемых пробах определяли следующие химические элементы: железо, магний, алюминий, натрий, кальций, кремний, бор, свинец, титан, ванадий, хром, марганец, кобальт, никель, медь, цинк, стронций, цирконий, серебро, барий.

Отбор проб на месторождении Мурадханлы производился с запада на восток по ленточному профилю длиной 20 км, пересекающему структуру, осложненную разломом, с выходом в законтурные зоны. Профиль проходил в однородных ландшафтных, геоморфологических и литологических условиях. По исследуемой площади построен геохимический спектр состава изучаемых растений и почв, выделен ряд элементов с повышенным содержанием над залежью.

При анализе полученных данных среднее содержание ряда элементов оказалось повышенным по сравнению с фоновой частью профиля в золе тамариска на своде структуры (табл.1). Медь, марганец и магний в золе тамариска имеют повышенные концентрации на крыльях структуры - так называемый "кольцевой" эффект. В результате анализа химического состава зола тамариска, отобранного вдоль ослабленной зоны тектонического нарушения, зафиксировано резкое повышение величин среднего содержания по стронцию, кобальту, бору, цинку. Эта фитогеохимическая аномалия подтвердила известное положение о том, что в зонах пересечения разломов происходит разгрузка пластовых флюидов [2].

При анализе зола солянки над сводом структуры были зафиксированы повышенные значения по ряду элементов (табл.2). Более низкий уровень содержания элементов в золе солянки и слабая контрастность накопления их над залежью могут быть объяснены относительно неглубоким проникновением корней (1-5 м) солянок [3], у тамариска - 20-70 м. Данные анализа почвенных



Распределение элементов в золе тамариска месторождения Мурадханлы

Средние содержания элементов в золе тамариска
месторождения Мурадханлы

Положение участка на профиле	Средние содержания элементов в золе, $\mu\text{г} \times 10^{-3}\%$													
	Mg ^{*)}	Al ^{*)}	Ba	B	Pb	Ti	Cr	Mn	Cu	Zn	Sr	Co	Ni	$\frac{Co}{Ni}$
Фон	4	0,6	101	12	1,5	55	8	36	6	11	30	0,6	1,7	0,4
Крылья структуры	6	0,7	156	15	2	81	9	54	12	14	31	1	2,3	0,5
Свод структуры	5,2	0,8	210	16	3	130	19	45	9	21	33	1,5	2,4	0,6

Таблица 2

Средние содержания элементов в золе солянки
месторождения Мурадханлы

Положение участка на профиле	Средние содержания элементов в золе, $\mu\text{г} \times 10^{-3}\%$									
	Ca ^{*)}	Mg ^{*)}	Al	Pb	Co	Zn	Sr	Ba	Mn	$\frac{Mn}{Cu}$
Фон	10	2	0,4	1	0,6	9	20	89	67	9
Крылья структуры	14	2,5	0,5	2	0,7	10	15	160	74	10
Свод структуры	13	3	0,6	2	0,8	12	35	161	77	11

^{*)} Содержание дано в $\mu\text{г} \%$

Таблица 3

Средние содержания элементов в почвенных пробах
на месторождении Мурадханлы

Положение участка на профиле	Средние содержания элементов в почве, $\mu\text{г} \times 10^{-3}\%$										
	Pb	Cr	Ti	Mn	Ni	V	Cu	Zr	Zn	Ba	Sr
Фон	0,7	8	257	83	2	7	4	6	4	27	22
Крылья структуры	1	9	305	105	3	8	6	7	7	7	30
Свод структуры	1	12	398	125	4,5	9	7	9	8	18	34

Таблица 4

Средние содержания элементов в биохимических пробах на фотоаномалии Зардоб

Вид проб	Положение участка на профиле	Среднее содержание элементов, $\mu\text{г} \times 10^{-3}\%$									
		Pb	Ti	V	Cr	Co	Cu	Zn	Sr	Zn	Mn
В золе тама- риска	Фон	1	106	2	13	0,8	7	13	37	4	57
	Свод структуры	2	194	3	14	1	10	21	54	5	161
В золе солянки	Фон	1	98	2	5	0,5	6	9	16	3	89
	Свод структуры	1,5	146	3	15	0,7	8	12	22	4	132
В золе верблю- жьей колочки	Фон	0,9	48	2	11	0,5	7	14	44	3	41
	Свод структуры	2	93	3	15	0,7	13	23	56	6	85
В почве	Фон	0,7	349	7	10	1	4	3	27	9	26
	Свод структуры	0,9	420	9	11	4	8	8	41	18	20
											75
											91

проб подтверждают выявленную в растениях закономерность в распределении изучаемых элементов (табл.3).

При сравнении средних значений химических элементов в золе тамариска и почве месторождения Мурадханлы выявлено накопление в почвах титана, марганца, ванадия, циркония, никеля. Ряд элементов, такие как свинец, барий, медь, цинк, выносятся из почвы и накапливаются в растительности, что можно объяснить перераспределением элементов в фитосфере в зоне влияния УВ. В качестве примера на рисунке показано изменение по профилю содержания бария, титана, кобальта.

Аналогичные работы были проведены также на фотоаномалиях Зардоб и Шихбаги, расположенных северо-западнее Мурадханлинского месторождения. Эти фотоаномалии, отождествляемые с положительными структурами, имеют сходные геологические и ландшафтные условия с месторождением Мурадханлы. Комплекс опробуемых почвенно-растительных объектов включал также верблюжьей колочку. В результате анализа данных установлено, что между содержанием элементов в почве и растительных пробах на Зардобской и Шихбагинской фотоаномалиях наблюдается определенная связь – ряд элементов над сводом структуры выносятся из почвы и накапливаются в растительном покрове – барий, свинец, цинк, хром. Из полученных данных также следует, что в пределах свода структуры содержание бария в почве понижено, а в золе растительности повышено (табл.4).

Таким образом, в результате обобщения данных, полученных по исследуемым фотоаномалиям и за их пределами, установлены определенные изменения в почвенном слое и в фитосфере в зоне влияния УВ-скоплений. Разрывные нарушения, прослеживаемые вдоль свода структуры Мурадханлы, зафиксированы по изменению элементов в растительности.

Над контурами залежи и за ее пределами установлены аномальные значения в накоплении ряда элементов в растительности и почвах, что может свидетельствовать о наличии окислительно-восстановительных условий на исследуемых фотоаномалиях. Наиболее показателен в этом отношении барий: во всех видах проб растительности его содержание над залежью увеличивается, а в почвенных пробах – уменьшается. Это происходит, по-видимому, вследствие выноса его из почвы и накопления в растительности. Учитывая это, барий можно принять за вполне надежный индикатор при фитогеохимической съемке на нефтегазоносных площадях в аридных зонах.

Список литературы

1. Методические рекомендации по применению фитогеохимической съемки при работах на нефть и газ. - М., ВНИИГПТ, 1982.

2. Фитогеохимический метод поисков месторождений нефти и газа/Е.В.Стадник, Л.Г.Комогорова, Г.А.Юрин и др. - Сб.Методы нефтегазописковой геохимии. - М., ВНИИГПТ, 1982, с.12-26.

3. Инструкция по геохимическим методам поисков рудных месторождений. - М., "Недра", 1983, 191с.

УДК 550.84(471.56+574.13)

М.А.Пчелинцева, Е.Л.Голандская

ЛАНДШАФТНО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В АРИДНЫХ УСЛОВИЯХ (на примере северного и восточного борта Прикаспийской впадины)

При поисках нефти и газа на территории северного и восточного бортов Прикаспийской впадины в комплекс ландшафтно-геохимических методов были включены геоморфологические исследования и изучение геохимических особенностей почвенного и растительного покровов с целью выявления особенностей ландшафтов и их взаимосвязи с нефтегазоносностью исследуемого региона.

Теоретическим обоснованием применения ландшафтно-геохимических исследований являются представления о субвертикальной миграции флюидов от залежей УВ к дневной поверхности. Ландшафт - это сложная система переменных величин, в которой изменение одного компонента ведет к ряду последовательных изменений других компонентов и связей между ними. Поэтому изучение отдельных компонентов ландшафтов вне их взаимосвязи может привести к неправильным результатам. Все компоненты ландшафта, находящегося в зоне действия УВ-потока, определенным образом изменяются, что и приводит к формированию совершенно особого ландшафта в целом.

Рельеф - это тот компонент ландшафта, в котором ярче всего проявляется действие эндогенных и экзогенных факторов. Знак тектонических движений (положительный или отрицательный) влияет на интенсивность экзогенных процессов. На блоках, испытывающих воздымание, усиливаются экзогенные процессы - интенсивность эрозийного расчленения и денудация; на блоках, испытывающих опускание, усиливаются процессы аккумуляции и снижается интенсивность вертикального расчленения. Вследствие этого в областях

денудации происходит перераспределение механического состава почвообразующих пород: легкие глинистые фракции выносятся в области аккумуляционного накопления материала, а на сводах структур происходит опесчанивание пород. Изменение почвообразующих пород приводит к изменению типа почвы, развивающейся на этих породах. Таким образом формируются специфические типы ландшафтов, которые выявляются при дешифрировании аэро- и космоснимков.

В процессе проведения морфоструктурных исследований анализируются: а) поле высот рельефа; б) плановый рисунок рельефа и связанные с ним ареалы почвенно-растительных ассоциаций; в) карты суммарной расчлененности рельефа. В зонах активной переработки разреза углеводородами и их продуктами плотность эрозийного расчленения и суммы линейных элементов минимальная.

В результате геохимического изучения почвенно-растительного покрова выявлено изменение элементного состава почв и растительности, а также физических и биологических свойств почв над месторождениями и перспективными площадями. В первую очередь - это повышенное засоление почв, приводящее к образованию характерных солонцов и солончаков, рН почвы - щелочная и сильнощелочная. Растительность характеризуется повышенным содержанием V и Si и пониженным Ca и Mg; для верхних горизонтов почвы характерно повышенное содержание Ca, Mg, Cr и V по сравнению с фоном. Возрастает общая биогенность почв.

Указанные ландшафтно-геохимические критерии оценки нефтегазоперспективности территорий использованы при выделении перспективных площадей для постановки поисковых геологоразведочных работ - Арансайской, Восточно-Жанагольской, Солончаковой, Кумжарганской, Северо-Останукской, Изобильненской, Дивнопольской. Опробованная методика может быть рекомендована при поисках новых месторождений нефти и газа в неизученных регионах.

УДК 550.846

С.П.Локтионов, Л.С.Кравченко

ИЗУЧЕНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ МИКРОЭЛЕМЕНТОВ В РАСТЕНИЯХ И ПОЧВАХ С ЦЕЛЬЮ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА (на примере Саратовского и Волгоградского Поволжья)

В последние годы как в нашей стране, так и за рубежом были разработаны новые виды съемок - по снежному покрову, придонным водам рек и озер, фитогеохимическая и т.д. Фитогеохимический метод, разработанный во ВНИИГПТе и опробованный в Западно-

Сибири, Средней Азии и других регионах [1], является наиболее перспективным.

Теоретической базой фитогеохимических или биогеохимических поисков месторождений полезных ископаемых являются идеи В.И. Вернадского и А.П. Виноградова о роли организмов в концентрировании редких и рассеянных элементов в биосфере. Если при поисках рудных минерализаций, залегающих на небольших глубинах, в качестве индикаторов используются прямые показатели – сами элементы рудных залежей, то при поисках месторождений нефти и газа необходимо проследить сложную цепь косвенных показателей в системе "УВ-залежь-породы-почва-растительность". Это объясняется тем, что механизм накопления элементов в системе "растительность-почва" обусловлен различными физико-химическими и биологическими процессами, протекающими в поле влияния УВ-потока.

Поскольку химический состав растений формируется под влиянием большого количества одновременно действующих факторов [2,3], среди которых различают внутренние (физиологические) обусловленные процессами жизнедеятельности самих растений, и внешние (экологические), связанные с геологическими, ландшафтно-климатическими и другими условиями внешней среды обитания растений, наборы "элементов-индикаторов" УВ-залежей для различных регионов изысканий, вероятно, будут отличаться один от другого.

В соответствии с биогеохимическим районированием в каждой конкретной точке земной поверхности устанавливается относительное химическое равновесие системы "почва-растение". Поток углеводородов от залежи заметно изменяет концентрации микроэлементов в породах, расположенных непосредственно над залежью, тем самым нарушая биогеохимическое равновесие системы "почва-растение". В этих нестандартных условиях существования растение, приспособляясь к "новой" среде обитания, вырабатывает физиологические механизмы регулирования функций применительно к повышенной или пониженной концентрации МЭ в почве, накапливая или "сбрасывая" избыточные элементы. Количество доступных растениям ионов металлов зависит от наличия растворимых соединений металлов в почвах (хлоридов, сульфатов, бикарбонатов и т.д.), а также от наличия обменных форм металлов на почвенных коллоидах. Механизм извлечения растениями этих металлов представляет собой сложный процесс, в котором одним из решающих факторов является окислительно-восстановительная характеристика среды. Следует отметить, что поглощение растением ионов идет не только из

почвенного раствора, но и контактным способом из твердой фазы почвы.

Исследования, проведенные в Западной Сибири [1], позволили выделить ряд элементов (бор, фосфор, рубидий, стронций, марганец, медь и т.д.), которые дают аномальные значения концентраций в кедре, березе, иве на нефтегазовом месторождении. В зависимости от видового состава растений и ландшафтных условий этот ряд МЭ может меняться, но всегда выдерживаются их высокие концентрации над месторождением, что является основой биогеохимического метода поисков нефти и газа.

В 1981-1985 гг. НИИ Геологии Саратовского университета провел биогеохимические исследования на Липовской, Мельниковской, Стройгазовской нефтегазоносных площадях Дальнего Саратовского Заволжья (ДСЗ), а также Пограничной, Поповской и Добренской площадях Саратовского и Волгоградского Правобережья.

В ландшафтно-климатическом и геологическом отношении территории Заволжья и Правобережья значительно отличаются. Правобережье р. Волги относится к зонам развития лесостепного и степного ландшафта в умеренном и сухом климате. Здесь преобладает карбонатно-кальциевый эпигенетический процесс развития кор выветривания [3]. Почва Правобережных районов формировалась под влиянием развития вышеуказанного процесса и непосредственно залегает на глинисто-песчаных отложениях палеогена. В подобных условиях в поверхностных и приповерхностных водах легко мигрируют стронций, уран, ванадий, натрий, сера (в форме сульфат-иона), а алюминий, железо, кальций, гумус обладают низкой миграционной способностью.

Саратовское Заволжье принадлежит к зоне сухих степей с развитием хлоридно-сульфатного эпигенетического процесса выветривания. Почва в районе исследования залегает непосредственно на глинах темно-бурого цвета акчагыльского и апшеронского возраста. Миграция элементов в этих условиях несколько отлична от Правобережья. В водах Левобережья интенсивно мигрируют хлор, сера (сульфат-ион), натрий, бор, стронций, частично ванадий, уран, хром, йод. Такие элементы, как железо, марганец, медь, алюминий, титан имеют низкую миграционную способность.

Однако в зоне влияния потока УВ в осадочных породах создается восстановительная обстановка, в результате чего происходит перераспределение первоначальных концентраций поливалентных элементов. Марганец, железо, частично медь приобретают большую

подвижность и выносятся в законтурные участки, а ванадий, никель, галлий, цинк, кобальт, молибден образуют повышенные концентрации внутри контура нефтегазоносной залежи. В связи с этим нарушается биогеохимическое равновесие системы "растение-субстрат", что является определенными показателями наличия залежи УВ.

Для установления закономерностей поглощения и аккумуляции химических элементов растениями на изученных территориях была выбрана наиболее часто встречаемая в Саратовском и Волгоградском Поволжье полынй австрийская. Для этой цели использовались коэффициенты биогенной миграции элементов, рассчитанные по формуле

$$A_x = \frac{I_x}{n_x} [3],$$

где A_x - коэффициент биогенной миграции элемента;

I_x - содержание элемента в золе растений;

n_x - содержание элемента в породе или почве, на которой произрастает растение.

В зависимости от величины коэффициента биологического поглощения химические элементы оценивались следующим образом:

$A_x > 1$ - элементы биологического накопления,

$A_x < 1$ - элементы биологического захвата.

Проведенные исследования показали, что концентрации наиболее распространенных элементов в полынн, произрастающей над скоплениями УВ, подчиняются определенной закономерности. Эта закономерность различна для Правобережья и Левобережья. Данные о распределении концентрации микроэлементов приведены в таблицах 1, 2.

Для правого берега р. Волги элементами преимущественно биологического накопления являются свинец, никель, медь, кобальт, стронций, титан, натрий, калий, литий, рубидий, биологического захвата - марганец, галлий. Для левого берега р. Волги элементами преимущественно биологического накопления являются стронций, натрий, калий, рубидий, преимущественно биологического захвата - марганец, свинец, никель, медь, титан, литий, хром.

Таким образом, на Правобережье в полынн австрийской больше концентрируется элементов биологического накопления, в Левобережье - биологического захвата. Несмотря на такие различия в биологической активности нетрудно заметить общую тенденцию: внутриконтурные участки отдельных нефтегазоносных структур резко отличаются от законтурных по содержанию МЭ. Эти данные сви-

Таблица 1

Пределы изменения коэффициентов биологического поглощения на нефтегазоносных структурах Саратовского и Волгоградского Правобережья р. Волги в золе полынн

Положение участка	Площадь	Коэффициенты биологического поглощения (A_x)										
		Mn	Pb	Ni	Cu	Co	Sr	Ti	Yb	Na	K	Li
Внутриконтурная часть	Пограничная Саратовская область	0,9	0,4	2,7	3,6	1,1	1,9	0,7	0,6	1,1	13,3	1,2
	Поволжская Саратовская область	0,04	17,5	7,5	10,1	11,2	0,2	4,0	8,0	3,9	26,6	0,9
	Добрянская Волгоградская область	2,2	0,5	0,1	0,1	0,1	4,5	1,0	0,6	4,8	28,9	1,2
	Саратовская и Волгоградская области	0,3	0,1	0,1	0,5	0,1	1,2	0,03	0,4	1,0	4,0	0,3
Законтурная часть												1,8
												3,5
												4,4
												1,0

Пределы изменения коэффициентов биологического поглощения
на нефтегазоносных структурах Саратовского Заволжья в золе пыли

Положение участка	Площадь	Коэффициенты биологического поглощения (Ах)												
		Мп	Рв	Сг	Ni	Сш	Ti	Sp	Na	K	di	Рв	Cs	
Внутриконтурная часть	Липовская	0,6	0,5	1,2	0,5	2,4	0,2	2,6	1,1	7,6	0,8	2,0	2,4	
	Павловская	0,2	0,2	-	-	0,6	0,3	4,7	1,8	3,5	0,8	0,4	-	
	Восточная	0,3	0,1	0,1	0,01	0,7	0,04	2,7	0,3	9,3	0,6	2,1	2,0	
	Милорадовская	0,2	0,07	-	0,03	0,5	0,04	6,0	0,2	5,1	0,5	-	-	
	Первомайская	0,3	0,2	0,2	0,2	0,7	0,07	7,0	2,8	4,8	0,6	1,4	1,3	
	Мельниковская	0,3	0,5	0,2	0,2	1,7	0,07	7,0	3,5	5,5	0,8	1,5	2,3	
Заоконтурная часть	Стройгазовская	0,2	0,09	0,1	0,01	0,5	0,03	2,5	1,2	4,06	0,3	1,0	1,1	
	Саратовское Заволжье													

детельствуют о том, что тенденция накопления в пыли отдельных МЭ в пределах контура нефтегазоносных структур сохраняется не только на правом, но и на левом берегу р. Волги, хотя единого комплекса МЭ, указывающего на наличие залежей УВ для этих территорий установить не удалось, вероятно, из-за различия ландшафтно-геохимических характеристик.

Таким образом, проведенные исследования свидетельствуют о возможности использования данных распределения МЭ в растениях, в частности в пыли австрийской, для предварительной оценки перспектив нефтегазоносности малоизученных территорий.

Список литературы

1. Комогорова Л.Г., Стадник Е.В. и др. Опыт применения биохимических исследований при нефтепоисковых работах. - В кн.: Геохимические методы поисков нефти и газа. - М., "Наука", 1983.
2. Методические рекомендации по применению фитогеохимической съемки при работах на нефть и газ. - М., ВНИИГТ, 1982.
3. Перельман А.И. Геохимия ландшафта. - М., "Высшая школа", 1975, 450с.

УДК 550.47:631.42.662.63

Л.В.Лапчинская, Л.И.Смылова

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА БИОЛОГИЧЕСКОГО ПОГЛОЩЕНИЯ (КБП) ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ БИОГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Свойство растений концентрировать или захватывать химические элементы давно используется в прикладных целях, в частности при поисках месторождений полезных ископаемых [1,2,3,8].

Для количественной оценки интенсивности поглощения и накопления растениями химических элементов из различных сред Ковалевский А.А. [3] использует серию относительных биогеохимических коэффициентов (табл.1).

В практике работ чаще всего используется РПК (по Ковалевскому) = КБП (по Перельману) = БАК (по Бруксу) [4,7,1] :

$$КБП(БАК,РПК) = \frac{Cp}{Cc},$$

где Cp , Cc - концентрации элемента соответственно в золе растения и в почве (литосфере, земной коре, воде, атмосфере).

Таблица 1'

Пределы колебаний и средние значения $РГК_K, РВК_K$
 $РГК_K$ химических элементов

Коэффициент	Значение коэффициентов		Примеры
	пределы	среднее	
Растительно-почвенный ($РГК_K$)	$10^{-3}-10^2$	1.0	Большинство элементов
Растительно-водный корневой ($РВК_K$)	10^2-10^5	$3 \cdot 10^{-3}$	То же
Растительно-газовый надземный ($РГК_K$)	10^4-10^7	$3 \cdot 10^5$	— " —
Растительно-газовый корневой ($РГК_K$)	—	$3 \cdot 10^5$	— " —

Теоретически [1,7] химические элементы подразделяются на существенные (без которых организм не может существовать) и несущественные. Первые обычно накапливаются растением или захватываются им независимо от его количества в почве. Несущественные элементы в однотипных природных условиях изменяются в близких пределах (табл.2) и по Бруксу [1] КБП остается постоянным для растений независимо от его концентраций в почве.

Для существенных элементов растения не имеют постоянного КБП, так как его значения уменьшаются логарифмически с увеличением количества элементов в почве. Эти факторы срабатывают в рудной биогеохимии: наблюдается прямая связь между рудным элементом в системе "почва - растение".

В нефтегазоносной биогеохимии такой закономерности не наблюдается в связи с наличием специфической геохимической обстановки, обусловленной внеландшафтным углеводородным потоком от залежи, трансформирующим физические и химические параметры среды как в толще пород, так в водах и на земной поверхности. В результате создаются благоприятные условия для миграции поливалентных металлов как существенных (медь, марганец, цинк, бор, кальций, магний, железо), так и несущественных (стронций, барий, никель, хром, кремний, ванадий, титан, алюминий).

Поэтому над углеводородными залежами КБП этих элементов часто значительно превышают теоретически рассчитанные КБП и их в

таких случаях можно рекомендовать в качестве информативных геохимических показателей на различных стадиях поисков и разведки нефти и газа.

Таблица 2

Коэффициент биологической абсорбции для
 существенных и несущественных элементов
 по Р.Р.Бруксу [1]

Классификация Перельмана	Элемент	физиологическая роль	КБП (БАК) $\cdot 10^4$ [1]	КБП [2]	
				для растительности суши	для березняка (верхняя часть)
Сильная абсорбция	бор	существенный	850	10,0	
	цинк	то же	450	19,6	1,5
Средняя абсорбция	фосфор	" "	440		
	марганец	" "	200	6,9	7,8
	кальций	" "	70		
	стронций	несущественный	65	3,5	
	медь	существенный	65	9,1	2,0
	калий	то же	60		
	барий	несущественный	60	0,7	
Слабая абсорбция	магний	существенный	17		
	никель	несущественный	15	1,5	1,1
	кобальт	то же	10	2,7	1,2
	железо	существенный	6		
Очень слабая абсорбция	натрий	то же	3,5		
	хром	несущественный	1,5	1,0	
	кремний	то же	0,30		
	ванадий	" "	0,30	0,4	1,0
	титан	" "	0,15	0,2	0,3
	алюминий	" "	0,15		
	свинец	" "			0,9
	олово	" "		1,9	1,0

Так, на примере КБП березы белой с Тарасовской площади Западной Сибири (с аномалией углеводородов и без нее) и трех площадей Европейской части СССР (с аномалиями УВ) видны существенные различия в его значениях, обусловленные преимущественно свойствами субстрата (почвенного покрова) и вторичных факторов (в частности диффузионно-фильтрационного массопереноса угле-

водородов), что подтверждается данными ранжированного ряда КБП для различных почвенных условий (табл.3):

таежно-мерзлотные (с аномалией УВ) $Mg > B > Ca > Mn > Ni > Pb > Co = Sr > V > Cr > Cu > Ba > Fe > Ti > Si$;

таежно-мерзлотные (без аномалии) $Ca > Mn > Mg > Pb > Cu > B > Ni > Co = Sr > Ba > V > Fe > Cr > Ti > Si$;

тундровые болотные (с аномалией УВ) $Ca > Cu > Mg > Sr > B > Pb > Mn > Ni > Ba > Co > Si > Fe > V > Cr > Ti$;

подзолистые лесные (с аномалией УВ) $Ca > Mg > B > Cu > Mn > Ni =$

$Pb > Ba > Sr > Co > Cr > Fe > Ti > Si$;

дерново-песчаные (с аномалией УВ) $Ca > B > Mn > Mg > Pb > Sr > Ni > Ba > Co > V > Cu > Cr > Fe > Ti > Si$.

Таблица 3

КБП березы белой различных природных зон

Элемент	Тарасовская площадь (зап. Сибирь)		Европейская часть СССР (газохранилища)		
	с аномалией углеводородов	без аномалий	Шелковское	Инчукалнское	Краснопоповское
Si	0,4	0,08	0,15	0,98	0,09
B	11,8	4,7	24,2	2,9	41,3
Ti	0,65	0,12	0,12	0,21	0,49
Cr	1,25	0,37	0,9	0,3	1,4
Ni	17,4	3,98	3,7	1,8	2,7
Ca	78,5	234	101,1	12,3	196
Fe	0,7	0,7	0,7	0,7	0,5
Mg	181,5	14,9	20,0	4,1	12,0
V	1,36	0,93	1,13	0,59	1,48
Mn	18,7	44,1	3,8	2,1	32,7
Co	3,8	3,7	1,4	1,3	1,6
Cu	2,9	5,2	5,2	4,8	1,4
Sr	3,8	3,7	2,5	3,8	6,7
Ba	0,91	2,4	3,5	1,7	2,2
Pb	5,0	6,7	3,7	2,6	7,6
Типы	Таежно-мерзлотные глеевые		Подзолистые лесные	Тундровые болотные	Дерново-песчаные

По сравнению с теоретическими КБП и данными Добровольского В.В. [2] КБП березы белой, произрастающей на различных типах почв, соответствуют расчетным данным для биогенных элементов (бор, кальций, магний, марганец) и превышают соответственно для несущественных элементов (никель, кобальт, медь, стронций, барий, свинец). Широкая дифференциация этого показателя

позволяет использовать его при биогеохимических поисках, что реализовано в рекомендации КБП в качестве информативного параметра при фитогеохимической съемке на нефть и газ на примере Тарасовской и Инчукалнской площадей [6].

При биогеохимических методах поисков месторождений полезных ископаемых для повышения информативности рекомендуется обязательный отбор почвенных образцов (гумусовый или подгумусовый горизонты).

Список литературы

1. Брукс Р.Р. Биологические методы поисков полезных ископаемых. - М., "Недра", 1986.
2. Добровольский В.В. География микроэлементов. Глобальное рассеяние - М., "Мысль", 1983.
3. Ковальский В.В. Геохимическая экология. - М., "Наука", 1974, 280с.
4. Ковалевский А.А. Особенности формирования рудных биогеохимических ореолов - Новосибирск, "Наука", 1975.
5. Лапчинская Л.В., Журавель Н.Е., Бугаева Е.А. Геохимические особенности элементарных ландшафтов Краснопоповской структуры (Северный Донбасс). - Вестник ХГУ, № 212, вып. 12.
6. Методические рекомендации по применению фитогеохимической съемки при работах на нефть и газ. - М., ВНИИГТ, 1982, 28с.
7. Перельман А.И., Геохимия. - М., "Высшая школа", 1979, 450с.
8. Фортескью Д.Ж. Геохимия окружающей среды. - М., "Прогресс", 360с.

УДК 550.846:553.98

Л.Г. Комогорова

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ФИТОГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В КОМПЛЕКСЕ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТ

Фитогеохимический метод поисков месторождений полезных ископаемых в последние десятилетия получил широкое применение. Становлению биогеохимической индикации в практической деятельности способствовало создание науки биогеохимии. Первые биогеохимические исследования с рудопоисковой целью начались в СССР в 1934г., а в 50-ые годы уже проводились достаточно широко у нас в стране и за рубежом. Однако массовое применение

метода в производстве было связано с рядом трудностей. Не везде при исследованиях использовался геохимический подход к решению сугубо геохимической проблемы, не учитывалась геохимия отдельных элементов и процессов, протекающих в системе "порода (руда) – почва – растение". Упрощенно толковались факты при интерпретации полученных данных (как правило, с позиции специальности исследователя). Достижения отдельных групп разработчиков "не укладывались" в производственный цикл стадийности геологоразведочных работ. Не было квалифицированных специалистов-геоботаников и биогеохимиков.

В 40-ых годах в СССР на стыке генетического почвоведения В.В.Докучаева, биогеохимии В.И.Вернадского и учения о ландшафтах, заложенного еще В.В.Докучаевым и развитого Л.С.Бергом, возникло новое научное направление – геохимия ландшафта.

В 60-ые годы началось практическое использование геохимии ландшафта при геохимических поисках рудных месторождений. Ландшафтно-геохимический подход характеризуется целостным взглядом на состояние природных образований и подразумевает изучение всех элементов лито-, гидро-, педо-, био- и атмосферы, а также всех вариантов их химических взаимодействий. Этот подход позволяет оценить характер и тесноту взаимосвязи между компонентами окружающей среды на локальном, региональном и глобальном уровнях, в геологическом и историческом аспектах времени, прогнозировать тенденции развития определенных ландшафтов и геохимических процессов и сдвигов в состоянии среды в будущем. При этом важное место в геохимии ландшафта отводится понятию "дневная поверхность", т.к. именно вблизи нее или на этом разделе благодаря присутствию живого вещества круговорот химических элементов достигает максимальной интенсивности.

Нефтегазопроисходящая задача явилась новой для биогеохимии и геохимии ландшафта. Она была сформулирована в конце 70-х годов и заключалась в прогнозировании нефтегазоносности геологического разреза на основе изучения пространственной изменчивости полей концентрации микроэлементов и газов в растительном покрове огромных территорий. Сложность задачи усугублялась наличием мощной толщи (1–5 км) пород над залежами нефти и газа, что потребовало значительного расширения пространственных границ исследуемого района, включающего множество различных элементарных ландшафтов и локальных геохимических полей.

Теоретические предпосылки для постановки задачи основаны на положении о диффузионно-фильтрационном потоке газов и флюи-

дов из нефтегазоносной зоны к поверхности, вызывающем существенные геохимические, геофизические и биохимические преобразования первичного литогеохимического профиля значительного объема пород на путях миграции потока [1]. В приповерхностных слоях и компонентах ландшафта формируются вторичные ореолы рассеяния ряда элементов, являющихся "косвенными" показателями нефтегазоносности. Выявление закономерностей формирования элементного состава растений в нефтегазоносных районах и минеральных индикаторов нефтегазоносности геологического разреза в растительном покрове, изучение связи фитогеохимической специализации растительного покрова и его оптических свойств, разработка принципов и технологии комплексирования фитогеохимических и дистанционных исследований – вот вопросы, вставшие перед новым научным направлением ГПНГ – фитогеохимическим.

Правомочность введения в комплекс ГПНГ фитогеохимического направления исследований вытекает из формирующегося в настоящее время взгляда на литосферу как на единую целостную систему, внутри которой протекают и взаимодействуют разномасштабные геохимические, геофизические и геодинамические процессы [2]. Включение растительного покрова Земли в информационную систему зондирования литосферы в качестве объекта нефтегазопроисходящих исследований основано на том, что фитосфера в данном аспекте рассматривается как часть геологической среды, т.е. как геообъект. Общие свойства геологической среды, поддающиеся измерению и формализации для использования их в информационных системах, характерны и для фитосферы: например, соподчиненность ее общей организации структуре геологического пространства, возможность типизации обстановок, анизотропность и эмергентность ее свойств, наложенность результатов современных геолого-физико-химических процессов и палеопроцессов и т.д.

В качестве геообъекта фитосфера в едином механизме передачи информации от глубинных слоев к поверхности Земли является тем передаточным звеном, которое интегрирует всю геологическую информацию уровней "Скважина–Земля" и трансформирует ее в оптическую информацию уровней "Воздух–Космос".

Наряду с интегральным характером фитогеохимическое поле имеет и другую особенность: чрезвычайную мобильность и изменчивость во времени, что обуславливает необходимость его изучения в качестве четырехмерного объекта.

Разработка фитогеохимического направления исследований в комплексе ГПНГ начата во ВНИИГТе (ныне ВНИИГеоинформсистем) в

1978г. На базе статистических, эмпирических и экспериментальных фитогеохимических данных, накопленных в последующие годы по разным НГР СССР, теоретически обосновывалась правомерность постановки задачи, разрабатывалась методика проведения съемки и интерпретации ее результатов. При этом были использованы некоторые теоретические положения и методические разработки из материнских наук – биогеохимии и геохимии ландшафта.

Методика проведения фитогеохимической съемки разрабатывалась в трех модификациях: отбор проб и их анализ на определение элементов в зольной и водно-растворимой фазах биомассы, а также газов [3,4,5].

Основное внимание уделялось элементной и газовой составляющим фотосинтезирующих частей растений, т.к. именно они образуют растительный покров Земли и формируют его оптические свойства.

Возрождение и интенсивное развитие фитогеохимии в значительной мере было обусловлено прогрессом, достигнутым в области дистанционного зондирования поверхности Земли. К настоящему времени накоплен большой информационный материал по многозональным космоснимкам (КС) территорий нефтегазоносных районов, однако значительная его часть, а именно фототональные аномалии в отдельных зонах спектра, остается почти неиспользованной. Особенно это касается закрытых растительностью регионов, которых на Земле более 70%. Оптические свойства растительного покрова, зависящие от его элементного состава, могут быть использованы для экспрессной спектрофотометрической индикации минерализованных зон на КС.

Для дальнейшего развития теории и усовершенствования методики в целях создания единой оптимальной унифицированной схемы фитогеохимических исследований, экономически эффективной, с аналитической базой, позволяющей вводить автоматизированную обработку материалов, необходимо проведение работ в следующих направлениях:

изучение связи фитогеохимического поля нефтегазоносных районов с геофизическими полями в подстилающей толще пород (магнитным, гравитационным, электрическим), а также с геодинамическим полем;

выявление закономерности изменения химического состава и оптических свойств растений в зависимости от газовой характеристики среды их обитания;

исследование роли УВ-окисляющих микроорганизмов в обогащении металлов из органических комплексов почвы и перераспределении их в растительности.

Требуется аналитическое обобщение материалов фитогеохимических съемок по различным климатическим зонам (тундровой, таежной, степной, пустынной и т.д.) и видам (древесной, кустарниковой, травянистой) растительности. Актуальными задачами являются: моделирование системы „УВ-лито-гидро-педо-фитосфера“ и ее частей; конструирование передвижных и портативных полевых установок для экспрессного определения ряда элементов в образцах растительности и почвы (в том числе дистанционных); создание эталонных геохимических спектров растительности и почвы в нефтегазоносных районах.

Перспективными направлениями фитогеохимии являются спектрофотометрические наземные и дистанционные, а также электрофитогеохимические (фитоэлектрические) исследования, позволяющие выявлять зоны минерализации поверхности по растениям без их химического анализа.

Кроме того, фитогеохимические исследования могут использоваться для локализации газовых утечек из подземных газохранилищ и газопроводов, для контроля при проведении рекультивационных мероприятий на нефтезагрязненных землях, а также для определения размера и степени различных типов промышленного загрязнения.

Список литературы

1. Петухов А.В., Ванюшин В.А., Сиротюк В.А. Комплексный анализ данных геохимических поисков нефти и газа. – М., "Недра" 1981.
2. Кузнецов О.Л., Петухов А.В., Зорькин Л.М. и др. Физико-химические основы прямых поисков залежей нефти и газа. – М., "Недра", 1986.
3. Методические рекомендации по применению фитогеохимической съемки при работах на нефть и газ. – М., ВНИИГП, 1982.
4. Вариант биохимических поисков минеральных концентраций/ Б.А.Колотов, В.З.Рубейкин, Е.А.Киселева, Л.Г.Комогорова – В кн.: Повышение эффективности геохимических методов поисков в таежных районах – Иркутск, 1986.
5. Углеводородные газы растений – показатель нефтегазоносности недр./Г.А.Юрин, Е.В.Стадник, А.В.Дикун и др. – Известия ВУЗов, Геология и разведка, 1983, № 5.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ПОГРЕШНОСТЕЙ ТЕХНОЛОГИЙ ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКОГО И ПО ШЛАМУ СЕЙСМОВЗРЫВНЫХ СКВАЖИН ОПРОБОВАНИЯ*)

Для обеспечения единства и требуемой для выделения аномальных полей точности и/или погрешности результатов поверхностных геохимических съемок необходимо проведение тщательного исследования и нормирования погрешностей всех этапов, стадий и операций технологии геохимических исследований, геохимического опробования и собственно аналитического измерения. Постановка проблемы метрологического обеспечения и стандартизации геохимических нефтегазопойсковых исследований и ее методологические и методические основы заложены В. И. Ручновым в ряде публикаций [1, 2, 3, 4]. В первом приближении, как было показано в [1, 2, 3], погрешность результата геохимического опробования включает методические и технологические погрешности следующих операций: отбора ($\delta_{от}$) и предварительного хранения ($\delta_{хр}$) пробы, подготовки ее к анализу ($\delta_{под}$); хранения аналитической пробы ($\delta_{хр.а}$) и аналитического измерения ($\delta_{ан}$); определения геохимического параметра (δ_p) и неоднородности объекта опробования (δ_n).

Связь между среднеквадратическими погрешностями этих операций в первом приближении можно выразить в виде [3]:

$$\delta_{\Sigma}^2 = \delta_{от}^2 + \delta_{хр}^2 + \delta_{под}^2 + \delta_{хр.а}^2 + \delta_{ан}^2 + \delta_p^2 + \delta_n^2.$$

Каждая из составляющих погрешностей геохимического опробования включает совокупность методических и технологических погрешностей.

Погрешность отбора пробы может включать различные технологические погрешности, обусловленные применяемым способом и техническим средством отбора проб.

*) Постановка задачи и подготовка текста статьи осуществлены заведующим лабораторией № 21, к.г.-м.н. В. И. Ручновым. Результаты экспериментальных исследований, обобщенные в таблицах 1, 2, 5, получены Д. Г. Грицуновым, в таблицах 3, 4 – С. А. Генель и Б. Ю. Мельчуком.

В табл. I приведены обобщенные результаты оценки погрешностей для некоторых технологий и операций газогеохимического поверхностного опробования, по шламу шнековых и колонковых сейсмозрывных скважин и шламу глубоких поисково-разведочных скважин. При применении различных методов и средств хранения отобранной пробы возможна потеря искоемых фракций и искажение свойств изучаемого объекта, в результате чего возникают специфические погрешности. Для исключения этих погрешностей при отборе проб применяются различные виды и способы их консервации – замораживание или хранение в инертной среде в специальных установках, например типа ПИУ. Некоторые оценки погрешностей для гидрогазогеохимического опробования, обусловленные способом хранения, приведены в табл. I.

Серьезные погрешности возникают при операциях пробоподготовки, например при различных видах дегазации, экстракции и т.д. Некоторые оценки погрешностей различных видов дегазации (химической, термовакуумной и термогазохроматографического анализа) для удельной метанонасыщенности различных литотипов приведены в табл. 2.

Общая погрешность собственно аналитического, например хроматографического анализа, также имеет совокупность специфических погрешностей [4], обусловленных методами и средствами градуировки хроматографа, применяемыми стандартными образцами состава углеводородных газовых смесей различного класса, а также совокупностью погрешностей, возникающих под действием различных влияющих факторов (расхода газов-носителей, температуры термостатирования колонок и т.д.). Определение общей погрешности хроматографического анализа – сложное экспериментальное исследование, включающее применение теории многофакторного планирования [5].

В табл. 3 приведены некоторые результаты исследования погрешностей, полученные при метрологической аттестации методики выполнения хроматографических измерений на хроматографе серии "Цвет-100", а в табл. 4 – сводные данные о значениях погрешностей для различных методов хроматографических измерений, например для измерения методами сравнения (компарирования) и градуировки с применением стандартных образцов, различных по классу точности [4, 6, 8]. При таком методическом подходе появля-

Таблица 1

Оценка случайных погрешностей различных технологий и операций газогеохимического опробования по углеводородным компонентам (C_1-C_4)
(составили В.И.Ручнов, П.Г.Грицун)

Вид опробования	Погрешность операции, % отн.				Общая погрешность, % отн.	Район работ, объект опробования
	отбор	хранение	дегазация	анализ		
Гидрогазогеохимическое		5-10		3-15	6-18 15-40 15-20	Лабораторный дисперсионный эксперимент Тунгусский НГБ, Катангская седловина, р.Ядули Тунгусский НГБ, Катангская седловина, р.Ванавара
По фламу шнековых сейсмо-взрывных скважин	20-35		10-15	3-5	25-35	Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн, Омская площадь, 1962
По фламу колонковых сейсмо-взрывных скважин					25-45	Тунгусский нефтегазоносный бассейн, Друбченская пл., 1966
По фламу глубоких поисково-разведочных скважин		13-39		7-23	15-45	Тунгусский нефтегазоносный бассейн, Друбченская площадь, скв.10, 1966

Примечание. Диапазоны концентраций углеводородных газов для различных технологий опробования - от 0,1 до 10×10^{-3} см³/кг (см³/л).

Таблица 2

Сопоставление оценок погрешностей основного и производных газогеохимических показателей для различных видов дегазации
(составили Ручнов В.И., Грицун Ю.Г.)

Вид дегазации, образец	Оценки погрешности показателя, % отн.				
	CH ₄	Σ TV	Σ(C ₂ -C ₄) пр	iC ₄	CH ₄
			Σ(C ₂ -C ₄) непр.	iC ₄	Σ TV
Химическая дегазация, известняк (Собинская пл., скв.31, глубина 426 м)	<u>9,0</u> ^{*)} 9	<u>50,2</u> 13	<u>50,7</u> 20	<u>38</u> 38	<u>51</u> 14
Термовакuumная дегазация, долерит (Юрубченс-кая пл., скв.10, интервал глубины 505-506 м)	I5 I5	<u>179</u> 48	<u>91</u> 22	<u>70</u> 64	<u>180</u> 39
Термогазохроматографический анализ, известняк (Северо-Ванаварская пл., скв.500, интервал глубины 1246 м)	II II	<u>52</u> 17	<u>42</u> 23	<u>16</u> 11	<u>53</u> 18

*) В числителе приведены оценки, полученные расчетным путем по частным производным, в знаменателе - оценки СК0, определенные по результатам многократных определений.

Результаты исследования метрологических характеристик методики выполнения измерений состава углеводородных компонентов на четырех хроматографах серии "Цвет-100"
(составил Ручнов В.И.)

Индекс характеристик	Значение характеристики для углеводородных газов, % отн.									
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	C ₄ H ₈	nC ₅ H ₁₂	nC ₆ H ₁₄
δ гр δ вл δ о	18,2 11,3 22,4	18,4 17,2 24,1	19,0 10,9 22,8	18,2 8,4 21,3	18,2 5,7 19,3	Хроматограф № 1		18,3 5,6 19,4	17,3 5,6 17,7	17,5 2,4 17,7
						Хроматограф № 2		21,0 6,0 22,1	30,7 9,7 32,7	17,5 7,9 19,7
						Хроматограф № 3		18,9 32,1 41,6	17,6 12,3 22,6	18,3 15,1 25,3
δ гр δ вл δ о	17,4 9,9 20,9	17,6 9,8 21,0	17,7 8,9 20,5	18,2 8,3 20,6	17,6 3,3 18,1	Хроматограф № 4		17,3 4,8 18,3	17,6 4,8 17,7	17,4 2,5 17,7

Примечание. δ_{гр} - погрешность градуировки; δ_{вл} - погрешность за счет влияющих факторов; δ_о - общая относительная погрешность измерений.

Таблица 4

Сравнительная оценка погрешностей четырех методик выполнения хроматографических измерений состава УВ-газов в диапазоне молярных долей (0,001-1)%

(составил В.И.Ручнов)

Относительная погрешность, %								
CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	nC ₅ H ₁₂	nC ₆ H ₁₄
4,5	4	Методика компарирования на "Цвет-530" (I класс точности)						
		4	5	5	5	5	9	10
		Методика на "Цвет-530" в режиме градуировки (I-II класс точности)						
6,4	6,5	6	6	6	7	10	18	13
15	13	Методика синхронного анализа на "Цвет-100" (II и III класс точности)						
		13	13	13	13	18	25	30
		Методика синхронного анализа на "Цвет-100" (II-III класс точности)						
20	24	20	20	20	20	20	20	20

Таблица 5

Влияние случайных погрешностей опробования на оценки статистических характеристик природных распределений при выделении аномалий по данным приповерхностного газогеохимического опробования

(составили Ручнов В.И., Грицун Ю.Г.)

Вид опробования	Статистические характеристики	Значения поисковых показателей				Район работ, площадь
		CH ₄	Σ TV	Σ(C ₂ -C ₄) пред.	He	
Гидрогазовое опробование	B _L	0,80	0,930	-	0,238	Елохтинская пл., бассейн р.Катанга, 1985
	E _L	0,14	0,431	-	0,161	
	B _L / E _L	4,32	2,14	-	1,48	
	C _L ^{ан}	4,2	0,091	-	11,4	
	C _{ис.л} ^{ан}	4,8	0,125	-	12,6	
	B _L	0,411	0,920	-	-	Илимпейский свод, бассейн р.Илимпея, 1986
	E _L	0,30	0,752	-	-	
	B _L / E _L	1,38	1,22	-	-	
	C _L ^{ан}	2,23	0,045	-	-	
	C _{ис.л} ^{ан}	2,64	0,060	-	-	
Газовое опробование по шлангу сейсмовзрывных скважин	B _L	0,810	-	0,80	-	Крубченская пл., шланг сейсмовзрывных скважин, 1985
	E _L	0,302	-	0,452	-	
	B _L / E _L	2,68	-	1,76	-	
	C _L ^{ан}	7,1	-	2,3	-	
	C _{ис.л} ^{ан}	9,05	-	3,2	-	
	B _L	1,41	-	1,31	-	Апрельская площадь, шланг сейсмовзрывных скважин, 1986
	E _L	-	-	-	-	
	B _L / E _L	-	-	-	-	
	C _L ^{ан}	8,2	-	-	2,9	
	C _{ис.л} ^{ан}	11,2	-	-	5,2	

Примечание. B_L - оценка дисперсии природных распределений, выраженная в логарифмах (концентрациях) см / кг 10⁻³; E_L - оценка дисперсии погрешностей опробования, выраженная в логарифмах; C_L^{ан}, C_{ис.л}^{ан} - минимально-аномальные концентрации с учетом и без учета случайных погрешностей опробования (для доверительной вероятности 0,68)

ется возможность резгизовать три класса точности хроматографических измерений, регламентированных в отраслевом стандарте на ведомственную поверочную схему [4,6]. Погрешности искомым геохимическим параметрам определяются в зависимости от способа получения параметров, которые разделяются на основные (одноименные), т.е. полученные в результате прямых измерений, и производные (неодноименные), т.е. параметры, полученные в результате косвенных измерений нескольких основных или одноименных величин [2]. Погрешность геохимических параметров будет определяться по соответствующим формулам и зависеть от значений погрешностей определения основных параметров [2]. В табл.2 приведены некоторые результаты теоретических и экспериментальных оценок погрешностей основного (удельной метанонасыщенности) и производных газогеохимических показателей для различных видов опробования (с применением химической, термовакуумной дегазации и термогазохроматографического).

Определенное влияние на общую величину погрешностей технологии геохимического опробования оказывает погрешность, связанная с неоднородностью объекта опробования, поэтому при выборе критериев для диагностики опорных геохимических горизонтов, кроме общепринятых качественных литологических характеристик, необходимо вводить и учитывать количественные характеристики, связанные со среднеквадратичным отклонением искомого параметра, например удельной газонасыщенности и т.д.

Кроме погрешности технологии геохимического опробования, представляющей собой погрешность в точке опробования, целесообразно ввести понятие о погрешности геохимической съемки, т.е. общей погрешности опробования, выполненного с определенным шагом по определенному профилю или сети опробования. Очевидно, что погрешность геохимической съемки по профилю, выраженная среднеквадратическим отклонением, по мере уменьшения шага опробования будет приближаться к погрешности точечного опробования. Эта закономерность должна учитываться при выборе шага и сети опробования геохимических съемок. Экспериментально полученные значения погрешности опробования по шлангу сейсмовзрывных скважин для показателя удельной метанонасыщенности участка ОI профиля Крубченской площади при изменении шага опробования от 1 до 0,8, 0,6, 0,2 км соответственно изменяются

от 120,90,80,70,60 и 20%, т.е. приближаются к погрешности точечного опробования.

Погрешности геохимического опробования и съемки оказывают влияние на выделение аномальных геохимических полей. Методика оценки и некоторые результаты исследования влияния погрешностей геохимического опробования рассмотрены в [7]. В зависимости от соотношения природной дисперсии и дисперсии погрешностей опробования были выделены три класса искажения кривых статистических распределений – слабый, умеренный и сильный. В табл.5 приведены результаты оценки природной дисперсии геохимического поля и оценки случайных погрешностей гидрогазогеохимического и газогеохимического опробования по шлангу сейсмовзрывных скважин, а также оценки минимально-аномальных концентраций с учетом и без учета случайных погрешностей опробования. По ряду нефтегазопроисловых показателей отмечается сильное влияние случайных погрешностей опробования на оценку величин минимально-аномальных значений, что оказывает влияние на пространственную локализацию выявляемых аномалий для заданного уровня доверительной вероятности.

Как следует из проведенного анализа, детальные исследования погрешностей геохимического опробования и оценка их влияния на статистические характеристики выделяемых аномальных полей должны быть включены в обязательный комплекс научно-исследовательских, опытно-методических и промышленных нефтегазопроисловых работ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ручнов В.И. Некоторые метрологические вопросы геохимических исследований органического вещества. – В сб. материалы 2-й научной конференции аспирантов и молодых ученых. Серия геолог. 1975 МГУ, ВИНТИ № 642–76 Дел.
2. Ручнов В.И., Блюменцев А.М. Некоторые вопросы организации системы метрологического обеспечения и стандартизации геохимических методов поисков месторождений нефти и газа. – Сб. Методы нефтегазопроисловых геохимии. – М., ВНИИГТ, 1982, 110–121.
3. Ручнов В.И., Бушмакин В.А., Медовый В.И. О погрешности гидро- и литогеохимического опробования при нефтегазопроисловых исследованиях на некоторых площадях Западной Сибири. Дел. в ВИНТИ, 1984, № 5021–84.

4. Ручнов В.И., Фаткудинова Ш.Р. Метрологическое обеспечение анализов природных газов. – В кн. Отбор проб и анализы природных газов нефтегазопроисловых бассейнов. – М., "Недра", 1985, с.201–222.

5. Фаткудинова Ш.Р., Левина И.Е., Ручнов В.И. Применение метода многофакторного планирования к оценке точности хроматографических измерений. "Метрологическая служба в СССР", вып.4, изд-80 "Стандарты", 1985.

6. Ведомственная поверочная схема для средств хроматографических измерений состава природных газовых смесей в диапазоне молярных долей (0,001–1)%, ОСТ 41–06–239–85. – М., ВНИИГТ, 1986.

7. Ручнов В.И., Гридун Д.Е. Моделирование погрешностей геохимического опробования при выделении аномальных полей. – Сб. Моделирование геохимического поля нефтегазовых месторождений. – М., ВНИИГТ, 1986, с.32–38.

8. Стандартные образцы состава углеводородной парагазовой смеси в азоте и гелии в диапазоне молярных долей (0,001–1)%. Методика приготовления и аттестации. ОСТ 41–06–240–85. М., ВНИИГТ, 1986.

Ш. КРАТКИЕ СООБЩЕНИЯ

УДК 550.84

Е.Л.Голандская, В.И.Добровольская,
М.И.Курешева

СВЯЗЬ ИНТЕНСИВНОСТИ ЭРОЗИОННОГО РАСЧЛЕНЕНИЯ С ПОЛОЖЕНИЕМ НЕФТЕГАЗОПРОИСЛОВЫХ СТРУКТУР НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА МАТЕРИАЛОВ ДЕШИФРИРОВАНИЯ

По данным аэро- и космоснимков, геофизических, геологических и геоморфологических исследований установлено, что осадочный чехол Прикаспийской впадины (ПВ) повсеместно нарушен системой сквозных дизъюнктивов. Элементы кольцевых структур и прямолинейных линеаментов составляют тектонический каркас ПВ. Некоторые элементы этого каркаса нашли отражение в карте сумм длин линеаментов. Линейными зонами низких значений плотности линеаментов отразились Арало-Салмышский разлом, дуговой фрагмент Южно-Уральского концентратора, Уралтау-Нижнеэббинский линеамент, Илекская и Хобдинская флексуры, кольцевая зона, обрамляющая Биикжальский свод; центр Хобдинской кольцевой структуры (КС) отразился в пересечении зон плотностей северо-западного и северо-восточного простираний.

Из сопоставления полей нефтегазоносности с полями плотности линейментов установлено, что подавляющее большинство месторождений попадает в зоны минимальных и средних значений плотности линейментов. Зонами низких значений плотности линейментов отражаются краевые и предгорные прогибы, рифтовые зоны, являющиеся, очевидно, зонами новейшего растяжения земной коры. Именно к этим зонам приурочено большинство нефтегазовых месторождений. В областях рифтогенеза в фазы растяжения решающее значение имеют деформации отрыва или трещины растяжения (В.О.Расцветаев, 1982). Эти трещины заполнены магматическим, гидротермальным или кластическим материалом. Для нефтегазоносных структур, расположенных в зонах новейших прогибов, на дневной поверхности характерны низкие значения эрозионного расчленения. В областях высокой плотности УВ-скоплений этот эффект может быть объяснен метасоматической проработкой осадочного чехла (Г.П.Попсуй-Шапко, 1981) и формированием сцементированной плиты, слабонарушенной тектоническими и эрозионными процессами. Полями низких значений эрозионного расчленения отражаются Оренбургское и Карачаганакское газоконденсатные месторождения и Нагумановское нефтяное, Дивнопольская, Изобильненская и Базыровская перспективные структуры.

УДК 550.84:553.93

Ю.К.Бордуков

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ НАЗЕМНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ СЪЕМОК ПРИ РАБОТАХ НА НЕФТЬ И ГАЗ В ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОМ ПРОГИБЕ

Особенностью Енисей-Хатангского прогиба является наличие 300–700 м толщи многолетнемерзлых пород. Вскрытая часть разреза изозоя в интервале глубин 800–2800 м газоносна. С глубины 2800 м в газоконденсатных залежах появляются нефтяные оторочки. Первые геохимические съемки были проведены по придонным водам и донным осадкам на Северо-Солененском и Джангодском месторождениях (1975–1976 гг.). Возможность проведения таких съемок определяется сокращением мощности многолетнемерзлых пород под озерами. Интерпретация геохимических данных с учетом оптимального времени опробования позволила выявить над месторождениями в указанных выше средах аномалии по метану и бактериям, окисляющим углеводороды (Г.Д.Гинсбург и др., 1967 г.).

По результатам работ выявлена возможность миграции углеводородного потока через мерзлые породы, что явилось основанием для постановки на территории прогиба других видов наземных геохимических работ. В опытно-методическом порядке были опробованы на продуктивных и непродуктивных структурах следующие виды съемок: по снежному покрову, по элементному составу зольного остатка растений, по газовой фазе керна и шлама мелких и сейсмозрывных скважин, газобиохимические съемки по придонным водам рек и других поверхностных водопунктов.

Съемки проводились по инструктивным документам ВНИИГТА (1975–1984 г.г.), в ряде случаев съемки были модернизированы с учетом конкретных условий.

Результаты всех видов съемок достаточно информативны для изучаемой территории. Съемки по придонным водам рек и мелким водотокам в последние годы нашли широкое применение не только в прогибе, но и за его пределами на севере Сибири (Р.А.Биджиев и др., 1983, 1987). Геохимические работы в данном случае комплексировались с наземными геолого-геоморфологическими съемками на неотектонических поднятиях, выявленных при дешифрировании аэрокосмических материалов. На основании комплексного изучения геохимических параметров на Горчинской площади и общих геолого-тектонических предпосылок эта площадь рекомендована в качестве первоочередного объекта для поисково-разведочных работ (Ю.К.Бордуков, 1985).

УДК 550.84:553.98

И.А.Жбанкова

ФОРМИРОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ПОЛЕЙ В ПРИПОВЕРХНОСТНОЙ ЗОНЕ НА НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛОЩАДЯХ

В горных породах над нефтяными и газовыми залежами нередко отмечаются положительные температурные аномалии, которые изучены во многих нефтегазоносных бассейнах мира. Значение этих аномалий увеличивается сверху вниз от десятых градуса в приповерхностных областях до десятков градусов непосредственно над залежами. Подобные эффекты многими исследователями (Э.Б.Чекалок, В.Г.Осадчий, С.Г.Думанский и др.) объясняются экзотермическими процессами в нефтегазовых залежах при деструкции и окислении нефти и газа. Передача тепловой энергии осуществляется по принципу кондуктивного и конвективного теплопереноса. Преимущественное влияние конвективного механизма, характерного для тектонически нарушенных областей, приводит к формированию над залежами наиболее контрастных температурных аномалий.

В приповерхностных зонах "вклад" в температурную аномалию в зоне влияния залежей нефти и газа вносит биогеохимический фактор и связанные с ним теплофизические механизмы, обусловленные деятельностью углеводородокисляющих бактерий (Г.А.Могилевский, В.И.Лялько, Е.В.Стадник и др.). Эти микроорганизмы расселяются в зоне аэрации и активно потребляют мигрирующие от залежей углеводороды. Образующаяся при этом энергия приводит к усилению температурных аномалий.

Указанные теоретические положения о формировании температурных аномалий над залежами нефти и газа в приповерхностной зоне проверены в северной прибортовой части Прикаспийской впадины, где в состав комплексных наземных геохимических съемок были включены геотермические исследования в шпурах глубиной 1,5–2 м. В условиях обследованной площади повышенные величины геотермического градиента приурочены к тектонически ослабленным зонам и периферийным частям структур: окраинным частям Карачаганакской и Нагумановской продуктивных структур, перспективным Базыровской, Буранной и Дивнопольской. Отмечается сопряженность геотемпературных аномалий с газобиохимическими, фито-геохимическими и радиометрическими, которые относят в разряд надежных показателей нефтегазоносности.

Таким образом, полученные материалы о сопряженности температурных максимумов с газобиохимическими аномалиями над нефтегазовыми месторождениями, тектонически ослабленными зонами (область разгрузки УВ и других флюидов) являются одним из доказательств определенного вклада биогеохимического фактора в процессы формирования температурных аномалий. Указанное также свидетельствует о необходимости включения геотемпературных наземных съемок в общий комплекс геохимических поисков месторождений нефти и газа.

УДК 550.84:553.98

Д.К.Бордуков

НОВЫЕ ДАННЫЕ ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ СЪЕМКИ ПО СНЕЖНОМУ ПОКРОВУ ПРИ ПОИСКАХ НЕФТИ И ГАЗА

Газобиохимическая съемка по снежному покрову и мерзлому грунту была проведена в опытном плане в процессе отработки нефтегазописковых исследований на отдельных площадях Енисей-Хатангского прогиба: Северо-Соленинском, Южно-Соленинском и Мессояхском месторождениях, Горчинской перспективной и пустой (непро-

дуктивной) Тямпейской площадях. Исследования проводились по методике, разработанной во ВНИИГГе (Е.В.Стадник, Г.А.Могилевский и др., 1981). В процессе аналитических исследований определялись концентрация УВГ, интенсивность развития микроорганизмов, ассимилирующих метан, пропан, бутан и генерирующих метан, а также химический состав вод.

Основным компонентом УВ в газовой смеси снежного покрова является метан. В некоторых пробах встречены гомологи метана до бутана включительно. Среднее содержание метана на Северо-Соленинском месторождении составляет $0,2 \times 10^{-3}\%$, причем для нижнего слоя его концентрация выше и составляет $0,4 \times 10^{-3}\%$. Такая же тенденция сохраняется и для тяжелых УВ (ТУ): $0,071 \times 10^{-3}\%$ в верхнем и $0,295 \times 10^{-3}\%$ в нижнем слоях. В распределении метана наблюдается тенденция к увеличению его концентраций в контуре продуктивности. На Южно-Соленинском месторождении УВ составляющая снежного покрова также представлена в основном метаном ($0,2 \times 10^{-2}\%$). Более высокие содержания метана на этом месторождении, по мнению автора, объясняются наличием мощной зоны разуплотнения пород верхней части разреза, выявленной по результатам высокоточной аэромагниторазведки. В газовом поле снежного покрова на Южно-Соленинской площади установлена аномалия по метану, которая в плане совпадает с контуром продуктивности, коэффициент контрастности равен 6. Средневзвешанная ошибка распознавания "продуктивных" и "непродуктивных" объектов составила 26,0%. Результаты съемки по снежному покрову на Мессояхском месторождении показали такую же картину распределения метана, что и на указанных выше площадях. Кроме того, на восточном окончании выполненного профиля отмечаются повышенные концентрации метана, причем именно в этой части при бурении геохимических скважин наблюдались газовые выбросы.

Аномальные концентрации метана и ТУ, а также бактерий, их окисляющих, отмечены в снежном покрове перспективной Горчаковской площади. На площади Тямпейского поднятия газобиохимические аномалии в снежном покрове не обнаружены.

Таким образом, полученные материалы свидетельствуют о перспективности применения газобиохимических съемок по снежному покрову и мерзлому грунту при нефтегазописковых работах. Особенно хорошие результаты были получены в районах Крайнего Севера и Сибири, характеризующихся устойчивым снежным покровом.

ДИНАМИКА ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ В ПРИПОВЕРХНОСТНОЙ ЗОНЕ БОРИСЛАВСКОГО НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО РАЙОНА

В пределах Бориславского нефтепромыслового района на протяжении 12 лет проводятся газометрические исследования с целью изучения строения и степени насыщенности УВ газами антропогенных образований. Газогазорежимные наблюдения выполнялись в скважинах глубиной 5–20–700 м, расположенных в контуре и за контуром нефтяного и озокеритового месторождений. В мелких скважинах изучался газозооветный режим, в скважинах, вскрывших воды, – гидрохимический и газовый режимы подземных вод. В приповерхностной зоне концентрации УВ-газов не остаются постоянными во времени, наибольшее количество приходится на холодные месяцы: ноябрь – февраль, иногда на март и апрель. Кроме годовичных изменений, выявляется долговременная цикличность: начало первого цикла (1972г.) связывается с выбросами газа во фронтальной части Бориславской глубинной складки. Среднее содержание УВ газов – 0,8–8,0% объемн. при незначительных колебаниях концентраций до 1976г. В период 1977–1981гг. наступает некоторое понижение УВ, с 1982г. содержание УВ-газов возрастает при средней величине 1,5% объемн. Отмеченная цикличность увязывается с 11-летней цикличностью солнца, а также колебаниями атмосферного давления и сейсмической активности территории. Долговременная цикличность отражается на дегазации залежей УВ. По результатам гидрогеохимических режимных наблюдений водоносных четвертичных грунтовых вод установлено, что они гидродинамически связаны с воробыщенскими отложениями (воды глубоких горизонтов). В осенне-зимний период происходит обогащение подземных вод рядом компонентов (хлорида Ca , Na , Mg), увеличивается газонасыщенность вод. В данном случае наблюдается такая же цикличность, как и по газонасыщенности пород приповерхностной зоны. Установленная сезонная зависимость дает возможность определить оптимальные условия для проведения поисков нефти и газа геохимическими методами, долговременная цикличность затрагивает более широкий круг вопросов.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДОКИСЛЯЮЩИХ БАКТЕРИЙ В СЕЗОННОТАЛОМ СЛОЕ НА ПРИМЕРЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАСЕЙНОВ ЧУКОТКИ

Распределение углеводородоокисляющих бактерий в сезонноталом слое (СТС) было изучено на нефтегазоносных Верхне-Эчинской и Угловой площадях с различным строением криолитозоны и климатическими характеристиками. В первом случае развиты сплошные (до 100–130 м) многолетнемерзлые породы, во втором – многолетнемерзлые породы имеют прерывистое распространение. Верхне-Эчинская площадь расположена в южной части Анадырского бассейна, в 6–8 км от отрогов Корякского нагорья. Угловая площадь Хатырского бассейна находится на побережье Берингова моря. В пределах указанных площадей в июле–августе проведен комплекс геохимических съемок, включающих отбор свободного газа из СТС и пород для определения углеводородоокисляющих микроорганизмов. В газовой фазе СТС в основном обнаружен метан. Концентрации его на Верхне-Эчинской площади выше, чем на Угловой (за аномальные концентрации в первом случае приняты значения превышающие $6,2 \cdot 10^{-3}\%$ объемн., а во втором – $7,0 \cdot 10^{-3}\%$ объемн. Участки аномальных значений CH_4 в СТС на Верхне-Эчинской площади приурочены к при-сводовой части структуры, а на Угловой образуют полосу, положение которой контролируется не только особенностями залегания скоплений нефти и газа, но и разломной тектоникой. В пробах грунта в лаборатории ВНИИГТа, (ныне ВНИИГеоинформсистем) определены метан-, пропан-, пентан- и гексаноокисляющие группы бактерий. В большинстве случаев углеводородоокисляющие бактерии определены в пределах участков с аномальными концентрациями метана, при этом частота встречаемости бактерий на Верхне-Эчинской площади ниже, чем на Угловой. Общая биогенность на Верхне-Эчинской площади обычно не превышает 200 условных единиц, на Угловой, – наоборот, в большинстве случаев она больше указанного значения. Отмеченная особенность в распределении бактерий, окисляющих углеводороды, связана с климатическими особенностями площадей. Наиболее благоприятные условия для развития углеводородоокисляющих бактерий создаются на склонах южной экспозиции. Но при морском климате, когда в летнее время преобладает пасмурная ветреная погода, экспозиция склонов не оказывает существенного влияния на жизнь бактерий.

Таким образом, газобиохимический метод поисков месторождений нефти и газа, используемый в различных регионах страны (Г.А.Могилевский и др., 1974; Е.В.Стадник и др. 1972-1986 и др.), можно применять и на Чукотке. Однако при интерпретации материалов необходимо учитывать специфику климатических условий.

УДК 553.98.041:550.4

Е.В.Вильденберг, С.А.Пономаренко,
В.Е.Филиппович

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОХИМИЧЕСКИХ И ДИСТАНЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ГРУЗИИ

При проведении нефтегазописковых геохимических работ по приповерхностным отложениям в Грузии следует особо выделить результаты их сопоставления с данными дистанционных исследований по дешифрированию АФС и КФС (АКТИ).

Во многих случаях отмечается полное плановое совпадение геоморфологических и геохимических аномалий, характерное как для отдельных новейших поднятий (Телети, Сацхениси, Ниноцминда, М.Кочеби, Архашени и др.), так и для структурных зон в целом (Манави-Какабети, Сахаретба-Удабно и др.).

Региональное обобщение данных позволяет выявить взаимосвязь геохимических аномалий с субмеридианальными зонами дробления, выделенными АКТИ, которые могут служить путями миграции, а при наличии замкнутых контуров - ловушками для углеводородных скоплений. Устанавливается определенная связь субмеридианальных разломов и с характером гравитационного поля, что выражается соответствующим изменением простираия осей аномалий. В ряде случаев аномальные зоны трассируются цепочкой положительных аномалий магнитного поля, выявленных по материалам аэромагнитной съемки.

Комплексная интерпретация результатов геохимических и дистанционных исследований позволяет более достоверно оценить особенности глубинного строения изучаемых площадей на первой стадии поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Л.С.Арутюнова, Э.В.Николаева

К ВОПРОСУ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОВЕРХНОСТНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ СЪЕМОК ПРИ ПОИСКАХ НЕФТИ И ГАЗА

Варианты геохимических съемок очень разнообразны. С их помощью можно осуществлять геохимические работы практически в любых геолого-географических условиях. Поверхностные геохимические съемки характеризуются высокой производительностью, не требуют проведения трудоемких работ, позволяют в короткие сроки районировать крупные территории по их перспективности, выделять наиболее перспективные зоны и участки для поисков залежей нефти и газа, благодаря чему значительно сокращаются затраты на последующие геологоразведочные работы.

В табл. I приведены технико-экономические показатели и результаты расчетов ожидаемого экономического эффекта некоторых видов поверхностных геохимических съемок. Из таблицы следует, что все разработанные в последние годы съемки более экономичны, чем их "основоположица" - газовая съемка по мелким скважинам.

К настоящему времени поверхностные геохимические съемки опробованы практически во всех регионах страны. С их помощью выявлено и изучено более 300 аномалий. Однако, как показал анализ результатов геохимических поисков нефти и газа, проведенный в экономическом секторе ВНИИГТА (ныне ВНИИГеоинформсистем), к сожалению, из-за отсутствия производственной геохимической службы в большинстве производственных организаций результаты геохимических поисков мало принимаются во внимание при проведении нефтегазописковых работ. Целенаправленная проверка выявленных геохимических аномалий практически не проводится. Немногочисленные опискованные последующими работами поверхностные геохимические аномалии - это, как правило, участки, случайно совпавшие с планом геологоразведочных работ производственных организаций. Это обстоятельство мешает проведению объективного анализа эффективности применения геохимических поисков при региональных и прогнозно-рекогносцировочных работах. В то же время известно, что положительная оценка перспектив нефтегазоносности с помощью поверхностных геохимических съемок во многих случаях подтверждается. Так, по материалам этих съемок в пределах поверхностных геохимических аномалий выявлены месторождения в Средней Азии, Поволжье, на Украине, в Белоруссии.

Основные технико-экономические показатели поверхностных геохимических съемок

Показатель	Базовый вариант	Новые варианты			
		газобактериальная съемка по снежному покрову	газобактериальная съемка по водосточникам	газобактериальная съемка по придонным водам речных систем	газобактериальная съемка
Годовая производительность, пробы	564,4	2540	408	1270	1,778
Себестоимость отбора 1 пробы, руб.	11,60	0,94	8,24	2,13	1,59
Удельные капитальные вложения, руб./руб.	4,78	0,09	5,26	1,35	1,21
Приведенные затраты, руб.	12,32	0,95	9,03	2,33	1,77
Годовой экономический эффект:					
на полевой отряд, тыс.руб.	-	28,88	1,34	12,69	50,8
на одну пробу, руб.	-	11,37	3,29	9,99	28,6

Таблица 2

Фактический экономический эффект от внедрения разработок ВНИИ Геоинформсистем

Разработка	Место внедрения	Экономический эффект, тыс. руб.
I	2	3
Методика применения газобактериальной съемки для поисков нефтегазовых месторождений и локализации подземных утечек газа (фитосъемка по растительному покрову и съемка по снежному покрову)	ИЭИНГ	138,3
Комплексирование радиометрических и газогеохимических съемок и геодинамических исследований для локального прогноза северной части Припятской впадины	ИГ и РГИ	407,8
Типовой технологический процесс региональных и прогнозно-рекогносцировочных геохимических исследований	ЦАГРЭ ЛГО "Севморгеология"	634
Методика природного геохимического опробования (газобактериальная съемка по придонным осадкам)	КГП ММГНЭ "Союзморгео"	126,68
Методика комплексной интерпретации результатов геохимических нефтегазопроисловых исследований (фитогеохимическая съемка по растительному покрову, снежная съемка)	ЛГО "Новосибирск-геология"	1,232
Методика экспрессного определения углеводородной микрофлоры в геохимических пробах (способ флакон-инъекции)	Трест "Омнефтегазгеофизразведка"	139,0
Методика наземных геохимических поисков нефти и газа	ЛГО "Новосибирск-геология"	1133,0
Комплексная методика геохимических поисков нефти и газа (региональные и прогнозно-рекогносцировочные геохимические поиски).	Институт "Волго-Урал НИПИгаз"	1133,0

Целесообразность применения региональных и прогнозно-рекогносцировочных геохимических работ подтверждается также результатами их внедрения в ряде организаций (табл.2). За период 1984-1986 гг. фактический экономический эффект только в результате внедрения разработок ВНИИГеоинформсистем (бывш. ВНИИГТ) составил около 5 млн.руб.

УДК 576.9:550.72

С.В.Барышева, А.А.Филимонова,
С.А.Ефимова

НОВЫЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИНДИКАТОРНОЙ МИКРОФЛОРЫ В ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПРОБАХ ПРИ НАЗЕМНЫХ РАБОТАХ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Одним из важнейших моментов при проведении наземных нефтегазопроисловых геохимических исследований является полнота обнаружения микроорганизмов, ответственных за процессы окисления и образования углеводородных (УВ) газов. В микробиологической практике для увеличения скорости ферментативных реакций применяют различные способы воздействия — химические и механические. Имеются сведения о применении ультразвука (УЗ) для ускорения течения химических реакций, диффузионных процессов и инактивации вирусов (И.Е.Эльпинер, 1952, 1963, 1973).

Для усовершенствования методики выявления индикаторных бактерий в процессе проведения геохимических поисков нефти и газа было сделано предположение о возможном использовании УЗ для наиболее полного их выявления. Известный эффект стимулирования УЗ-волн малой интенсивности на биологические объекты позволил применить этот эффект для интенсификации жизнедеятельности УВ-микрофлоры.

Для этих целей была использована опытная установка, содержащая заполненную водой ванну очистки, в которую помещали в закрытых колбах исследуемые пробы. Температура в ванне поддерживалась постоянной. В ванне расположен магнитострикционный излучатель, который подключен к генератору ультразвуковой частоты УЗГ-3-04. Подготовленную пробу разделяли на контрольную и опытную части. Опытную пробу, в свою очередь, делили на несколько частей для исследования влияния различных интенсивностей и длительностей УЗ-воздействия. Время воздействия составляло 5, 10, 15 минут, интенсивность УЗ-воздействия была выбрана равной 0,25; 0,64; 0,8 и 1,0 Вт/см². Перед экспериментом и в те-

чение некоторого времени после воздействия на пробы определялось общее количество клеток в озвученных и контрольных пробах.

В качестве объектов исследования служили пробы грунта с различным содержанием УВ-микрофлоры и суспензии накопительных культур бактерий, окисляющих метан, пропан и пентан.

В первом варианте при озвучивании образцов грунта намечалась определенная зависимость обнаружения УВ-микрофлоры от параметров УВ-воздействия. Бактерии, окисляющие газообразные УВ, при всех вариантах экспозиции выявлялись лучше при интенсивности УЗ 1 Вт/см², бактерии, окисляющие жидкие УВ, — при экспозиции 5 мин. и интенсивности 0,09 Вт/см².

У газообразующих бактерий устойчивость к УЗ-воздействию оказалась значительно выше.

Наиболее контрастными получились результаты с озвучиванием накопительных культур. При постоянных — (22°C) и времени (10 мин.) порог чувствительности для пентаноокисляющих бактерий ограничился интенсивностью озвучивания 0,64 Вт/см². Для метаноокисляющих бактерий он составляет 0,81 Вт/см². Для пропаноокисляющих бактерий при увеличении интенсивности озвучивания до 1 Вт/см² количество клеток возрастало в 3 раза по сравнению с контролем. Стимулирующий эффект УЗ-волн на УВ-микрофлору, по-видимому, обусловлен способностью ультразвука высвобождать из клеток бактерий биохимически активные вещества, значительно ускоряющие новообразование клеток.

Этот факт является весьма обнадеживающим и позволит в дальнейшем использовать УЗ при определении индикаторной микрофлоры из природных объектов. Более полное выявление биохимических индикаторов в комплексе с другими геохимическими параметрами дает возможность получать более достоверную информацию о природе геохимических аномалий.

УДК 550.842.844:581.502/507

Л.Г.Комогорова, С.В.Барышева,
В.И.Добровольская

К ВОПРОСУ О СВЯЗИ ФИТОГЕОХИМИЧЕСКИХ И МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИХ АНОМАЛИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УГЛЕВОДОРОДОВ

В осадочном чехле над скоплением УВ в течение длительного времени существует специфическая геохимическая обстановка, характеризующаяся аномальным распределением компонентов твердой и газообразной фаз, а также специфическими популяциями УВ-окис-

ляющих организмов, которые образуют первый биологический барьер на пути УВ-потока – бактериальный фильтр. Всем микроорганизмам в процессе жизнедеятельности в качестве компонентов питания необходимы такие металлы, как *Co, Cu, Fe, Mn, Zn, Mo, V, Ni* и др. Эти металлы участвуют в ферментативном катализе в качестве источников энергии или акцепторов электронов в процессе дыхания. Микроорганизмы способны концентрировать металлы внутри клеток или на их поверхности. Соотношения концентраций различных металлов, содержащихся в морской воде и планктоне, составляют, например: кадмий – 1:910, кобальт – 1:4600, медь – 1:7000, железо – 1:8700, свинец – 1:41000, марганец – 1:9400, титан – 1:25000, цинк – 1:65000. При изучении накопления металлов бактериями, использующими в питании углеводороды, установлено, что они аккумулируют более 50% циркония, титана, цинка из среды, содержащей по 10 частей/млн. каждого металла в объеме от 50 мл до 2 л [1]. Таким образом, конечная концентрация металла внутри клетки может быть на несколько порядков выше концентрации этого металла в окружающей среде.

Ряд микроорганизмов, присутствующих в биоценозе бактериального фильтра, окисляет восстановленные формы тяжелых металлов, в то время как другие восстанавливают окисленные формы этих элементов (осуществляют процесс дыхания). Подобные реакции окисления и восстановления идут в больших масштабах и могут иметь фундаментальное значение в перераспределении элементов в среде.

Отдельные разновидности УВ-окисляющих организмов обладают способностью использовать связанный кислород нитратных и сульфатных соединений, обуславливая их распад и освобождение части металлов [2].

Интенсивное развитие микрофлоры в зоне бактериального фильтра на месторождениях способствует также более широкому биохимическому окислению РОВ в породах и пластовых водах в этой зоне.

В результате биохимической минерализации УВ и РОВ пород и пластовых вод в зоне бактериального фильтра над месторождением наблюдается избыток CO_2 . Известно, что даже небольшое увеличение концентрации CO_2 (до 1% и более) придает раствору агрессивное действие по отношению к породам [3]. Результатом взаимодействия CO_2 и воды является угольная кислота, имеющая наибольшее значение в процессе выщелачивания металлов из пород и увеличения растворимости образующихся продуктов.

Бактериальное окисление УВ и РОВ продолжается вплоть до зоны гипергенеза, где резко усиливается активность за счет аэробных микроорганизмов, что в значительной степени определяет геохимическую среду, от которой зависит состав растворимых и нерастворимых продуктов выветривания в корнеобитаемой зоне растительного покрова. Развивающаяся фитосфера наследует соотношения элементов в компонентах ландшафта и благодаря уникальной способности избирательного поглощения элементов может индифицировать даже очень слабоминерализованные зоны. Она является вторым биологическим барьером для УВ и неуглеводородных компонентов в нефтегазоносном районе.

Практическое подтверждение связи фитогеохимических и микробиологических аномалий установлено по результатам лабораторных экспериментов на опытных участках и опытно-методических работ на газохранилищах и месторождениях нефти и газа. Механизм этой связи остается во многом еще неясным и требует дальнейшего изучения.

Список литературы

1. Эрлих Х. Жизнь микробов в присутствии тяжелых металлов, мышьяка и сурьмы. – В кн.: Жизнь микробов в экстремальных условиях – М., 1981, "Мир", с. 440–459.
2. Могилевский Г.А. Микробиологический метод поисков газовых и нефтяных залежей. – М., Гостоптехиздат, 1953, 54с.
3. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. – М., "Недра", 1978, 272с.

СОДЕРЖАНИЕ

I. Организация, теория и методика

Островский С.М., Ручнов В.В., Стадник Е.В. Наземные геохимические исследования в комплексе геологоразведочных работ на нефть и газ	3
Стадник Е.В. Наземные геохимические нефтегазопоско- вые съемки	10
П. Результаты опробования методов и технологий	
Бабаев В.В., Келеберда В.С. Результаты опытно-методи- ческих геохимических съемок в юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ)	18
Динисенко В.Е., Жбанкова И.А. Комплексирование назем- ных геохимических исследований при поисках месторож- дений нефти и газа на севере Прикаспийской впадины	24
Баканин С.Е., Гацков В.Г., Тендряков В.А., Горячев П.Э., Денисов А.М., Хробостов С.А. Комплексирование дистан- ционных и газобиохимических исследований при нефтега- зопоскожных работах на юге Пермского Прикамья	26
Кришталь И.И., Кришталь И.В. Природа газовых аномалий в приповерхностных отложениях отдельных нефтегазовых месторождений Бориславско-Покутской зоны	31
Оборин А.А., Шишкин М.А. Прогноз нефтегазонасности локальных объектов по данным наземных геохимических исследований на основе эмпирической биогеохимической модели "аномалия типа залежь" (АТЗ)	40
Исаев В.П., Дорохин В.Д., Королев В.И., Дьяченко В.М. Особенности состава углеводородных газов зоны ги- пергенеза в Западной Якутии	50
Федоров В.И., Краевский В.И. Опыт применения газо- геохимической съемки по снежному покрову в районах Западной Якутии (в связи с геохимическими поисками нефти и газа)	55

Ланчинский В.И., Гольденберг А.М. Принципы количест- венной оценки влияния биохимических процессов на формирование газовых аномалий в верхней части био- химической зоны осадочного чехла при наземных гео- химических нефтегазопоскожных исследованиях	62
Юрин Г.А. Распределение углеводородных газов в при- земной атмосфере	65
Вильденберг Е.В., Шенгелия М.И., Аветисов Р.М., Саниш- вили А.В. Результаты и геолого-экономическая эффектив- ность поисковых работ на нефть и газ в верхней зоне геохимического зондирования Грузинской ССР	69
Битнер А.К. Прогноз геохимическими методами нефтегазо- насности локальных площадей на западе Сибирской платформы....	75
Глотов В.Е., Щербань О.В. Нестационарность газогеохи- мических полей в сезонноталом слое осадочных бассейнов Северо-Востока СССР	84
Фейзуллаев А.А., Байрамова Г.А., Гусейнова Л.Б. При- менение геохимических методов поисков на месторожде- ниях Мурадханлы	91
Тарасов И.А., Головенко И.В., Казакова В.В., Гусей- нова И.А., Кузнецова М.П. Применение методики тер- могазовой хроматографии при наземных нефтегазопоско- вых работах	99
Гусейнова Л.Б. Опытнo-методические фитогеохимические исследования на месторождениях нефти и газа в Средне- куринской впадине	103
Пчелинцева М.А., Голандская Е.Л. Ландшафтно-геохи- мические критерии зон нефтегазонакопления в аридных условиях (на примере северного и восточного борта Прикаспийской впадины)	110
Локтионов С.П., Кравченко Л.С. Изучение распределения микроэлементов в растениях и почвах с целью поисков нефти и газа (на примере Саратовского и Волгоградского Поволжья)	111

Лапчинская Л.В., Смылова Л.И. Использование коэффициента биологического поглощения (КБП) при интерпретации биогеохимических исследований	I17
Комогорова Л.Г. Основные направления развития фито-геохимических исследований в комплексе нефтегазописковых работ	I21
Ручнов В.И., Грицун Ю.Г. Результаты оценки погрешностей технологий газогеохимического и по пламу сейсмовзрывных скважин опробования	I26

Ш. КРАТКИЕ СООБЩЕНИЯ

Голандская Е.Л., Добровольская В.И., Курьшева М.И. Связь интенсивности эрозийного расчленения с поглощением нефтегазоносных структур на основе анализа материалов дешифрирования	I35
Бордуков Ю.К. Опыт применения наземных геохимических съемок при работах на нефть и газ в Енисей-Хатангском прогибе	I36
Жбанкова И.А. Формирование тепловых полей в приповерхностной зоне на нефтегазоносных площадях	I37
Бордуков Ю.К. Новые данные об использовании съемки по снежному покрову при поисках нефти и газа	I38
Кришталь Н.В., Кришталь И.И. Динамика газопроявлений в приповерхностной зоне Бориславского нефтепромыслового района	I40
Глотов В.Е., Щербань О.Б. Распределение углеводород-окисляющих бактерий в сезонном слое (на примере нефтегазоносных бассейнов Чукотки)	I41
Вильденберг Е.В., Пономаренко С.А., Филиппович В.Е. Сравнительный анализ результатов геохимических и дистанционных исследований в Грузии	I42

Арутюнова Л.С., Николаева Э.В. К вопросу эффективности использования поверхностных геохимических съемок при поисках нефти и газа	I43
Барышева С.В., Филимонова А.А., Ефимова С.А. Новые методы определения индикаторной микрофлоры в геохимических пробах при наземных работах на нефть и газ	I46
Комогорова Л.Г., Барышева С.В., Добровольская В.И. К вопросу о связи фитогеохимических и микробиологических аномалий на месторождениях углеводородов	I47

НАЗЕМНЫЕ ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ
ПРИ ПОИСКАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА
(Сборник научных трудов)

Св. план поз. 33

Ответственный за выпуск	И. Е. Колико
Редактор	Л. П. Левчик
Технический редактор	А. И. Сафонова

Л- 68589 Подп. в печать 30.09.1987г. Формат 60 х 84
Уч. изд. 9,2 Печ. л. 10,25 Тираж 1100

Заказ 9606 Цена I руб. 40 коп.

Малоярославская городская типография управления издательств,
полиграфии и книжной торговли Калужского облисполкома
г. Малоярославец, ул. Саввы Беляева, д. 5

РЕФЕРАТЫ

УДК 550.84:553.98

Островский С.М., Ручнов В.И., Стадник Е.В. Наземные геохимические исследования в комплексе геологоразведочных работ на нефть и газ. – Сб. Наземные геохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа. – М., ВНИИгеоинформсистем, 1987, с.3–9.

Определены цели и задачи наземных геохимических работ на разных этапах и стадиях геологоразведочного процесса на нефть и газ. Систематизированы требования к содержанию и результатам геохимических исследований – объекты прогноза, плотность сети наблюдений, комплексы методов, итоговые документы. Рассмотрено современное состояние и определены перспективы развития геохимических технологий.

Табл. I, список лит. 4 назв.

УДК 550.84:553.98

Стадник Е.В. Наземные геохимические нефтегазописковые съемки.

Сб. Наземные геохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа. – М., ВНИИгеоинформсистем, 1987, с.10–17.

Рассмотрены теоретические предпосылки применения наземных геохимических съемок для целей прогнозирования нефтегазоносности недр. Даны теоретические основы комплексирования геохимических наземных исследований. Показаны виды геохимических съемок, проводимых в приповерхностных слоях гидро-, лито- и атмосферы, а также растительном покрове. Обоснованы задачи дальнейшего совершенствования наземных геохимических съемок и их комплексирования с дистанционными и другими геологическими работами.

Илл. I, список лит. 13 назв.

Бабаев В.В., Келеберда В.С. Результаты опытно-методических геохимических съемок в юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ). – Сб. Наземные геохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа. – М., ВНИИгеоинформсистем, 1987, с.18–23.

На опытных полигонах Днепровско-Донецкой впадины исследована информативность газовой съемки в приземной атмосфере в приповерхностных отложениях. Результаты методических работ свидетельствуют о закономерном изменении концентраций углеводородных газов над продуктивными структурами и хаотическом – над "пустыми". Аномалии геохимических параметров установлены также в зонах тектонических нарушений.

Рекомендуется применение указанных исследований для решения задач доразведки и эксплуатации газовых месторождений ДДВ.

Илл. 2, список лит. 3 назв.

УДК 550.84:550.83:553.98

Динисенко В.Е., Жбанкова И.А. Комплексирование наземных геохимических исследований при поисках месторождений нефти и газа на севере Прикаспийской впадины. – Сб. Наземные геохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа. – М., ВНИИгеоинформсистем, 1987, с.24–26.

Приведены результаты комплексных геохимических поисков нефти и газа на некоторых эталонных (Карачаганакская, Нагумановская) и перспективных площадях (Куралинская и др.) северной прибортовой зоны Прикаспийской впадины. Выявлен газогеохимический фон в пределах Карачаганак-Нагумановской зоны, определены аномальные показатели различных геохимических полей, характеризующие как эталонные, так и перспективные площади. Куралинская площадь рекомендована под детальные геолого-геофизические и геохимические нефтегазопромысловые работы.

УДК 553.98:550.814: 629.783:525+550.84(470.53)

Комплексирование дистанционных и газобиохимических исследований при нефтегазопромысловых работах на юге Пермского Прикамья/ С.Е.Баканин, В.Г.Гадков, В.А.Тендряков, П.Э.Горячев, А.М.Денисов, С.А.Хробостов – Сб. Наземные геохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа. – М., ВНИИгеоинформсистем, 1987, с.26–31.

Приведены примеры поисков локальных ловушек по результатам аэрокосмогеологических исследований. Рассматривается возможность оценки нефтегазоносности выявленных морфоструктур по данным газобиохимической съемки почв и грунтов с использованием эмпирической вероятностно-статистической модели "аномалия типа залежь".

Илл. 1, список лит. 4 назв.

УДК 553.98.041:550.84/477.8/

Кришталь И.И., Кришталь Н.В. Природа газовых аномалий в приповерхностных отложениях отдельных нефтегазовых месторождений Бориславско-Покутской зоны. – Сб. Наземные геохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа. – М., ВНИИгеоинформсистем, 1987, с.31–39.

Приводится геолого-геохимическое обоснование генетической принадлежности газовых аномалий УВ приповерхностных отложений нефтегазовых месторождений и прилегающих к ним площадей Бориславско-Покутской зоны, что позволяет сделать отбраковку ложных аномалий при прогнозе перспектив нефтегазоносности неразведанных земель. Вводится геохимический признак – интенсивность газового потока УВ ($\text{м}^3/\text{м}^2$ в сутки), на величину которого не сказываются поверхностные процессы, маскирующие расположение нефтегазовых месторождений.

Илл. 1, табл. 2, список лит. 7 назв.

УДК 553.98:550.84

Оборин А.А., Шискин М.А. Прогноз нефтегазоносности локальных объектов по данным наземных геохимических исследований на основе эмпирической биогеохимической модели "аномалия типа залежь" (АТЗ). – Сб. Наземные геохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа. – М., ВНИИгеоинформсистем, 1987, с.40–50.

Предлагается проводить геохимические поиски нефти и газа в промышленно-нефтегазоносных регионах в два этапа (опытно-методический и опытно-промышленный).

Рассматривается методика обработки и интерпретации данных приповерхностных ГПНГ, обеспечивающая локальный прогноз нефтегазоносности геологических объектов, выявленных традиционными методами, на основе применения эмпирической вероятностно-статистической модели АТЗ.

Табл. 2, список лит. 6 назв.

УДК 550.84:553.98(571.56)

Особенности состава углеводородных газов зоны гипергенеза в Западной Якутии. / В. П. Исаев, В. Д. Дорохин, В. И. Королев, В. М. Дьяченко. - Сб. Наземные геохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа. - М., ВНИИгеоинформсистем, 1987, с. 50-55.

По многолетним материалам геохимических съемок в Западной Якутии установлено, что в компонентном составе водорастворенных газов зоны гипергенеза наблюдается снижение концентраций углеводородных газов от метана до пропана (на месторождениях до бутана), а содержание последующих гомологов метана возрастает.

Сделан вывод о существенном влиянии на распределение индивидуальных углеводородов процессов сорбции и гидратообразования.

Предлагается оценивать перспективы нефтегазоносности не по традиционным газогеохимическим показателям, а по степени подобия компонентного состава газовых проб соотношению углеводородов в газах залежей (т.е. C_1 , C_2 , C_3 , C_4 , C_5).

Табл. 1, илл. 1, список лит. 3 назв.

Федоров В. И., Краевский В. И. Опыт применения газогеохимической съемки по снежному покрову в районах Западной Якутии (в связи с геохимическими поисками нефти и газа). - Сб. Наземные геохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа. - М., ВНИИгеоинформсистем, 1987, с. 55-62.

Проведена съемка по снежному покрову вдоль 400-километрового профиля, пересекающего северную часть Непско-Ботубин-

ской антеклизы и южную часть Сюгджерской седловины. В пределах первой по комплексу газовых показателей выявлены две контрастные аномалии, приуроченные к положительным структурам, в пределах участка профиля изученной части Сюгджерской седловины аномалий не выявлено.

Результаты исследований свидетельствуют о целесообразности включения данного метода в комплекс ГПНГ в условиях Западной Якутии.

Табл. 1, илл. 1, список лит. 5 назв.

Ланчинский В. И., Гольденберг А. М. Принципы количественной оценки влияния биохимических процессов на формирование газовых аномалий в верхней части биохимической зоны осадочного чехла при наземных геохимических нефтегазопроисловых исследованиях. - Сб. Наземные геохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа. - М., ВНИИгеоинформсистем, 1987, с. 62-65.

Для верхней части биохимической зоны осадочного чехла характерно развитие двух противоположно направленных процессов: генерации сингенетических биогенных УВГ и биохимического окисления рассеянных УВГ. Рекомендуются количественные методы оценки интенсивности биогенерации и биоокисления УВГ. В качестве количественного показателя интенсивности биогенерации предлагается отношение концентрации непредельных УВГ к количеству биохимически потребляемого кислорода (БПК), являющемуся эквивалентом той части РОВ, которая способна подвергаться биохимическим преобразованиям. Интенсивность биоокисления УВГ определяется прямыми газохроматографическими замерами количества биохимически окисляемых компонентов УВГ.

При использовании методических принципов количественного учета интенсивности биохимических процессов в приповерхностных отложениях в процессе наземных нефтегазопроисловых исследований на ряде площадей Днепровско-Донецкой впадины получены положительные результаты.

Список лит. 4 назв.

УДК 550.84

Юрин Г. А. Распределение углеводородных газов в приземной атмосфере. - Сб. Наземные геохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа. - М., ВНИИгеоинформсистем, 1987, с. 65-69.

Концентрации метана в приземной атмосфере (под приземной атмосферой понимается ее метровый слой) изменяются в широких пределах – от $0,1 \cdot 10^{-3}\%$ до $1,66 \cdot 10^{-3}\%$ и даже до целых параметров. За фоновые концентрации приняты значения, укладывающиеся в интервал $(0,19 \pm 0,09) 10^{-3}\%$ с учетом антропогенного загрязнения атмосферы. Аномальные значения выявлены над разрабатываемыми месторождениями. Здесь по ряду месторождений модальная величина (M_0) концентраций метана равна $1,2 \cdot 10^{-3}\%$, определяются его гомологи и непредельные углеводороды. Нарушенные участки земной коры могут характеризоваться высококонтрастными аномалиями по метану и его гомологам.

Илл. 2, список лит. 4 назв.

УДК 553.98.041:550.4

Результаты и геолого-экономическая эффективность поисковых работ на нефть и газ в верхней зоне геохимического зондирования Грузинской ССР. /Е.В. Вильденберг, М.И. Шенгелия, Р.М. Аветисов, А.В. Санишвили. – Сб. Наземные геохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа. – М., ВНИИгеоинформсистем, 1987, с.69–75.

На территории Восточной и Западной Грузии проведены целенаправленные поисковые работы методами микрогазометрии неглубоких скважин, позволившие выявить множество УВ-аномалий разных уровней достоверности и генетической принадлежности. При этом для площадей Восточной Грузии весь имеющийся фактический материал был систематизирован и повторно интерпретирован с использованием комплекса геологогеофизической и дистанционной информации. Анализ материалов позволил установить, насколько результаты повторной интерпретации геохимического материала подтверждаются данными глубокого бурения (процент подтверждаемости составил 70%).

Проведенные исследования подтверждают эффективность микрогазометрических исследований, используемых в общем комплексе поисково-разведочных работ на нефть и газ в Грузии.

Табл. I, илл. I

УДК 550.84:553.98 (571.51)

Битнер А.К. Прогноз геохимическими методами нефтегазоносности локальных площадей на западе Сибирской платформы. – Сб. Наземные геохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа. – М., ВНИИгеоинформсистем, 1987, с.75–84.

В западной части Сибирской платформы выделены шесть зон, характеризующихся определенными физико-географическими, геологическими, гидрогеологическими и геохимическими особенностями, с учетом которых предложен комплекс геохимических работ для каждого этапа геохимических поисков нефти и газа.

Табл. I, илл. I, список лит. 8 назв.

УДК 553.98:550.847

Глотов В.Е., Щербань О.В. Нестационарность геохимических полей в сезонноталом слое осадочных бассейнов Северо-Востока СССР – Сб. Наземные геохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа. – М., ВНИИгеоинформсистем, 1987, с.84–90.

Характерной особенностью бассейнов Северо-Востока СССР является наличие криолитозоны. Для изучения влияния многолетнемерзлых пород и процессов сезонного промерзания и протаивания на результаты геохимических поисков нефти и газа в пределах ряда нефтегазоносных площадей проведено геохимическое опробование сезонноталого слоя. В результате исследований выявлен ряд закономерностей в изменении параметров газогеохимических и других полей во времени в верхней зоне геохимического зондирования. Эти закономерности необходимо учитывать при проведении геохимических поисков нефти и газа.

Табл. I, илл. 2, список лит. 7 назв.

УДК 550.4.004.3(479.24)

Фейзуллаев А.А., Байрамова Г.А., Гусейнова Л.Б. Применение геохимических методов поисков на месторождениях типа Мурадханлы. – Сб. Наземные геохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа. – М., ВНИИгеоинформсистем, 1987, с.91–99.

Приводятся результаты комплексных опытно-методических геохимических исследований, включающих газовую, микробиоло-

11-9606

гическую и фитогеохимическую съемки на месторождении Мурадханлы. Установлено, что отсутствие нефтегазовых скоплений четко выделяется низкими показаниями абсолютного большинства исследуемых параметров по сравнению с зоной нефтегазонакопления. В пределах зоны нефтегазонакопления высокие концентрации по большинству показателей (более 70%) приурочены к контуру нефтегазоносности по верхнему мелу (эффузивные породы). Наряду с общими закономерностями отмечены и некоторые частные особенности, характерные для отдельных геохимических полей.

Газовая микробиологическая и фитогеохимическая съемки, взаимно дополняя одна другую, являются эффективным комплексом геохимических методов поиска залежей нефти и газа в Азербайджане.

Табл. 2, илл. 2.

УДК 550.84(574.13)

Применение методики термогазовой хроматографии при наземных нефтегазописковых работах. / - И.А.Тарасов, И.В.Головенко, В.В.Казакова, И.А.Гусейнова, М.П.Кузнецова. - Сб. Наземные геохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа. - М., ВНИИ-геоинформсистем, 1987, с.99-103.

Приведены результаты изучения адсорбированных газов пород - новой (ранее не исследованной фазы) в сейсмозрывных и структурных скважинах, а также шурфах глубиной 0,7-1,5 м. Выделены контрастные аномалии по УВГ над месторождениями в различных регионах -

Манасольском, Кожасайском (Восточный Прикаспий) и Собинском (Восточная Сибирь). Установлена высокая эффективность использования метода термогазовой хроматографии пород при наземных нефтегазописковых работах.

Илл. 2, список лит. 3 назв.

УДК 550.4:551.192:551.981/2(479.24)

Гусейнова Л.Б. Опытные-методические фитогеохимические исследования на месторождениях нефти и газа в Среднекуринской впадине. - Сб. Наземные геохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа. - М., ВНИИ-геоинформсистем, 1987, с.103-110.

Приводятся результаты фитогеохимических исследований на отдельных площадях Евлах-Агджабединского прогиба. По данным спектрального анализа растений и почв, отобранных в районах исследований, выделены зоны аномального содержания элементов и их соотношений, приуроченные к территории над залежью. Данные этих опытно-методических исследований, впервые проведенных в условиях Азербайджана, позволяют положительно оценить возможность использования в нефтегазописковых целях элементного состава растительности и почв.

Табл. 4, илл. 1, список лит. 3 назв.

УДК 550.84(471.56+574.13)

Пчелинцева М.А., Голандская Е.Л. Ландшафтно-геохимические критерии зон нефтегазонакопления в аридных условиях (на примере северного и восточного борта Прикаспийской впадины). - Сб. Наземные геохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа. - М., ВНИИ-геоинформсистем, 1987, с.110-111.

Приведены результаты геоморфологических исследований и изучения геохимических особенностей почвенного и растительного покрова на территории северного и восточного бортов Прикаспийской впадины. Выявлено, что в зонах активной переработки разреза УВ возрастают засоление почв, рН почв, общая их биогенность, а сумма линеаментов и плотность эрозионного расчленения минимальные. Выделены перспективные площади для постановки поисковых геологоразведочных работ.

УДК 550.846

Локтионов С.П., Кравченко Л.С. Изучение распределения микроэлементов в растениях и почвах с целью поисков нефти и газа (на примере Саратовского и Волгоградского Поволжья). - Сб. Наземные геохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа. - М., ВНИИ-геоинформсистем, 1987, с.111-117.

Освещены результаты фитогеохимических исследований, проведенных на нефтегазоносных площадях Саратовского Заволжья, а также Саратовского и Волгоградского Правобережья. Закономерности поглощения и аккумуляции химических элементов растениями были изучены на примере полыни австрийской. Использованы коэффициенты биогенной миграции элементов. Распределение concentra-

ций э. .тов в полины над скоплениями УВ подчиняется определенной закономерности, различной для Правобережья и Левобережья.

Несмотря на различия в биологической активности установлена общая тенденция: внутриконтурные участки отдельных нефтегазоносных структур резко отличаются от законтурных по содержанию микроэлементов.

Табл.2, список лит. 3 назв.

УДК 550.47:631.42.662.63

Лапчинская Л.В., Смыслова Л.И. Использование коэффициента биологического поглощения (КБП) при интерпретации биогеохимических исследований. — Сб. Наземные геохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа. — М., ВНИИГеотехинформсистем, 1987, с.117—121.

Способность растений избирательно поглощать из среды и накапливать в золе некоторые элементы охарактеризована коэффициентом биологического поглощения (КБП), который использован для геохимических построений и выявления углеводородных залежей. Рекомендуется использовать КБП в качестве информативных геохимических показателей на различных стадиях поиска и разведки месторождений нефти и газа.

Табл. 3, список лит. 7 назв.

УДК 550.846:553.98

Комогорова Л.Г. Основные направления развития фитогеохимических исследований в комплексе нефтегазописковых работ. — Сб. Наземные геохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа. — М., ВНИИГеотехинформсистем, 1987, с.121—125.

Приводятся краткие сведения о становлении и формировании нового научного направления нефтегазописковых работ — фитогеохимического, разработке основных модификаций фитогеохимической съемки, перспективах использования фитогеохимических исследований в комплексе с дистанционными и геофизическими работами.

Список лит. 5 назв.

УДК 550.847 : 553.98 : 622.24.08 : 550.853

Ручнов В. И., Грицун Ю. Г. Результаты оценки погрешностей геохимических газогеохимического и по шламe сейсмозрывных скважин опробования. — Сб. Наземные геохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа. — М., ВНИИГеотехинформсистем, 1987, с. 126—125.

Рассмотрены методика и результаты оценки погрешности различных технологий и операций газогеохимического поверхностного и по шламe сейсмозрывных скважин опробования, а также влияние погрешности опробования на характеристики выделяемых аномальных полей.

Табл. 5, список лит. 8 назв.