

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Геолого-геофизический факультет

А. Н. Фомин

**ВОЗМОЖНОСТИ
ПРЯМЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ
ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ**

Учебно-методическое пособие

Новосибирск
2020

УДК 550.43
ББК 26.343
Ф 762

Рецензент
д-р геол.-минер. наук, чл.-корр. РАН *В. А. Каширицев*

Фомин, А. Н.

Ф 762 Возможности прямых геохимических методов поисков залежей углеводородов : учеб.-метод. пособие / А.Н. Фомин ; Новосиб. гос. ун-т. — Новосибирск : ИПЦ НГУ, 2020. — 202 с.

ISBN 978-5-4437-1011-2

Рассмотрены достоинства и недостатки основных наземных геохимических съемок, которые с разной степенью достоверности позволяют прогнозировать наличия залежей нефти или газа в недрах. Изучение пространственной изменчивости полей концентраций элементов-индикаторов дает возможность выявить зоны с аномальными показателями, обусловленные миграцией углеводородов из залежей. В работе рекомендованы: требования к отбору, хранению, транспортировке и лабораторным анализам проб; нефтегазопроисковые критерии; оптимальная сеть опробования и методика выделения нефтегазоперспективных участков по результатам площадной газогеохимической съемки. Для более надежной оценки перспектив нефтегазоносности изучаемой территории показана необходимость использования геохимических данных в комплексе с геолого-геофизическими. Приведены результаты применения геохимических съемок многими организациями в разных районах России, преимущественно в Сибири.

Учебно-методическое пособие подготовлено по курсу лекций «Методы поисков и разведки месторождений нефти и газа» и предназначено для студентов геологических специальностей вузов.

УДК 550.43
ББК 26.343

© Новосибирский государственный университет, 2020

© А. Н. Фомин, 2020

ISBN 978-5-4437-1011-2

ВВЕДЕНИЕ

Комплекс нефтегазопроисковых работ постоянно усложняется, что ведет к его удорожанию. В связи с этим весьма актуально внедрение новых малозатратных технологий, дающих предварительную оценку слабоизученных территорий с целью размещения буровых скважин лишь на перспективных участках. Подобные методы есть в поисковой геохимии и геофизике, но большинство из них основаны на косвенных признаках наличия в недрах залежей углеводородов (УВ). Поэтому надежный прогноз нефтегазоносности возможен только комплексированием геофизических и геохимических методов. Сейсморазведка выявляет глубинные структуры, с которыми могут быть связаны скопления УВ, но без оценки наличия в них флюида. Геохимия фиксирует ореолы рассеяния УВ в приповерхностных горизонтах без глубинной привязки их залежей. Эти методы оценивают разные признаки нефтегазоносного объекта и дополняют друг друга, обеспечивая достаточно надежную и полную информативность прогноза. При комплексном изучении геохимических полей и результатов сейсморазведки есть возможность точнее связать структурный план с нефтегазоносностью. Эти методы можно успешно применять в малоизученных районах, и большинство из них не требуют затрат на бурение. Прямые геохимические поиски месторождений нефти и газа обладают рядом преимуществ по сравнению с геофизическими методами: они направлены на поиск не ловушек, а залежей УВ.

Теоретической основой нефтегазопроисковых геохимических исследований, изложенных в основном В.А. Соколовым (1947, 1971), является представление о наличии над залежами специфических ореолов рассеяния, формирующихся в результате миграции газобразных УВ в перекрывающие отложения. Доказано, что над всеми залежами нефти и газа образуются комплексные аномалии, отсутствие которых является основанием для отрицательного прогноза.

Наиболее информативные нефтепоисковые показатели — УВ-газы, генетически связанные с залежами и обладающие высокой миграционной способностью. Поступление УВ в приповерхностную часть разреза обычно сопровождается их бактериальным окислением (что приводит к вторичным преобразованиям пород) и позволяет расширить набор нефтепоисковых индикаторов за счет косвенных геохимических показателей, отражающих эти процессы (наличие углеводородокисляющих бактерий, серы, сульфидов железа и др.). Изучение пространственной изменчивости полей концентраций элементов-индикаторов помогает выявить аномалии, обусловленные миграцией УВ из залежей.

ГЛАВА 1

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Достигнуты значительные успехи в развитии теоретических основ геофизических и геохимических методов поисков залежей УВ. Этот комплекс исследований получил широкое применение в практике геологоразведочных работ. Фундаментальной основой методов поисков нефти и газа является учение о парагенезисе геофизических, геохимических и биогеохимических аномалий над скоплениями УВ. Это учение объединяет систему гипотез, теоретических представлений и научных фактов, раскрывающих единство и взаимосвязь процессов генерации, аккумуляции и миграции УВ. Объектом изучения при прямых поисках являются геофизические и геохимические поля. Термин «поле» понимается как пространственное распределение параметров состояния и свойств твердой, жидкой и газовой фаз в пределах исследуемой части стратисферы, гидросферы, атмосферы и биосферы.

Основой теории геохимических полей являются учение об осадочных нефтегазоносных бассейнах И.О. Брода, И.В. Высоцкого и теории осадочно-миграционного происхождения нефти и газа Н.Б. Вассоевича. Задачи по выделению пород с высоким содержанием органического вещества, установлению его генетического типа, уровня зрелости, нефте- и газоматеринского потенциала с точки зрения возможности образования из него нефти или газа и выявление следов миграции жидких и газообразных УВ являются важными для понимания природы вторичных геохимических аномалий. Следует отметить, что приоритет в постановке перечисленных задач,

разработке методов их решения принадлежит российским ученым. Особенно широкое развитие геохимические методы поисков нефти и газа получили в 1960–1970-е гг. Это нашло отражение в работах Н. Б. Вассоевича, В. С. Вышемирского, Д. И. Дробота, М. К. Калинин, А. Э. Конторовича, С. Г. Неручева, Е. А. Рогозиной, Б. А. Соколова, А. А. Трофимука, В. А. Успенского, О. В. Четвериковой и других исследователей.

Известно, что миграция от залежей происходит посредством фильтрации по порам пород, микротрещинам (ослабленным зонам) и тектоническим нарушениям. Здесь определенную роль играют процессы селективной сорбции породами различных УВ и растворения их во флюидальной системе. Миграция УВ (чаще в газообразном, реже — в парообразном и жидком состояниях) от залежей протекает в основном двумя способами: посредством диффузии или миграции (фильтрации). В результате диффузии происходит относительное распределение УВ-газов снизу вверх по разрезу. Чем плотнее порода и ниже ее коллекторские свойства, тем медленнее идет процесс диффузии. Некоторые мигрирующие углеводородные компоненты в значительных концентрациях содержатся только в залежах нефти и газа, поэтому их присутствие в поверхностных отложениях является прямым признаком наличия скоплений УВ в недрах.

Геохимические поиски — прямой метод обнаружения нафтидов, основанный на предположении, что часть УВ мигрирует из нефтяных и газовых скоплений на поверхность непосредственно над природным резервуаром. Методика поисков заключается в отборе образцов грунтов, вод, снега и т. д. с определенной глубины по сетке профилей и анализе УВ или других веществ, на которые может влиять присутствие УВ. Этот метод предназначен для установления невидимых нефтегазопроявлений, являющихся, например, результатом диффузии УВ к поверхности. Таким образом, геохимические методы определяют наличие или отсутствие залежей УВ в тех или иных районах по результатам исследования природных объектов, залегающих вблизи дневной поверхности. Известно, что мигрирующие из залежи УВ нарушают первичные физико-химические равновесия между твердой, жидкой и газовой фазами мине-

ральных сред и формируют специфическую обстановку в осадочных толщах. Длительное ее существование приводит к локальным отклонениям в нормальном поле. С этих позиций часть осадочного чехла, заключенная между дневной поверхностью и залежью, можно рассматривать как специфическую геохимическую область, физико-химические параметры которой определяются минеральным составом надпродуктивных отложений, свойствами мигрирующих УВ и характером напряженного состояния массива слагающих ее пород. Это локальная область бассейна, характеризующаяся специфической геохимической обстановкой, аномальными значениями компонентов твердой, жидкой и газовой фаз, определенными ассоциациями химических элементов и минеральных новообразований и, как следствие, аномальными значениями параметров геофизических и геохимических полей, а также своеобразной, преимущественно зонально-кольцеобразной формой проявления аномалий в них.

Геофизические и геохимические аномалии вызваны наличием вертикальных и горизонтальных неоднородностей в литосфере и пронизываемых зон, которые вносят заметные искажения в распределение энергетических полей и вещественно-геохимических комплексов. Аномалии являются отражением разнообразных эндогенных и экзогенных геодинамических и физико-химических процессов, которые протекают в геологической среде. Одни из них обусловлены рудными залежами и скоплениями неметаллических полезных ископаемых, другие — геологическими структурами, третьи — распространением гравитации, электрических, магнитных и тепловых потоков. Источниками таких аномалий могут быть геологические объекты, длительное время генерирующие потоки вещества, а также процессы, протекающие в глубоких недрах.

Исследованиями латеральной и вертикальной изменчивости геофизических и геохимических параметров на непродуктивных и нефтегазоносных структурах установлена связь процессов формирования, пространственного распределения и морфологии геофизических и геохимических полей с особенностями деформаций, характером низкочастотных изотермических напряжений в породах

и локальными напряжениями, возникающими в процессе образования залежей нефти и газа. Эта связь заключается в том, что в пределах структур осадочной оболочки Земли отмечается чередование зон повышенных и пониженных напряжений, обуславливающих возникновение различных видов энергии, интенсивный перенос потоков тепла, жидких, парообразных и газовых флюидов, а также окислительно-восстановительные процессы в зонах низких механических напряжений, приуроченных к участкам аномальных фильтрационных свойств пород. Из-за этого в таких зонах формируются зонально-кольцеобразные аномалии геофизических (электромагнитных, гравитационных, тепловых, радиационных, упруго-деформационных, сейсмоакустических и др.), геохимических (элементных, солевых, газовых и др.) и биогеохимических (бактериальных, микрофлористических) полей.

Геофизическим полем Земли называется множество значений физических величин (параметров), количественно характеризующих естественное или созданное в Земле искусственное физическое поле (или отдельные его элементы) в пределах определенной территории. Геофизические поля бывают естественного и искусственного происхождения. К *естественным* относятся: гравитационное (поле силы тяжести); геомагнитное; температурное; электромагнитное; сейсмическое (поле упругих механических колебаний) и радиационное (поле ионизирующих излучений). Они определяются процессами, протекающими в околоземном пространстве, либо строением нашей планеты, свойствами и состоянием ее вещества. В пределах Земли и ее ближайших окрестностей природные физические поля принято называть геофизическими, что подчеркивает их непосредственную связь, генетическую и структурную, с нашей планетой. Особо следует подчеркнуть прямую связь полей именно с литосферой, другими глубинными сферами земного шара и лишь опосредованную связь с процессами, происходящими в ближнем и дальнем космосе. Следовательно, все рассматриваемые геофизические поля обусловлены особенностями строения литосферы и Земли в целом (например, гравитационные и геомагнитные поля) либо характером геодинамических, физических и химических процессов (сейсми-

ческие, радиоактивные, температурные, электромагнитные поля). *Искусственные неуправляемые поля* (техногенные физические поля) определяются работой механизмов и транспорта, энергетических установок, средств связи и других источников деятельности человека. Все названные естественные (природные) и искусственные (техногенные) геофизические поля являются *неуправляемыми*, т. е. они существуют помимо воли исследователей, использующих их для решения тех или иных задач по изучению оболочек Земли. Специально же для геофизических исследований Земли, поисков и разведки полезных ископаемых, решения инженерных, технических и экологических задач широко применяются *управляемые поля*, которые создаются искусственно с помощью возбудителей упругих волн (взрывных или невзрывных), батарей и генераторов постоянного или переменного тока, источников гамма-излучения и нейтронов и др. [Хмелевской, 1999].

Задача прямых геофизических и геохимических методов поисков — выявление таких геологических объектов путем систематического картирования и анализа изменчивости параметров, перечисленных выше полей. Следовательно, только комплексное использование этих методов позволит уверенно прогнозировать месторождения нефти и газа и существенно повысить эффективность геолого-разведочных работ, особенно на поисковом этапе. Существует множество модификаций наземных и дистанционных методов поисков залежей УВ: изучение теплового потока из космоса; геолого-геодинамические; гамма-поисковая и наземная тепловая съемки в мелких скважинах; углеводородная съемка по газам и жидким флюидам; микробиологические исследования; вариационная геохимия; фитогеохимическая съемка; газогеохимическая съемка по грунтам, донным осадкам и снежному покрову.

Практика геофизических исследований показывает, что структура наблюдаемых поверхностных гравитационных, магнитных, радиогеохимических и электрических полей отображает особенности геологического строения разреза и пространственного расположения возможных залежей УВ. Применение комплекса методов основывается на данных о значительном влиянии углеводородных

залежей на физические свойства пород и геохимическую обстановку в перекрывающей месторождения толще. Миграция УВ приводит к формированию субвертикальных «столбов» слабоизмененных в петрофизическом отношении пород, а также значительному перераспределению относительно подвижных элементов (*U, K, Fe, Th, Ca, Mn, Ti* и др.) вследствие изменения окислительно-восстановительной обстановки непосредственно над залежью. Данные поверхностных геофизических съемок показывают, что специфические возмущения полей, пространственно приуроченные к залежам УВ (микромагнитные аномалии, локальные минимумы гравитационного поля, аномалии повышенной поляризуемости, перераспределение концентраций, указанных выше элементов), связаны с аномалиеобразующими объектами, залегающими на глубинах от первых сотен метров и до ~1 км.

1.1. Геофизические методы

Данные методы широко применяются в комплексе с геолого-тектоническими, геохимическими, минералогическими и другими методами, особенно для изучения глубинных частей Земли. Геофизика — это наиболее точный дистанционный комплекс физических методов исследования недр. Это объясняется тем, что для изучения глубинного строения используются не только волны различных типов и классов, но и разнообразные физические следствия, возникающие при взаимодействии породы с физическими полями. Такое комплексное исследование носит название прямые поиски и базируется на современных достижениях каждого отдельного разведочного метода геофизики, в первую очередь на выделении волн различной поляризации, анализе их кинематических и динамических характеристик и построении параметров исследуемых объектов. Это комплексы пород в верхних горизонтах земной коры, в частности особенности их физических полей (гравитационных, магнитных, электрических, радиационных, тепловых

и др.), отражающих строение толщ. В соответствии с этим разделы общей и разведочной геофизики носят названия гравиметрия — гравиразведка, геоэлектрика — электроразведка и т. д. (табл. 1). Геофизические поля различаются по размерам, формам тел и закономерностям распределения физических параметров. Природные объекты являются трехмерными телами, однако всякие сечения любого из них горизонтальными (3D-наблюдения) либо вертикальными (2D — линейные профили) плоскостями несут достаточную информацию не только для построения разрезов, но и для определения физических характеристик пород. В первую очередь это относится к методам сейсмо- и электроразведки, в которых полученная информация используется для решения промысловых (изучение продуктивности коллекторов) и литолого-стратиграфических задач.

Основанием для проведения прямых поисков является то, что физические свойства нефтегазонасыщенных объектов, а также подстилающих и перекрывающих их пород различаются между собой и отличаются от свойств пород аналогичных структурно-литологических этажей тех районов, где нефти и газа нет. Это связано тем, что присутствие УВ формирует дополнительные физико-геологические неоднородности как в самой залежи, так и вокруг нее и особенно над ней (вплоть до земной поверхности): разуплотнение пород; растворение некоторых минералов и окисление УВ, приводящее к возникновению вторичных минеральных образований в порах и трещинах; изменение минерализации подземных вод; образование вокруг залежи субвертикальных зонально-кольцевых физико-химических и деформационных полей, а над залежью — «столбов» пород с измененными физико-химическими свойствами. Установлено, что в нефтегазонасыщенных коллекторах, а иногда и в перекрывающих породах, снижается акустическая жесткость из-за уменьшения скорости распространения продольных волн и плотности. В результате получают отражения упругих волн от водонефтяного и газовойдяного контактов. Кроме того, наблюдается аномальное затухание (поглощение) упругих волн в нефтегазонасыщенных породах, что ведет к появлению аномалий в волновом поле.

Таблица 1

**Разделы общей и разведочной геофизики
в зависимости от используемых геофизических полей**

Геофизическое поле	Раздел общей геофизики	Раздел разведочной (прикладной) геофизики
Гравитационное	<i>Гравиметрия</i> — изучение силы тяжести с целью распределения природных масс по их особенностям в тех или иных геосферах	<i>Гравиразведка</i> — совокупность методов для выявления и изучения геологических тел на основе их отличия по плотности
Магнитное	<i>Магнитометрия</i> — учение о магнитном поле Земли и вариациях земного магнетизма	<i>Магниторазведка</i> — совокупность методов и способов выявления и изучения геологических объектов на основе их отличия по магнитной восприимчивости
Электроволновое	<i>Электрометрия</i> — учение об электрическом поле Земли, электромагнитных явлениях, электрохимических и электрокинетических процессах в ее недрах	<i>Электроразведка</i> — совокупность методов и способов выявления и изучения геологических тел на основе их отличия по удельному электрическому сопротивлению, поляризуемости и диэлектрической проницаемости
Сейсмоволновое	<i>Сейсмометрия</i> — учение о сейсмоволновом поле Земли вследствие механических воздействий типа землетрясения, извержения вулканов, падения метеоритов	<i>Сейсморазведка</i> — совокупность методов и способов выявления и изучения геологических тел на основе их способности распространять, отражать и преломлять упругие волны, а также интерферировать и дифрагировать

Окончание табл. 1

Геофизическое поле	Раздел общей геофизики	Раздел разведочной (прикладной) геофизики
Тепловое	<i>Теплометрия</i> — учение о тепловом поле Земли и особенности его распределения в оболочках	<i>Термическая разведка</i> — совокупность методов и способов выявления и изучения геологических тел на основе их отличия по теплопроводности и теплоемкости
Радиационное	<i>Радиометрия</i> — учение о радиационном поле Земли вследствие распада радиоактивных элементов земной коры	<i>Ядерная разведка</i> — совокупность методов и способов выявления и изучения радиоактивных руд, а также решение ряда геологических и геоэкологических задач

Существуют два направления в методике прямых поисков: выявление геофизических и геохимических факторов, непосредственно связанных с наличием углеводородной ловушки, и изучение косвенных характеристик, уточняющих геологическую обстановку. Литологические и петрофизические данные позволяют представить месторождение как аномальное явление в распределении геофизических параметров по площади или профилю наблюдений. Сложность решения этой задачи связана с тем, что аномалии малы по амплитуде, а их выделение на фоне неустраняемых помех оказывается возможным только в результате проведения высокоточных полевых измерений физических полей. Эффективность геофизических методов поисков определяется еще и тем, что параметры изменения геофизических полей, генетически связанные с залежью, должны быть обоснованы. Наиболее надежный прогноз связан с данными многоволновой сейсморазведки, динамического анализа пассивной сейсморазведки и дифрагированных волн, использования резуль-

татов поляризационного сейсмического профилирования скважин, а также изменчивости электропроводимости разреза в интервале продуктивных горизонтов и наземного пространственного дифференциально-нормированного многочастотного электропрофилирования и их комплексирования на этапе интерпретации и прогноза. Значительные глубины продуктивных интервалов и наследование геодинамических обстановок в зонах формирования коллекторов требуют от всех геофизических методов высокой точности измерений, новых программных разработок, обеспечивающих выделение слабых сигналов на фоне сильных помех.

Из всех геофизических методов поисков залежей УВ наиболее широко применяются сейсморазведочные. Они обеспечивают как наиболее полную структурную информацию, так и необходимый комплекс динамических показателей прогноза, который строится по тем же полевым записям, что и временные разрезы. Электро-разведочные методы, обладая значительно меньшей разрешающей способностью, носят преимущественно подчиненный характер по отношению к сейсморазведке. Данные по изменению электропроводимости интервалов разреза, где предполагается наличие залежи, дают дополнительный к структурному фактору признак — резкое падение кажущегося сопротивления породы за пределами структуры и, соответственно, повышение электрического сопротивления в породах, слагающих геологический объект. Гравиразведка, обладая наименьшей из всех разведочных методов геофизики разрешающей способностью и точностью построений, тем не менее дает данные о наличии аномалий в распределении ускорения силы тяжести. Отрицательная аномалия свидетельствует об уменьшении плотности породы и, следовательно, о возможном разуплотнении вещества, которое образуется вследствие наличия пористости и заполнения пор флюидами, — воды, нефти, газа.

Геофизические методы разделяются на региональные и поисковые. К первым относят гравиразведку и сейсмику, которые обычно осуществляются на линейных профилях большой протяженности (> 100 км). Их задачей являются прогноз перспективности изучаемой территории на обнаружение месторождений УВ и необходи-

мость проведения детальных поисковых работ. На региональном этапе происходит районирование территории, которую пересекают профили гравитационных и сейсмических исследований, по наличию крупных геологических объектов, объединенных по двум признакам: присутствию зон разуплотнения и их приуроченности к определенным структурам разреза. Далее определяются основные геологические признаки месторождений, в том числе типы ловушек и ожидаемые структурно-формационные особенности коллекторов. Следующий этап поисков — формирование и обоснование методов сейсмо- и электроразведки, которые должны определить структурные параметры геологического разреза. Здесь рассматриваются пространственные конфигурации основных отражающих горизонтов и структурные особенности разреза, первые динамические характеристики основных сейсмических отражающих границ. Проводится оценка выразительности записи, непрерывности границ, наличия зон потери корреляции, проявления «ярких» пятен, выклиниваний, сбросов, разломов, изменения частот. По этим признакам строятся карты изохрон, на которые наносятся аномалии сейсмической записи, и выделяются перспективные зоны на обнаружение залежей, где необходимо ставить детальные сейсмические работы.

Завершающим этапом поисков является одновременное комплексирование на одних и тех же объектах детальной высокоразрешающей сейсморазведки и дифференциальных методов измерения электрической проводимости пород в пределах геологического объекта, обладающего коллекторскими свойствами, и на его периферии. Опираясь на результаты крупномасштабной сейсморазведки, проводят исследование аномалий распределений электропроводимости пород, слагающих коллектор. Следующая задача состоит в определении типа трещиноватости (вертикальная, горизонтальная или смешанная), анизотропии и направлений развития магистральных трещин путем скважинных измерений параметров волнового поля. На этом подготовка базы данных прямых поисков завершается. Следующим этапом проводится интерпретация отдельно по каждому методу полученных материалов и даются рекомендации к проведению геологоразведочных работ. Затем на основе всех этих заключений делает-

ся комплексный прогноз перспектив нефтегазоносности изучаемой территории.

Таким образом, в комплекс, обеспечивающий экспрессный прогноз нефтегазоперспективности территории, включаются наземные высокоточные геофизические методы: сейсморазведка; электроразведка с различными модификациями; гравиразведка; магниторазведка; гамма-радиометрия; гамма-спектрометрия [Комплексирование методов..., 1984; Маловичко, Костицын, Тарунина, 1989; Хмелевской, 1999; Теоретические основы..., 2012]. Изложенные в тексте сведения по геофизическим методам поисков базируются на публикациях этих авторов.

Сейсморазведка — ведущий метод геофизических исследований осадочных отложений. Она основана на изучении характера распространения в них упругих волн, вызываемых искусственными взрывами или вибраторами. Упругие волны от источника возбуждения в толще Земли направляются во все стороны, претерпевают при этом отражение и преломление от различных геологических границ, частично возвращаются к дневной поверхности и фиксируются сейсмоприемниками, которые преобразуют механические колебания почвы в электрические (рис. 1). После регистрации и записи колебаний проводится их анализ с целью определения особенностей распространения и свойств волн. Полученные сейсмограммы требуют серьезной обработки, поскольку в условиях полевых работ они обычно включают помехи. Что касается полезных волн, то они зачастую сложны для интерпретации. Для анализа данных применяется современная компьютерная техника. Сигналы усиливаются, фильтруются, очищаются от нежелательных колебаний и конвертируются в цифровой формат, после чего поступают на сейсмостанцию для наблюдений. По результатам обработки геологи получают материал для дальнейшей интерпретации. Если на таких геологических разрезах идентифицируются аномальные зоны распространения волн, то, как правило, это свидетельствует о наличии залежей полезных ископаемых. Скорость распространения этих волн зависит от литологического состава пород (чем плотнее порода, тем быстрее проходят сквозь нее волны), что позволяет по сейсмическим данным в ком-

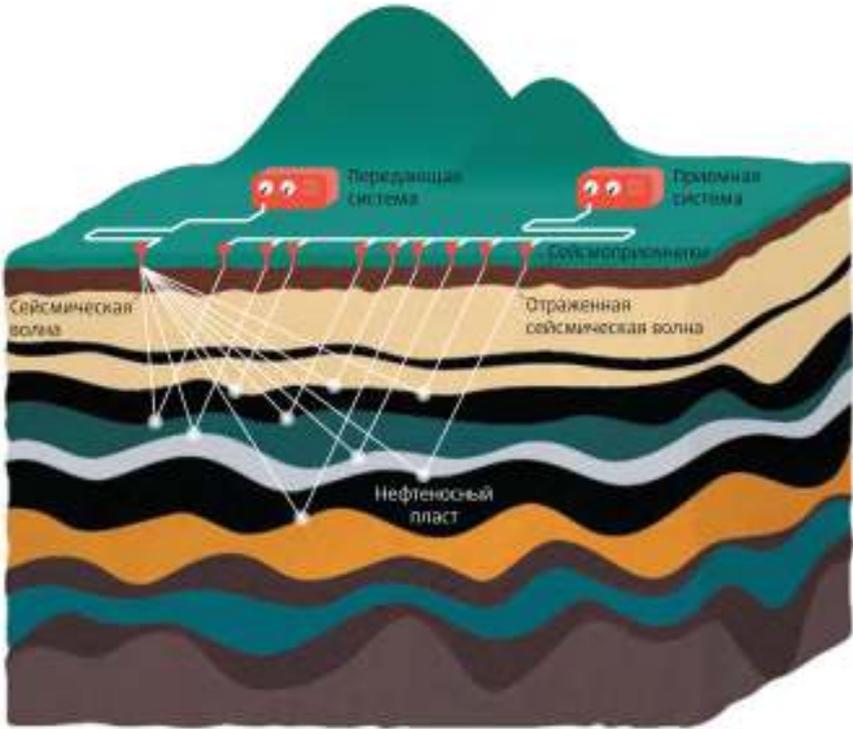


Рис. 1. Изучение глубинного строения земли сейсморазведочными методами [Starcatalog.ru]

плексе с гравикой строить геологические разрезы до глубин, недоступных бурению. Если в разрезе имеется несколько отражающих поверхностей, то сейсмика помогает определять структуру геологических объектов, в том числе перспективных для поисков залежей УВ (рис. 2). Поскольку нефтеносные структуры имеют значительные размеры (часто десятки и сотни км²), то обычно достаточно сравнительно редкой сети сейсмических профилей для их выявления. В зависимости от типа упругих волн и способов проведения работ существуют разные модификации сейсморазведочных методов. Наиболее распространенными являются следующие: метод преломленных

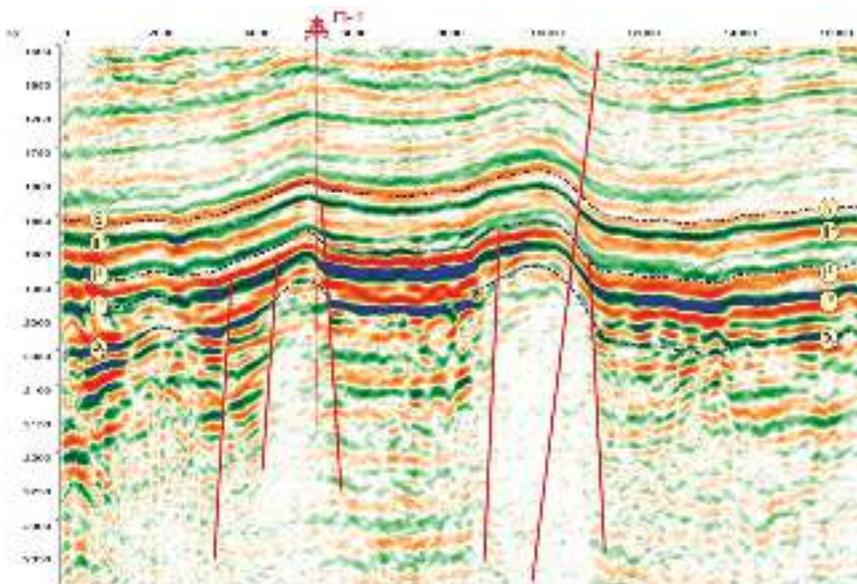


Рис. 2. Корреляция сейсмических горизонтов на временном разрезе. Устойчивые отражающие горизонты: Π^a — подошва баженовской свиты (прослежен в автоматическом режиме); Φ_2 — поверхность палеозойского фундамента (выделен интерпретатором) [Ppt.jnline.org]

волн (МПВ); корреляционный метод преломленных волн (КМПВ); метод отраженных волн (МОВ); метод общей глубинной точки (МОГТ); глубинное сейсмическое зондирование (ГСЗ), а в скважинах проводят вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП) для определения скорости упругих волн в различных породах.

Интерпретация полученных результатов позволяет установить глубину залегания, форму и петрофизические параметры изучаемых объектов, а следовательно, их структуру, коллекторские свойства и флюидонасыщение. Сейсморазведка является основным методом выявления антиклинальных структур, с которыми могут быть связаны залежи УВ. Объективность результатов данного метода во многом обуславливается знанием распределения скоростей

распространения упругих колебаний в надпродуктивных отложениях. При наличии значительного преимущества — высокой точности измерений — сейсморазведка обладает рядом существенных недостатков. В частности, геологи не могут определить качество залежей полезных ископаемых и применить сейсморазведку на сложном рельефе местности. Если залежи УВ перекрыты литологически однородными толщами пород с регионально выдержанными мощностями, проблем выявления локального поднятия практически не возникает. Однако неантиклинальные залежи не связаны со структурами, а локализируются на отдельных участках обширных зон. Поэтому при поиске таких ловушек недостаточно располагать сведениями об одних лишь структурных особенностях разреза, так как местоположение этих залежей контролируется зачастую разными геологическими неоднородностями, которые не отражаются в геометрии разреза столь отчетливо, как антиклинальные структуры. Довольно сложной, а порой и практически нерешаемой, становится данная задача в районах развития солянокупольной тектоники, изверженных пород, интенсивной дислоцированности надпродуктивных отложений и т. п. При обработке и интерпретации материалов сейсморазведки возникают многовариантность геологических моделей и, как следствие, неоднозначность оценки перспектив нефтегазоносности локальных участков. Сложным объектом для картирования сейсморазведкой являются также органогенные постройки.

Методы наземной геофизики совместно со скважинными наблюдениями, например трехкомпонентное ВСП, успешно используются для решения следующих задач:

- 1) определения скоростей распространения, частотного состава, затухания и пространственной поляризации продольных (Р) и поперечных (S) волн;
- 2) стратиграфической привязки отражающих горизонтов на PS-волнах и их сопоставления с данными промысловой геофизики (ГИС);
- 3) изучения геологического строения, физических свойств и напряженного состояния разреза;

4) прогнозирования характера флюидонасыщения коллекторов, в том числе и по данным о распределении коэффициента Пуассона и особенностям динамических характеристик: эффекты «ярких и темных» пятен;

5) изучения анизотропии разреза, в первую очередь нефтегазовых коллекторов, с оценкой азимутальной ориентации вертикальных трещин;

6) мониторинга изменения физических характеристик нефтяных пластов и контроля за процессами разработки месторождений путем проведения повторных наблюдений методами сейсмо- и электроразведки;

7) изучения полного сейсмического волнового поля во внутренних точках среды с целью определения кинематических и динамических характеристик волн различной поляризации и установления их связи с литолого-фациальными и коллекторскими свойствами продуктивных горизонтов.

Электроразведка основана на измерении параметров естественных и искусственных электрических полей, возникающих в земной коре под воздействием источников постоянного и переменного тока (рис. 3). Породы по электрическому сопротивлению разделяются на проводящие с низким электрическим сопротивлением (глины, суглинки, подземные воды, особенно минерализованные) и непроводящие (известняки, гипсы, конгломераты) с высоким. Промежуточное положение занимают песчаники. Эти свойства пород широко используются в промышленной геофизике — каротаже КС для литологического расчленения разрезов скважин, в том числе и для выделения нефтегазонасыщенных пород. Методы сопротивлений основываются на пропускании через грунт электродов с постоянным током. На поверхности земли собирают электроразведочную установку, которая, как правило, состоит из двух питающих 4 и двух приемных электродов 3. В качестве электродов обычно применяют металлические штыри, которые забиваются в землю. Благодаря конфигурации электродов точно устанавливается участок пространства, в котором меняется сопротивление. В основе метода сопротивлений лежит зависимость электрического поля, наблюдаемого на земной поверх-

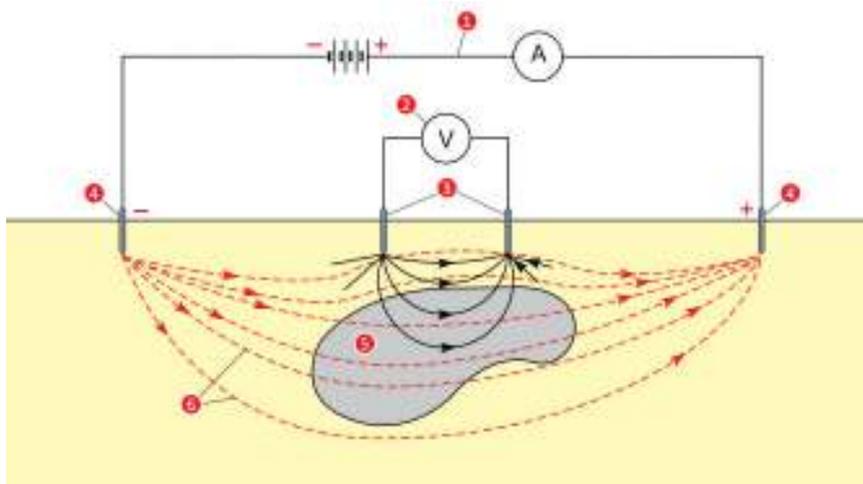


Рис. 3. Принципиальная схема электроразведки методами сопротивлений: 1 — питающая линия (батарея или генератор); 2 — измерительная линия с электроприбором; 3 — приемные электроды; 4 — питающие электроды; 5 — область исследования; 6 — линии тока [rudf.ru]

ности, от удельного электрического сопротивления разреза. К питающим электродам с помощью проводов подсоединяют источник тока — батарею или специальный генератор 1. В земле возникает электрическое поле, вызванное током, стекающим с питающих электродов 4. На приемных электродах 3 появляется разность электрических потенциалов. Измерения тока и разности потенциалов проводят электроразведочным прибором 2, по их результатам можно судить об электрических свойствах пород на глубинах проникновения тока в землю.

При поисках нефти и газа электроразведку используют главным образом для изучения структурных условий залегания осадочных пород, с которыми связаны залежи УВ. Это обусловлено тем, что нефтегазонасыщенные коллекторы выделяются повышенными по сравнению с окружающими породами удельными электрически-

ми сопротивлением. Это объясняется рядом факторов: более высоким сопротивлением самих нефтегазоносных пластов за счет наличия непроводящих ток УВ в породах высокой пористости; более низкой минерализацией подземных вод (в контуре нефтеносности) и их специфическим химическим составом; уплотнением пород за счет высокого пластового давления, а также карбонатизации пород. Возможны и другие причины, увеличивающие или уменьшающие удельное электрическое сопротивление продуктивной толщи.

В электроразведке применяются разные модификации, основанные на измерениях искусственного поля, с источниками постоянного тока, обладающими наибольшей разрешающей способностью: вертикальное электрическое зондирование (ВЭЗ), дипольное экваториальное зондирование (ДЭЗ) и электрическое профилирование (ЭП). Эффективность этих методов для поисков залежей УВ разная. Основное ограничение метода сопротивлений состоит в том, что постоянный ток не проходит через непроводящие формации, т. е. изучение разреза ограничивается глубиной залегания первого достаточно мощного высокоомного горизонта. Большие глубины, характерные для нефтегазоносных объектов, и необходимость использования довольно низких частот не дают реализовать все преимущества электроразведки на переменном токе, позволяющие получить информацию не только о сопротивлении пород, но и других важных параметрах: диэлектрической и магнитной проницаемостях. Данные электроразведки обычно надежны до глубин 2–3 км. Некоторые качественные характеристики иногда могут быть получены до 4–5 км, но в большинстве случаев результаты исследования таких глубин ненадежны.

Таким образом, все электрические методы поисков залежей УВ по своей сути являются косвенными. Электроразведкой в реальных условиях невозможно изучить прямой сигнал (отклик) от скоплений нефти и газа. Этому препятствуют малая мощность залежей, большая глубина их залегания и дифференцированный по сопротивлению разрез перекрывающих отложений. Поэтому электрическими методами изучаются вторичные признаки проявления залежей в электрических полях: электрохимическая активность в области водонефтяного контакта и залежей УВ в целом (естественное электри-

ческое поле); проводимость перекрывающих залежь толщ (наведенные электромагнитные поля); наведенная электрохимическая активность ореола сульфидизированных пород над залежами (вторичное электрохимическое поле).

Гравиразведка основана на изучении естественного поля силы тяжести от плотности пород, что позволяет выявлять аномалии гравитационного поля на поверхности Земли. Физической основой метода является закон всемирного тяготения Ньютона, в соответствии с которым разные по плотности породы создают определенные изменения в гравитационном поле. При измерении параметров гравитационного поля в воздухе и на земной поверхности наблюдают их изменения, обусловленные в основном двумя причинами. Во-первых, планетарными особенностями Земли (скоростью вращения, массой, формой поверхности, внутренним строением), создающими плавно изменяющееся поле, называемое **нормальным**. Во-вторых, различием плотности горных пород и руд, связанным с плотностными неоднородностями среды, образующими **аномальное поле** силы тяжести. В задачи гравиразведки входят измерения значений параметров поля силы тяжести, выделение аномальных составляющих гравитационного поля и их геологическая интерпретация.

От других геофизических методов гравиразведка отличается сравнительно большой производительностью полевых наблюдений и успешно применяется при решении самых различных задач с глубиной исследований от нескольких метров до десятков километров (при определении мощности земной коры и литосферы). Гравиметрическая съемка практикуется для выявления соляных куполов, антиклиналей, погребенных хребтов, разломов, неглубоко залегающих коренных пород, интрузий, рудных тел, погребенных вулканических кратеров и др. Основным видом гравиметрических работ является площадная съемка, при которой весь район исследований более или менее равномерно покрывают наблюдениями. При этом точки наблюдения задают обычно по системе профилей, которые стараются выбирать прямолинейными, направленными вкостр предпологаемого простирания изучаемых объектов и которые имеют протяженность, значительно превышающую поперечные размеры этих

объектов. Расстояния между профилями должны быть по крайней мере в три раза меньше продольных размеров изучаемых объектов для того, чтобы аномалия гравитационного поля от них фиксировалась не менее чем на трех соседних профилях. Это позволяет в дальнейшем по аномалиям установить простирание в плане искомым объектов. Дается визуальное описание характера аномалий силы тяжести по картам и профилям. При этом отмечается форма аномалий, их простирание, примерные размеры, амплитуда. Для установления связи гравитационных аномалий с геологическим строением используется геолого-структурная и петрографо-литологическая информация.

Различают следующие виды гравитационных аномалий: региональные, связанные с крупными плотностными неоднородностями в строении Земли (горные области, поднятые или опущенные блоки земной коры, поверхность кристаллического фундамента и неоднородности его петрографического состава); локальные (остаточные аномалии), вызванные наличием отдельных слоев или небольших геологических тел с большой или малой плотностью пород. Породы, насыщенные нефтью или газом, имеют меньшую плотность, чем содержащие воду. Поэтому задачей гравиразведки является определение мест с аномально низкой силой тяжести. Залежи УВ обычно не существуют в виде отдельных изолированных гравитационных тел, а находятся в других гравитационных телах (структурах), принимая их или подобную им форму: антиклинальные складки; рифовые массивы; соляные купола и др. Это приводит к сходству аномалий силы тяжести залежи и структуры. Различие заключается только в амплитуде. Поэтому суммарное поле принимает в основном форму той составляющей, амплитуда которой преобладает.

Антиклинальные складки хорошо выделяются при достаточных контрастах плотностей отдельных толщ осадочного разреза и представляются вытянутыми изолиниями аномалий положительного и отрицательного знака в зависимости от плотности пород, залегающих в ядре складок. При благоприятных условиях гравиразведку также применяют для изучения рифов, в которых могут находиться скопления нефти и газа. Породы, залегающие над рифами, часто не-

однородны по плотности и могут быть представлены терригенными, соленосными и карбонатными породами. В первых двух случаях рифы обычно выделяются положительными аномалиями. Скопления УВ также нередко приурочены к куполовидным поднятиям, которые отличаются малой амплитудой и большой глубиной залегания. При разуплотнении плотность в отдельных слоях постепенно изменяется от крыльев к своду структуры, а при наличии залежей уменьшение плотности на контактах «вода — нефть/газ» происходит довольно резко. Для гравиразведки наиболее благоприятны соляные купола, так как соль отличается низкой плотностью ($2,15 \text{ г/см}^3$) по сравнению с окружающими породами ($2,2\text{--}2,6 \text{ г/см}^3$ и более) и резкими крутыми склонами. Соляные купола выделяются изометричными интенсивными отрицательными аномалиями, по которым можно судить не только об их местоположении и форме, но и о глубине залегания.

Магниторазведка основана на различной магнитной проницаемости пород. Изменение магнитных свойств и разные формы залегания толщ создают различные аномалии, т. е. отклонение измеренного (наблюденного) магнитного поля от расчетного. Различают региональные аномалии, связанные с крупными неоднородностями в строении ядра, и локальные, вызванные наличием пород, отличающихся по магнитным свойствам (магнитной восприимчивости). В зависимости от состава пород, наличия нефти и газа это магнитное поле искажается в различной степени. Применение магнитных съемок при нефтегазопоисковых работах обычно ограничивалось изучением региональных особенностей геологического строения территорий, исследованием структуры и вещественного состава кристаллического фундамента древних и молодых платформ и решением задач геокартирования. Осадочный чехол из-за очень слабых магнитных свойств пород обычно исключался из объектов исследования. С появлением новой высокоточной аппаратуры и проведением с ее помощью массовых съемок выявлены новые специфические аномалии магнитного поля малой амплитуды, пространственно приуроченные к залежам УВ. Магнитные аномалии можно также применять при поисках соляно-купольных поднятий, к краевым частям которых

иногда приурочены скопления нефти и газа, и для обнаружения рифовых тел. Рифы с высокой карбонатностью практически немагнитны, тогда как породы глинисто-карбонатного и терригенного комплекса, занимающие внутренние части прогибов и составляющие межрифовый рельеф, отличаются повышенной магнитной восприимчивостью. Поэтому сокращение мощности терригенной толщи над рифами отмечается в магнитном поле локальными минимумами слабой интенсивности. Над нефтегазовой залежью на фоне обычно наблюдаемого гравитационного максимума за счет антиклинальных структур и более высокой плотности подстилающих водоносных пород могут быть получены локальные минимумы поля силы тяжести малой амплитуды. Они обусловлены: разуплотнением пород, вмещающих нефть и газ и перекрывающих их; наличием УВ и повышением пористости; трещиноватостью пород в сводах антиклиналей. Вследствие немагнитности нефтегазонасыщенных пород они иногда выделяются отрицательными локальными аномалиями. Поскольку магнитные аномалии над залежами нефти и газа являются относительно малыми, то для их выделения необходимо учесть все поправки на техногенные факторы в пределах месторождений: влияние буровых вышек, трубопроводов и т. п.

Дистанционные методы исследования широко используются для решения различных задач народного хозяйства, в том числе при поисках нефти и газа. К ним относятся аэро- и космометоды, т. е. изучение земной поверхности с летающих аппаратов (рис. 4, 5). Аэрометоды применяются при выявлении прямых признаков нефтегазопроявлений, например на морском дне. Выходы нефти и нефтяные озера (асфальтеновые) на суше выделяются по более темной окраске по сравнению с окружающей местностью. По аэрофотоснимкам легко трассируются тектонические нарушения, а соляные купола выявляются по характеру проявления растительности и почвенного покрова. Аэрокосмические методы позволяют значительно сократить объем дорогостоящих геолого-съёмочных и буровых работ, а также детализировать строение регионов. При прогнозировании структурных ловушек нефти и газа дистанционное зондирование является в некоторой степени конкурентом сейсморазведки в отношении

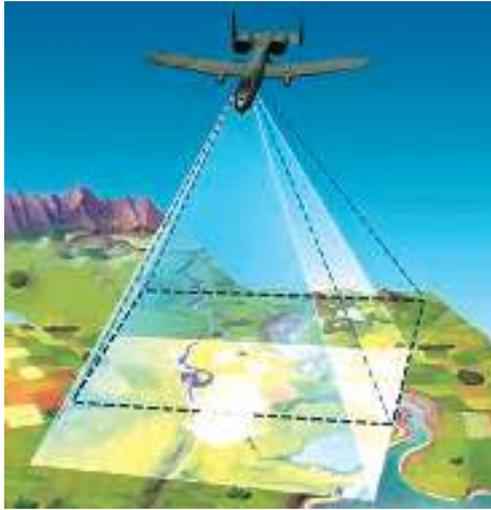


Рис. 4. Дистанционная съемка [ederslik.edu.az]

установления их границ, но не глубин залегания. При решении этой задачи наиболее целесообразно комплексировать дистанционное зондирование и сейсморазведку, что позволит существенно сократить затраты на сейсморазведку, особенно при использовании модификации 3D, не снижая качество работ, а существенно увеличивая их достоверность.

К геофизическим методам относятся также и космические исследования **теплового потока**. Тепловое поле существует за счет неравномерного нагревания вещества Земли (пород, вод и воздуха), в результате чего возникает пространственная неравномерность распределения температуры. Источниками термического поля являются внутренние и внешние процессы. Внешний источник — солнечная радиация, которая проникает на глубину лишь в несколько метров. Дальнейшее увеличение температуры с глубиной связано с внутренними источниками: распадом радиоактивных элементов, гравитационной дифференциацией вещества и его фазовыми переходами, процессами метаморфизма. Геотермические работы проводятся с целью

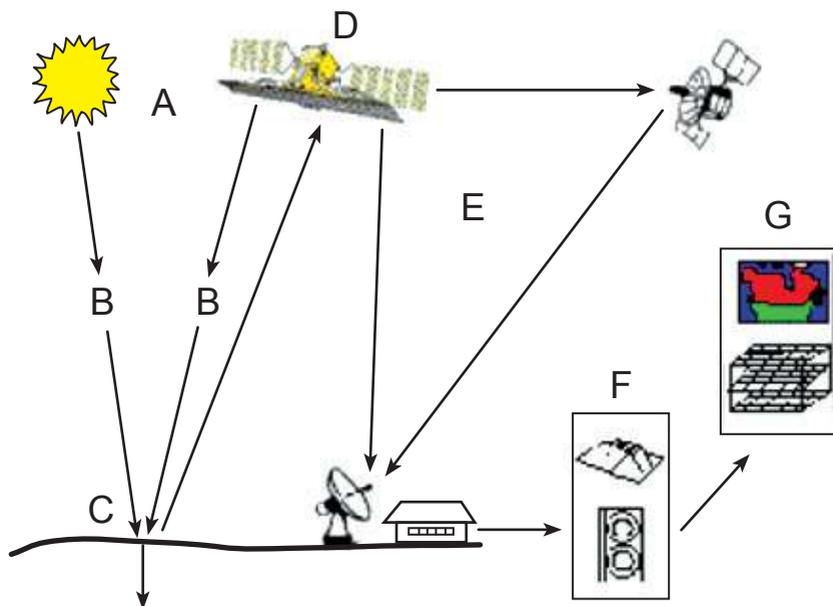


Рис. 5. Общий принцип дистанционного зондирования Земли:
 А — источник излучения; В — взаимодействие с атмосферой (рассеивание, отражение, преломление); С — взаимодействие с земной поверхностью, отражение; D — регистрация отраженного излучения сенсором спутника; E — передача записанного сигнала в приемный наземный центр; F — интерпретация полученных сигналов; G — использование информации [ppt.online.org]

изучения теплового поля: при тектоническом районировании территорий, условий формирования и динамики подземных вод; поисках скоплений УВ; составлении схемы разработки месторождений. Тепловые методы позволяют выделить наиболее прогретые участки по отношению к окружающему фону, представляющие активные зоны миграции флюидов. Нередко в комплекс нефтегазопроисковых работ включается наземная тепловая съемка в мелких скважинах. Этот вид исследований способствует при использовании трех параметров (температура, градиент температуры, приповерхностный

тепловой поток) разбраковать часть геохимических аномалий, которые не связаны с залежами УВ, а сформированы геологическими факторами. По данным геотермии можно выявить поднятия и прогибы, т. е. изучить глубинную тектонику, а также определить пути миграции УВ с подземными водами. Комплексирование результатов исследований дистанционного и наземного теплового потока позволяет более точно подтвердить наличие активных зон — трансляторов тепла, а также аномалии, выявленные в ходе проведения геохимических исследований. Те же задачи, что и тепловая съемка, решает гамма-поисковая съемка в мелких скважинах. Комплексное применение этих методов снижает ошибку прогноза и повышает вероятность обнаружения залежей УВ.

Таким образом, среди всех рассмотренных геофизических методов поисков залежей УВ основным является сейсмический. Он обладает уникальными возможностями по количеству и качеству информации, которая может быть использована в целях прогноза. Этот метод можно назвать интегро-дифференциальным, т. е. позволяющим изучить не только месторождение как целостный объект аномального структурного строения, но и физические детали его современного состояния. Если рассматривать проблему прямых поисков как многоэтапное исследование, выделяя на первое место задачу поиска и прогноза, то нет равного сейсмике другого геофизического метода, способного достаточно быстро и достоверно решить ее. На втором этапе, когда известны общие черты физико-геологической модели и ее параметры, применяются другие методы. Так, электромагнитные поля, существенно расширяя и дополняя рамки первоначальной модели, дают не только точный прогноз координат заложения поисковых скважин, но и положение продуктивных пластов при проведении геофизических исследований скважин. Гравитационные методы используют на региональном этапе, когда еще не идет поиск месторождений, а решаются задачи выделения целых регионов и крупных с геологической точки зрения объектов, способных нарушить общие закономерности распределения коровых масс.

Геологическими и геофизическими методами главным образом выявляют строение толщи осадных пород и возможные ловушки

для нефти и газа. Однако ее наличие еще не свидетельствует о присутствии в ней УВ. К тому же не всегда интерпретация результатов геофизических работ является однозначной. В сложных геологических условиях (для сейсморазведки, в частности, при недостаточной информации о распределении скоростей распространения упругих колебаний в надпродуктивных отложениях) возникает неоднозначность моделей нефтегазоносности. Ловушки неантиклинального типа также сложно распознать геофизическими методами. Здесь целесообразно привлечь дополнительные методы прогноза скоплений УВ. В данной работе рассматриваются в основном геохимические методы поисков, позволяющие по прямым и косвенным признакам получить информацию о присутствии в недрах залежей УВ, а не их ловушек. Они определяют наличие или отсутствие залежей нефти и газа в тех или иных районах и на конкретных площадях по данным исследования приповерхностных осадков.

1.2. Геохимические методы

Используя основные положения органической теории происхождения нефти и газа, заложенной еще М. В. Ломоносовым и развитой в трудах И. М. Губкина, И. О. Брода, В. И. Вернадского, М. Ф. Мирчинка, Г. Л. Стадникова и многих других ученых, Н. Б. Вассоевич в 1969 г. сформулировал основные положения геохимических методов поисков углеводородных скоплений, в основе которых лежит осадочно-миграционная (биогенная) теория происхождения нафтидов. В ее становление наряду с исследователями других стран огромный вклад внесли российские ученые: В. А. Успенский, В. А. Соколов, О. А. Радченко, В. В. Вебер, М. К. Калинин, А. Э. Конторович и многие другие. К середине XX в. теория нафтидогенеза получила широкое признание во всем мире и стала научной основой геологоразведочных работ. Ее состоятельность подтверждена открытиями новых крупных нефтегазоносных провинций. Согласно органическому происхождению, в образовании нефти выделяют-

ся два основных этапа: генерация УВ (микроневфть) и миграция их в ловушки.

Нефть и газ отличаются от других полезных ископаемых тем, что нахождение их залежей не всегда связано с местами их образования (генерации), поэтому их поиски сопряжены с некоторыми трудностями. Нефть рождается первоначально в виде дисперсно-рассеянной в осадочных породах микроневфти, которая затем скапливается в определенных структурах (ловушках). Этап интенсивного образования нефтяных УВ в зависимости от различных геологических условий был назван Н. Б. Вассоевичем (1967) главной фазой нефтеобразования (ГФН), а участок разреза, в котором реализуется нефте-материнский потенциал органического вещества, А. Э. Конторович выделил в качестве главной зоны нефтеобразования (ГЗН) [Нефтепроизводящие толщи..., 1967]. В ГЗН помимо жидких генерируется и большое количество газообразных УВ, которые способствуют эмиграции микроневфти из материнских пород. Часть осадочного бассейна, находящегося в ГЗН, называется очагом нефтеобразования, из которого нефть мигрирует в ловушки и формирует залежи. В природе существует и обратный процесс — разрушение этих скоплений, интенсивность которого определяется толщиной и изолирующими свойствами флюидоупоров, глубиной залегания, трещиноватостью толщ, гидрогеологическим режимом недр. Следы этого разрушения фиксируются в почве, водах, снеге, организмах, газах в виде рассеянных УВ (нефти, газа, битумоидов).

Научной основой прямых геохимических методов поисков нефти и газа является процесс субвертикальной миграции УВ из залежей к земной поверхности (рис. 6). В результате УВ-газы накапливаются в приповерхностных отложениях и рассеиваются в атмосфере. Благодаря фильтрации по зонам нарушений и трещинам мигрирующие из залежи газы образуют вокруг нее специфический ореол рассеяния (рис. 7). В соответствии с этим, объектом исследований нефтегазопроисводящей геохимии является природный геохимический фон приповерхностной части разреза, в котором на основе изучения закономерностей пространственной изменчивости полей концентраций элементов-индикаторов необходимо выявить аномалии,

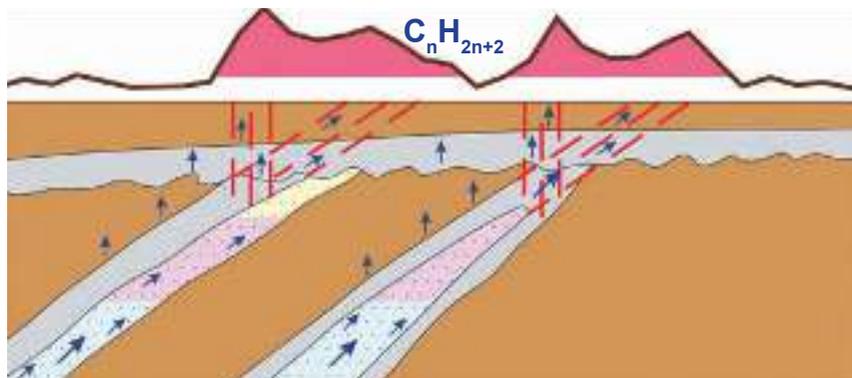


Рис. 6. Миграция газообразных УВ от залежи к поверхности [Edushk.ru]

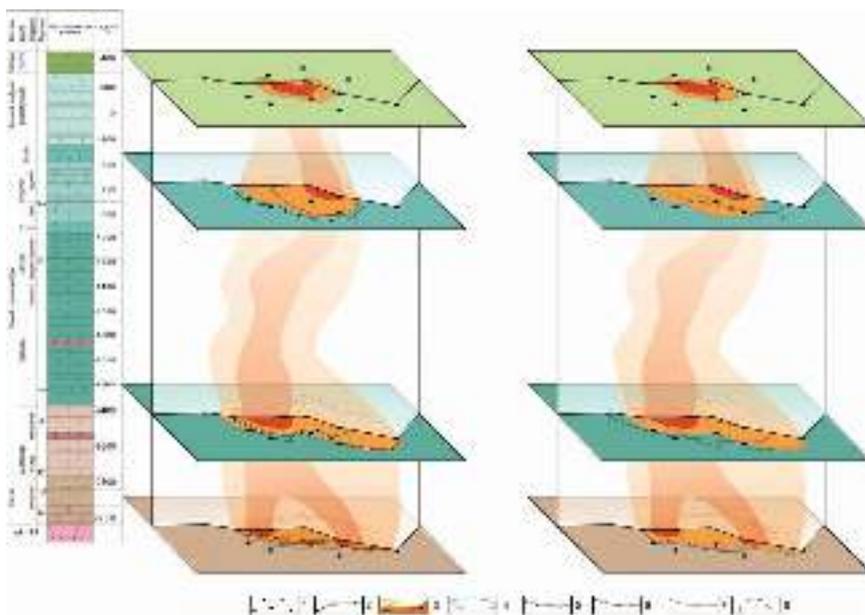


Рис. 7. Геолого-геохимическая модель ореолов рассеяния в осадочном разрезе над Братским газоконденсатным месторождением:

1 — глубокие скважины; 2 — линия профиля по скважинам;
 3 — ореолы рассеяния; 4 — контур залежи; геофизические аномалии:
 5 — электрические; 6 — сейсмоакустические; 7, 8 — радиоактивные
 [Sibgeo.sibanaes.ru]

обусловленные влиянием залежей. Геохимические методы изучают содержания очень малых количеств компонентов нефти и газа, входящих в состав месторождений и распространенных среди вмещающих и перекрывающих их пород. Признаки нефтегазоносности недр обнаруживаются и исследуются сначала в процессе геологической съемки. К ним относятся: выделение метана в виде пузырьков в реках и озерах; пленки нефти на поверхности водоемов; ее выпоты на склонах гор и речных долин; выходы нефтенасыщенных пород, битумов и асфальтов на дневной поверхности. Успешные поиски нефти и газа возможны только на основе современной теории и использования новейших достижений в области генезиса нефти и газа. Геохимические поиски охватывают следующие проблемы: условия образования углеводородного газового фона в зонах геохимического опробования; субвертикальный диффузионно-фильтрационный массоперенос УВ и других компонентов из залежей нефти и газа; механизм формирования и сохранности геохимических аномалий (газовых, битумных), образованных в приповерхностных слоях; диагностику генетических типов УВ-газов (сингенетичных, эпигенетичных); обоснование достоверных геохимических поисковых показателей.

Геохимическая аномалия — это область повышенных (или пониженных) по сравнению с фоном содержаний химических элементов. Геохимические аномалии иногда называют ореолами рассеяния элементов. Геохимический фон — среднее или модальное (наиболее часто встречающееся) содержание химических элементов в почвах, водах, приземном воздухе и растениях за пределами месторождений. В зависимости от распределения содержаний элементов аномалии могут быть положительными или отрицательными. Первые отличаются повышенными концентрациями элементов-индикаторов (выше фона), вторые — резко пониженными (ниже фона). Аномалии по масштабам своего проявления могут быть глобальными, региональными и локальными. Региональные выявляются при мелкомасштабных геохимических исследованиях, а локальные — при средне- и крупномасштабных. Геохимические аномалии по отношению к телам или месторождениям можно разделить на перспективные, неперспективные и ложные. Перспективные генетически связаны

с полезными ископаемыми, поэтому они в первую очередь должны исследоваться при поисках отдельных тел и месторождений. Неперспективные — это геохимические аномалии, соотносящиеся с повышенными, но не промышленными концентрациями элементов в породах (это могут быть отдельные точки и зоны рассеяния). На первых этапах работ очень трудно отличить неперспективные аномалии от перспективных, для этого необходимо учитывать конкретные геохимические и геологические особенности участка. Нередко трудно-различимые аномалии отбраковываются после проведения буровых работ. Ложные аномалии отличаются от вышеуказанных тем, что они не связаны со сколько-нибудь повышенным для данного типа пород содержанием каких-либо элементов. Их возникновение может быть вызвано: неправильным объединением в одну выборку проб; ошибочным ландшафтно-геохимическим районированием территории; игнорированием биогеохимические особенности растений.

Для изучения геохимического поля (территории, характеризующейся определенными количественными содержаниями химических элементов) производятся измерения содержаний химических элементов путем геохимического опробования в отдельных точках наблюдений или непрерывно. Термину «опробование» придается широкий смысл: оно выполняется с отбором проб и последующим их анализом или без пробоотбора путем контактных или дистанционных определений химического состава природных образований. Измерения содержаний химических элементов без пробоотбора с применением специальной аппаратуры часто называют «геофизическим опробованием», что не меняет его смысла как средства исследования именно геохимического поля.

Средние содержания химических элементов в геологических объектах исследования, удаленных от месторождений УВ, являются относительно низкими (их значения близки к величинам кларков элементов) и характеризуют местный геохимический фон. Содержания соответствующих элементов над залежами существенно превышают фоновые. Вблизи месторождений формируются первичные ореолы рассеяния элементов, фиксирующиеся как геохимические аномалии и являющиеся признаками возможного нахождения скоплений УВ

(см. рис. 7). Геохимические ореолы значительно превосходят размеры месторождений, это облегчает их обнаружение в процессе поисков. Содержание химических элементов в аномалиях часто незначительно отличается от местного фона, что требует для их обнаружения применения высокочувствительных методов анализа. На месторождениях нефти и газа концентрация рассеянных УВ-газов обычно возрастает с глубиной, их качественный состав по мере углубления приближается к составу газа в залежи. Увеличивается контрастность газовых аномалий и их достоверность. При оконтуривании показателей геохимического поля месторождения используют «классическую» методику, которая заключается в проведении контура посередине между точками с информационными показателями. В случае экстраполяции контур проводят за крайней положительной информационной точкой на расстоянии, равном какой-либо части от принятого расстояния между ними. По результатам измерений геохимического поля составляются карты и разрезы в изоконцентрациях или строятся графики по линиям опробования (рис. 8). По содержанию химических элементов геохимические поля могут быть сравнительно однородными, изменяться плавно или осложняться локальными аномалиями. Путем анализа структуры геохимического поля и его количественной интерпретации с учетом геологических и геофизических данных делается прогноз перспектив нефтегазоносности изучаемой территории.

Известно, что некоторые мигрирующие углеводородные компоненты содержатся в значительных концентрациях только в залежах нефти и газа, их присутствие в поверхностных отложениях является прямым признаком скоплений в недрах. Метан относится к прямым показателям нефтегазоносности, однако следует учитывать, что он образуется и современными микроорганизмами, генерируется рассеянным органическим веществом и углями на ранних этапах литогенеза, тогда как газообразные предельные УВ состава C_{2-4} характерны для газовых месторождений. Они практически не образуются бактериями, а сингенетичная их генерация органическим веществом в зоне геохимического опробования крайне незначительна. Поэтому при анализе геохимических полей этан, пропан и бутан являются ведущими компонентами. УВ состава C_{5-10} и более тяжелые типич-

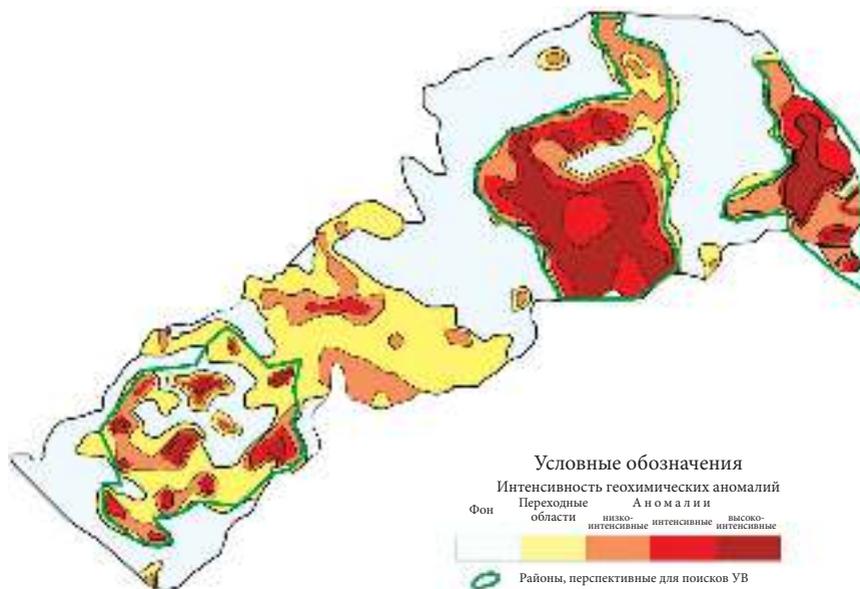


Рис. 8. Геохимические аномалии [Mostest.ru]

ны для нефтяных скоплений. Проникновение заметного количества эпигенетических (миграционных) УВ от залежей в покрывающие отложения приводит к определенному нарушению первоначальных соотношений в системе «сингенетичные газы — органическое вещество — порода». Часть УВ растворяется в воде, сорбируется минеральной частью и т. д. В итоге на отдельных локальных участках, особенно в тектонически ослабленных зонах, может наблюдаться относительная концентрация углеводородных компонентов и происходить образование газовых аномалий. Участки земной коры, в которых на коротком расстоянии резко уменьшаются интенсивности миграции химических элементов и, как следствие, их концентрация, А. И. Перельман (1961) назвал геохимическим барьером (рис. 9). Часть миграционных УВ в самых верхних горизонтах подвергается разрушению и изменению под влиянием гипергенных факторов, что приводит к аномальному накоплению продуктов их преобразования.

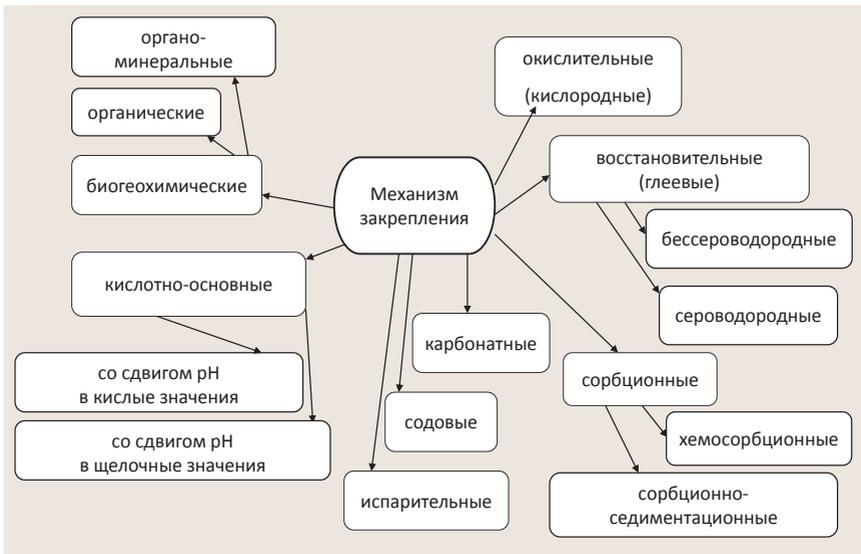


Рис. 9. Геохимические барьеры [ppt-online.org]

УВ, мигрирующие из залежи к земной поверхности, оказывают заметное влияние на состав и физико-химические свойства пород, перекрывающих залежь. Концентрация УВ в породах, пластовых водах и поровых газах над залежью значительно выше, чем за ее пределами. Кроме того, за счет окисления части мигрирующих УВ происходит восстановление, в результате чего образуются новые минералы и меняется подвижность химических элементов. Это приводит к изменениям электропроводности, поляризуемости, плотности и других свойств пород. Над залежью в породах и водах развиваются микроорганизмы, окисляющие УВ. Из этого следует, что за счет влияния УВ породы приобретают аномальные (отличные от остальных) свойства и состав. На их изучение с целью выявления участков с аномальными показателями косвенных признаков нефтегазонасыщенности направлены многие виды геохимических съемок. Необходимо учитывать, что газовые аномалии в верхних горизонтах часто имеют сингенетичную природу (ложные аномалии), т. е. формируются

за счет перераспределения УВ, образованных в тех же отложениях. Но контрастность таких аномалий обычно низкая.

Уникальность геохимических съемок обусловлена: комплексированием и специализацией исследований, вытекающих из единства территории и объекта поисков при геохимических и геофизических работах на нефть и газ; масштабностью и трудностью исследований вследствие значительно и часто разобщенных и расположенных в различных геологических и климатических зонах территорий; невозможностью восстановления природного процесса, приводящего к появлению аномальных полей концентраций геохимических элементов; стадийностью проведения геохимических поисковых работ в определенной последовательности. При этом от ранних этапов к более поздним возрастает детальность изучения объектов и достоверность данных.

Для надежной интерпретации полученных данных геохимические съемки должны осуществляться при следующих условиях.

1. Их проводят на участках, где ранее выполнены геофизические исследования, в частности сейсморазведка в площадном или профильном варианте, наземные гравимагнитные и аэромагнитные работы. Площадь геохимической съемки планируется в границах нефтегазоперспективных участков, выявленных геофизическими методами.

2. Съемка должна проходить по геофизическим профилям и на пунктах наблюдений других методов. Для повышения достоверности выявляемых аномалий необходимо отбирать пробы по густой сетке.

3. Интерпретацию полученных геохимических результатов следует проводить только в профильном варианте и непосредственно по исходным данным.

4. Добиваясь повышения точности измерения того или иного параметра, при картопостроении нередко проводят осреднение по 3, а иногда и 5–7 значениям, что ведет к потере полезной информации. Механическое наложение контуров перспективных аномалий и зон, выявленных геофизическими методами, без учета специфики каждого из них приводит к некорректным и даже ошибочным выводам. Как и для геофизических методов, выявленные геохимические аномалии следует считать достоверными, если они выделены не менее чем по трем точкам наблюдений. Пиковые значения необходимо

учитывать при интерпретации, но не опираться на них при окончательных выводах, поскольку они могут быть случайными.

5. Следует принимать во внимание, что практически каждая площадь имеет индивидуальные черты строения, а это требует принятия нестандартных решений в интерпретации материалов съемок.

В отличие от других геологических методов геохимические базируются на изучении пространственных закономерностей распространения и эволюции геохимических полей, на теоретических предпосылках условий образования, особенностей их генерации и размещения в земной коре, разрушения скоплений УВ. Эти обстоятельства накладывают определенный отпечаток на теоретическую, методическую, информационную и организационную базы геохимических поисков. Они представляют собой отдельную геологическую дисциплину, важнейшей задачей которой являются выявление углеводородных аномальных концентраций и подготовка площадей к поисковому бурению. Геохимическую аномалию можно считать подготовленной к бурению, если: она оконтурена в соответствии с требованиями, обеспечивающими достаточную точность построения карт, отражающих геоморфологию, геохимию, генетический тип геохимических объектов и направление миграции полеобразующих геохимических элементов; приурочена к месту нахождения ловушки, подтвержденной геолого-геофизическими методами; образована преимущественно эпигенетическими УВ, мигрировавшими из залежи, наличие которой в недрах подтверждается дополнительными нефтегазопроисковыми критериями (бензол, фенол и др.).

Геохимические съемки считаются относительно легкими методами. Они достаточно просты по исполнению, так как основная их задача сводится к отбору проб (снега, воды, осадков и др.) и измерению содержания в них различного рода компонентов: легких и тяжелых фракций УВ, микроэлементов и других составляющих. Далее, исходя из распределения аномальных значений искоемых элементов по территории, строятся прогнозные карты. Геохимические съемки относятся к разряду мобильных, экологически чистых и недорогих методов (значительно дешевле сейсморазведки). Наряду с несомненными достоинствами геохимические методы обладают и рядом недостатков:

1) интерпретация выявленных аномальных зон может быть ошибочной, так как довольно трудно установить пороговые значения, характеризующие залежь УВ;

2) сложность точного определения положения залежи в недрах по выявленной на поверхности аномалии. В природных помехах значительна роль тектонических нарушений, которые регистрируются в основном геофизическими методами. Большое влияние на поверхностное распределение легких УВ оказывают подземные воды, которые в результате массопереноса формируют ореолы рассеяния и могут создавать ложные аномалии;

3) не всегда можно учесть техногенный фактор, особенно углеводородные загрязнения.

Геофизические методы, как и большинство геохимических, регистрируют косвенные признаки нефтегазоносности недр. Первые в основном ориентированы на выяснение геологического строения осадочных толщ и поиска в них ловушек для скоплений УВ, а вторые по прямым и косвенным признакам позволяют предположить наличие в недрах нефти или газа. Каждый из них в отдельности характеризует группу или один признак объекта, они имеют разные источники помех, создающие иногда ложные эффекты, принимаемые за признаки нефтегазоносных объектов. Поэтому разработанная методика прямых поисков залежей УВ основана на комплексировании геохимических и геофизических методов исследований, что позволяет более уверенно прогнозировать месторождения УВ, определять места заложения скважин и существенно повышать эффективность геологоразведочных работ, особенно на поисковом этапе (рис. 10). Это достигается составлением карт в изолиниях отдельных или комплексных геохимических параметров, специфически аномальные изменения которых связаны с влиянием нефтегазовых скоплений. Такие карты, дополняющие структурные построения, позволяют прогнозировать пространственное положение залежей до постановки поискового бурения, а в конце поискового и начале разведочного этапов — уточнять положение контура нефтегазоносности с использованием первых продуктивных скважин.



Рис. 10. Выделение нефтегазоперспективных участков по комплексу геолого-геофизических и геохимических данных [Опыт применения..., 2017]

Следует отметить, что наряду с научными методами нередко для решения поисковых задач предлагаются псевдонаучные приемы: «белая» и «черная» магия, экстрасенсорика, биолокация и т. д. Их пропагандируют и внедряют, как правило, люди, далекие от геологической науки. По мнению автора, такие методы могут случайно дать единичные позитивные результаты, но научной основой для организации поисково-разведочных работ служить не могут.

ГЛАВА 2

ПРЯМЫЕ ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Прямые геохимические поиски — это способы обнаружения нефтяных месторождений, основанные на положении, что часть углеводородов мигрирует из глубинных нефтяных и газовых скоплений вверх по разрезу и накапливается в приповерхностных отложениях. Из них наиболее технологически и методически проработанными являются наземные геохимические съемки: газовая по грунтам и снежному покрову; биохимическая; фитогеохимическая; литогеохимическая; геоэлектродные; гелиевая (табл. 2). Все они с той или иной степенью достоверности позволяют оценить перспективы нефтегазоносности изучаемой территории и основаны на фиксации в подпочвенном слое малых содержаний (следов) углеводородов и других газообразных соединений, мигрировавших из глубинной залежи к дневной поверхности или образовавшихся в верхних слоях под влиянием физико-химических и биологических процессов при непосредственном воздействии расположенного в недрах месторождения. Газогеохимические съемки могут использоваться на всех стадиях поисковых работ и в сочетании с другими геохимическими и геофизическими методами наиболее эффективны для прогноза. Результаты площадных газогеохимических исследований демонстрируют связь геохимических аномалий с нефтеносностью, независимо от глубины залегания залежи. Эти методы можно успешно применять в малоизученных районах, к тому же они не требуют затрат на бурение.

Практика геохимических исследований показывает, что наиболее информативными нефтепоисковыми показателями являются углеводород-

зы, характеризующиеся генетической связью с нефтегазовыми залежами и наивысшей миграционной способностью. Газогеохимические съемки отличаются: по объекту исследований — снежный покров, грунты и воды (поверхностные, приповерхностные и пластовые), газы атмосферы и литосферы; определяемым геохимическим параметрам (содержание и состав сорбированных УВ); концентрации характерных вторичных минералов; содержанию некоторых макро- и микроэлементов; присутствию и количеству специфических микроорганизмов, способных усваивать УВ; величине окислительно-восстановительного потенциала, показателю концентрации водородных ионов и др. (рис. 11). Такие работы проводятся на массовом опробовании грунтов, природных вод, снега, растений, почвенного и подпочвенного воздуха и т. д. с последующим извлечением из них газа и хроматографическим определением его состава. Это вытекает из основной задачи геохимических поисков — обнаружения ореолов и потоков рассеяния химических элементов, генетически связанных с залежами УВ и характеризующихся, как правило, достаточно низкими концентрациями искоемых элементов, хотя и превышающими их кларки.

По измеряемым параметрам

- **газогеохимическая;**
- битуминологическая;
- литогеохимическая (литохимическая, геоэлектрохимическая, литофизическая, минералогическая);
- гидрогеохимическая;
- ядерно-геохимическая (изотопно-геохимическая и радио-геохимическая);
- биогеохимическая;
- **углеводородная**

По объекту опробования

- **в приповерхностных отложениях** (2–15 м, редко до 100 м);
- в подпочвенном и почвенном слоях (0,5–1,5 м);
- **в снежном покрове;**
- в пробах вод гидрогеологических скважин;
- в донных осадках рек, озер;
- в родниках;
- **в пассивных концентраторах (метод GORE™)**

Рис. 11. Виды геохимических съемок [Геохимическая съемка..., 2017]

**Краткая характеристика геохимических съемок,
применяемых для прямых поисков залежей УВ**

№ п/п	Съемка	Описание	Эффективность	Перспектива развития
Фиксируют прямые признаки нефтегазоносности недр				
1	Газовая по грунтам и снежному покрову	Мигрирующие из залежей УВ-газы сорбируются грунтами и снежным покровом, по концентрациям и соотношениям которых судят о наличии в недрах нефтегазовых залежей	Очень эффективен, может применяться самостоятельно	Необходимо выявить нефтегазопоисковые критерии среди тяжелых УВ-газов
Фиксируют косвенные признаки нефтегазоносности недр				
2	Биохимическая (микробиологическая)	Основан на способности микроорганизмов окислять определенные УВ-газы, мигрирующие из недр. Прямыми индикаторами нефтегазоносности служат бактерии, избирательно окисляющие метан, этан, пропан, бутан и парообразные УВ, косвенными — десульфуризирующие бактерии	Из-за широких вариаций масштабности окислительной деятельности бактерий эффективен только в комплексе с газовой съемкой	Изучать пропан-бутан окисляющие бактерии — наиболее информативные биоиндикаторы
3	Фитогеохимическая	Мигрирующие из залежей УВ-газы влияют на микроэлементный состав флоры (листья деревьев, хвою, траву, мох) и общую зольность. По соотношению разных микрокомпонентов можно судить о возможной нефтегазоносности недр	Физико-географические и климатические условия отражаются на микроэлементном составе флоры	Возможно использование в комплексе с другими геохимическими методами

№ п/п	Съемка	Описание	Эффективность	Перспектива развития
4	Литогеохимическая	Основана на изменении физических свойств пород и перераспределении их вещественного состава в верхней части разреза под воздействием мигрирующих флюидов из залежей	На параметры метода влияют тектоника и литология, что снижает его эффективность	Изучать сорбированные газы грунтов с помощью пассивных концентраторов (ПК)
5	Геоэлектрoхимические	Основаны на изучении мигрирующих из нефтегазовых залежей химических элементов, которые в верхних частях разреза находятся в подвижных формах или сорбируются на органических комплексах почв, железомарганцевых соединениях, глинистых частицах. Каждый из методов направлен на селективный анализ определенных форм нахождения химических элементов	Уменьшается приповерхностным перераспределением элементов в условиях гипергенеза	Возможно применение только в комплексе с другими геохимическими методами
6	Гелиевая	Основана на изучении мигрирующего из нефтегазовых залежей гелия, который накапливается в приповерхностном воздухе	Снижается из-за поступления в осадки гелия из фундамента	Использовать в комплексе с другими методами

Эффективность применения газовых съемок во многом определяется ландшафтно-климатическими и геолого-тектоническими условиями исследуемых объектов, влияющими на контрастность проявления ореолов рассеяния залежей в поверхностной части разреза. Недостатки этих методов: почти повсеместно отсутствуют УВ тяжелее пропана; работы проводятся в зоне влияния погодно-климатических факторов при существовании сильного сингенетического фона, поскольку приповерхностные осадки наиболее богаты рассеянным органическим веществом, которое может создавать «ложные» аномалии. Положительной стороной является низкая себестоимость и простота выполнения. Результативность этих исследований различна, и их оценка приводится ниже. Геохимическая съемка по породам, выходящим на поверхность, обычно используется тогда, когда необходимо быстро и с минимальными затратами выявить области повышенных содержаний УВ и сосредоточить на них следующую стадию работ. Указанные методы часто реализуются в комплексе с детальной сейсморазведкой, электроразведкой, гравиразведкой, геоморфологическими исследованиями, термометрией и т. д. Каждый из них характеризуется определенным набором информационных показателей и применяется на соответствующих этапах поисков. Общий экономический эффект от рекомендаций по результатам геохимических методов значительно превышает расходы на их проведение.

Геохимические методы поисков месторождений нефти и газа основываются на существовании непрерывного массопереноса УВ от их глубинных скоплений, в результате чего на всех уровнях геологического разреза формируются аномальные концентрации УВ. Их миграция (в основном газообразном состоянии, реже — в парообразном и жидком) от залежей протекает чаще всего в результате диффузии и фильтрации. При диффузии происходит относительно равномерное распределение УВ-газов снизу вверх по разрезу. Чем плотнее порода и чем ниже ее коллекторские свойства, тем медленнее идет этот процесс, т. е. меньше коэффициент диффузии. Миграция от залежей посредством фильтрации происходит по микротрещинам (ослабленным зонам) и тектоническим нарушениям (см. рис. 6).

Здесь определенную роль играют процессы селективной сорбции породами различных УВ и их растворения во флюидах. При этом УВ подвергаются хроматографической дифференциации, приводящей к обогащению мигрирующего газа относительно легкокипящими фракциями и изосоединениями.

Прямые геохимические методы высоко эффективны при проведении их до буровых работ. Тогда связь поверхностных или приповерхностных признаков с залежами УВ может быть прямой и в различной мере косвенной. В первом случае изучается распределение по площади тех или иных веществ, мигрировавших из залежей вверх по разрезу до земной поверхности и даже в атмосферу (газовая съемка по снегу, в грунтах и грунтовых водах), а во втором — продуктов изменения этих веществ или результатов влияния их на какие-либо свойства приповерхностной зоны (фитогеохимическая, биохимическая и другие съемки). Отсюда сложилось двойственное понимание термина «прямые методы поисков». Одни считают прямыми все методы (в том числе и космические), фиксирующие положение залежи по любым признакам, а другие — только те, которые позволяют выявлять в приповерхностной зоне вещества, мигрирующие из залежи. За рубежом различают «прямые» и «непрямые» геохимические методы поисков, понимая под первыми фиксацию веществ, мигрировавших из залежей УВ, а под вторыми — разнообразные изменения в приповерхностной зоне, вызванные этими веществами. Автор данной работы прямыми методами поисков считает те, которые ориентированы на поиск скоплений нефти и газа, а не ловушек или каких-либо других условий, благоприятных для формирования залежей УВ. Хотя следует признать, что наиболее прямой способ достоверно выяснить наличие в недрах нефти или газа — это пробурить и испытать скважину.

По характеру используемых показателей выделяют прямые и косвенные признаки нефтегазоносности. К **прямым** относятся: наличие миграционных УВ (эпигенетических) на площади работ, а именно повышенные концентрации парафинов (предельных УВ и их изомерных соединений), парообразных УВ (пентанов, гексанов и др.), а для нефтяных залежей в первую очередь повышенные содержания

ароматических УВ и др., т. е. тех соединений, которые не образуются в поверхностных условиях, а находятся в глубинных скоплениях зоны катагенеза. **Косвенные** основаны на изучении полей концентраций химических элементов или соединений, минеральных новообразований, микрофлоры, физико-химических характеристик сред, не связанных прямо с залежью, но указывающих на ее возможное присутствие: повышенные концентрации CO_2 , N_2 , H_2 , He ; дефицит O_2 ; продукты взаимодействия УВ-газов с породами (сера, вторичный пирит и др.); повышенные количества углеводородоксилирующих бактерий в тех или иных аномальных зонах; отсутствие корреляционной связи между $\text{C}_{\text{орг}}$ и газообразными УВ. Геохимическая съемка с применением только косвенных признаков не может самостоятельно выполняться из-за малой ее информативности при поисках месторождений нефти и газа. Косвенные признаки нефтегазоносности в основном используются для следующих целей:

1) обнаружения продуктов разрушения УВ в поверхностных условиях. В этом случае аномальные поля косвенных признаков рассматриваются как вторичные ареолы рассеяния (геохимическая съемка по неуглеводородным газам — азоту, углекислоте и т. д., бактериальная съемка);

2) выявления путей миграции УВ (повышенные концентрации гелия или радона в зонах высокой проницаемости).

Большинство компонентов, определяемых косвенными методами, могут иметь двоякий генезис. Например, повышенные концентрации углекислоты (CO_2) в поверхностных условиях — косвенный признак нефтегазоносности. Однако в залежах нефти и газа она не обнаружена. Считается, что в поверхностных условиях углекислота может образовываться за счет разложения УВ, мигрировавших от залежей нефти и газа, что является косвенным свидетельством наличия залежей УВ, а также деструкции органического вещества в поверхностных отложениях, где не происходили процессы формирования каких-либо углеводородных скоплений из-за небольшой глубины (сингенетичные УВ). Ряд других показателей, используемых в косвенных методах поисков нефти и газа, могут применяться как несущие дополнительную информацию. Например, гелиевая съемка

традиционно ведется при картировании глубинных разломов и зон повышенной проницаемости.

2.1. Краткая история развития прямых геохимических методов поисков залежей углеводородов

В основу прямых геохимических методов поисков месторождений УВ положены представления академика В. И. Вернадского (1912) о газовом обмене земной коры. Он первым обратил внимание на важную роль природных газов в формировании зоны рассеянного углеводородного насыщения, а также физико-химических изменений среды и минеральных компонентов в прилегающих к залежи породах, что выражается в аномальных их содержаниях. «Газовое дыхание Земли» — так образно назвал В. И. Вернадский миграционный поток газов литосферы. Газообразные элементы играют в природе исключительно важную роль благодаря своей высокой подвижности, легкости проникновения в мельчайшие поры, растворимости в воде, большой химической активности сравнительно с равными объемами твердых и жидких элементов. Естественно ожидать, что на общем фоне газовых выделений со всей поверхности Земли нефтегазоносные провинции (в пределах последних — структуры, содержащие нефть или газ) будут отражаться в поверхностных отложениях аномально высокими содержаниями миграционных газов.

В дальнейшем идея о возможности поисков глубинных нефтяных и газовых скоплений путем изучения рассеянных УВ в неглубоко залегающих породах осадочной оболочки литосферы была высказана В. А. Соколовым. Он разработал первый вариант газовой съемки для практического использования еще в 1929 г. Позднее немецкий исследователь Ж. Лаубмейер (1933 г.) предложил поиски нефти по анализам почвенного газа. Тем самым было положено начало развитию не только прямых геохимических методов поисков залежей УВ, но и прямых методов вообще. Сначала этот метод был назван газовой съемкой и основан на представлениях о субвертикальном диффуз-

но-фильтрационном массопереносе УВ из залежи вверх по разрезу и формировании в приповерхностных отложениях геохимических аномалий за счет влияния мигрирующих УВ. Он был предложен в качестве экспериментального метода для определения полей концентраций УВ-газов над нефтяными площадями Апшерона и Поволжья. Эта идея привлекла внимание советских и зарубежных ученых, которые стали проводить геохимические исследования с целью выявления аномалий в поверхностных слоях осадочного чехла нефтегазоносных бассейнов. В 1932 г. под руководством В. А. Соколова были начаты газогеохимические работы с анализом содержания горючих газов в воздухе, извлекаемых из подпочвенных грунтов с помощью мелких скважин и шурфов. В 1933 г. он выступил на нефтяной конференции в г. Баку с предложением использовать метод «газовой съемки» для поисков залежей УВ. В 1935 г. В. А. Соколов дал теоретическое обоснование этой съемки, рассмотрел различные ее модификации, описал методику проведения полевых работ, аппаратуру, способы интерпретации материалов, показал первые результаты применения метода в нефтегазопоисковой геохимии. Для развития этого метода в 1940 г. создана специальная контора «Нефтегазосъемка», где В. А. Соколов был ее научным руководителем и занимался усовершенствованием метода и газоаналитической аппаратуры. В задачи этой организации входило проведение поисков нефтегазовых месторождений методом газовой съемки. Полевые работы велись в Прикаспийской впадине, Заволжье, Средней Азии. По мнению В. А. Соколова, причинами возникновения нового направления в методологии поисков нефти и газа послужили два обстоятельства: невысокая эффективность работ, опирающихся на принципы структурной теории и направленных на поиски возможного вместилища нефти и газа, а не их залежей; наличие в природе залежей неструктурного типа, которые не связаны со структурами и не могут быть обнаружены другими методами.

В 1930-е гг. газовые съемки получили значительное развитие в СССР и США. В эти же годы из них выделились и другие виды геохимических методов поисков: микробиологический (биогеохимический), битуминологический, гидрогеохимический и литологический.

Среди них газогеохимический был наиболее распространенным. В дальнейшем (1940–1950-е гг.) шло интенсивное развитие и совершенствование техники, технологии, теории геохимических методов поисков. Появились такие разновидности газогеохимического метода, как водногазовая, газокерновая, глубинная газовая съемки, газовый каротаж (начал применяться уже в 1930-е гг.), расширились задачи, ставившиеся перед геохимическими методами. Так, прогноз нефтегазоносности ловушек (главная первоначальная задача) с появлением газового каротажа дополнился оценкой продуктивности отдельных интервалов разреза. Постепенно расширялись наборы показателей, используемых при интерпретации результатов геохимических работ, в том числе и газогеохимических, которые остались до настоящего времени основными. Увеличивалась разрешающая способность методов и их отдельных элементов (аналитических, интерпретационных). В области теории рассматривались проблемы учета геологических условий, физико-геологических особенностей формирования ореолов залежей УВ, комплексирования показателей, влияния различных осложняющих факторов. Теоретические исследования в этой области и полученные результаты послужили основой для разработки люминесцентно-битуминологических, почвенно-гидрохимических, радиогеохимических и других методов поисков. Некоторое время они выглядели весьма привлекательными и давали интересные результаты. Иногда на газовых аномалиях открывались залежи УВ. Но уже вскоре обнаружили существенные недостатки этой методики, во многих случаях отмечалась зависимость газовых аномалий не от месторождений, а от обстановок на поверхности Земли, в особенности от степени увлажнения. К тому же недостаточно высокий уровень химико-аналитической техники продолжительное время не позволял получать надежные результаты. Отрицательные результаты поисков на этапе становления прямых геохимических методов в значительной мере ослабили к ним интерес. Однако работа по совершенствованию этих методов не прекращалась и непрерывно совершенствовалась при активном участии В. А. Соколова.

Практическое значение геохимических нефтегазопроисловых работ 1930–1950-х гг. оценивается многими исследователями невысо-

ко. Постановка прямых геохимических методов оказалась немного преждевременной и малоэффективной. Однако важность полученных в этот период данных для становления теории и методики газогеохимических съемок несомненна. В трудах В. А. Соколова, Г. Г. Григорьева, Г. А. Могилевского, П. Л. Антонова, Л. И. Померанца, П. М. Туркельтауба, Б. Л. Ясенева и др. разработаны вопросы теории и практики наземных геохимических методов поиска месторождений (НГМПМ) УВ, послужившие основой для дальнейших исследований в этом направлении. Подведение итогов работ по поискам нефти и газа геохимическими методами в 1955 г. показало, что газовая съемка в то время была еще недостаточно обоснована для рекомендаций к широкому производственному применению. Основную причину недостатков видели в неразработанности научных основ методов и несовершенстве используемой аналитической аппаратуры. Было предложено исключить из комплекса производственных методов поисков нефти и газа съемку окислительно-восстановительного потенциала и почвенно-солевые как не имеющие достаточной научной основы. Поэтому в середине XX в. прямые геохимические методы поисков месторождений нефти и газа переживали глубокую депрессию как в нашей стране, так и за рубежом. Интерес к газовой съемке снизился. Неудачи, по-видимому, связаны в основном с тем, что геохимические исследования велись преимущественно научно-исследовательскими учреждениями, которые в большинстве случаев территориально и организационно были оторваны от производственных организаций, выполняющих полевые работы. Во многих случаях пробы отбирались, транспортировались и хранились с нарушением технологии и, самое главное, сроков их хранения до анализа, которые очень ограничены и в теплый период составляют 5–7 дней. При более длительном хранении проб процессы разрушения УВ микроорганизмами могут полностью исказить характер их первоначального распределения.

За рубежом в эти годы сохранялась тенденция увеличения объемов геохимических исследований с целью поисков УВ. В США за период 1942–1957 гг. из 98 крупных месторождений нефти и газа 25 обнаружены с помощью геохимических методов. Так, открыты многие

залежи, связанные с ловушками неструктурного типа. В связи со значительным ростом стоимости сейсморазведочных работ, на многих объектах США, Канады и других стран геохимические исследования начали проводить перед постановкой сейсмики. В этом случае сейсморазведку ставят только на тех участках, которые по данным геохимических работ выделены как перспективные. Это позволило значительно уменьшить стоимость работ, так как геохимические исследования намного дешевле сейсморазведочных. Анализ эффективности геохимических работ за рубежом показывает, что отрицательная оценка перспектив нефтегазоносности локальных объектов по результатам геохимических исследований подтверждается на 100 %, а положительная — на 60–80 %. Лидером геохимических съемок была фирма Exploration Technologies, Inc [Horvitz, 1985].

Совершенствование теории нефтегазопоисковой геологии и разработка новой аналитической аппаратуры в конце 1950-х гг. определили новый этап в развитии НГМПМ УВ. В 1961 г. создан Всесоюзный научно-исследовательский институт ядерной геофизики и геохимии (ВНИИЯГГ), одной из задач которого была разработка геохимических методов поиска залежей УВ. Сотрудниками института были продолжены исследования в области теории и технологии прямых геохимических поисков. Получены новые данные по фильтрационной составляющей миграционного потока УВ, что заметно продвинуло развитие теоретических основ НГМПМ УВ, разработаны газогеохимические, гидрогеохимические, биохимические показатели нефтегазоносности территорий и дана оценка информативности каждого из них. Наряду с ВНИИЯГГ разработкой и опытно-промышленным опробованием наземных газогеохимических методов занимались ВолгоградНИПИнефть, НВ НИИГГ, ВНИГНИ, Ивано-Франковский институт нефти и газа и другие организации, усилиями которых достигнуты определенные успехи в области теории методов, развития ряда новых их модификаций, совершенствования технологии, аппаратуры и т. д. В этот период появились новейшие спектрометрические и хроматографические методы, позволяющие изучать геохимические параметры на молекулярном и атомарном уровнях. Однако отсутствие производственных организаций, спо-

собных квалифицированно вести геохимические работы (кроме газокаротажа), стало одной из преград для их широкого применения.

Тем не менее в СССР под руководством В. А. Соколова геохимические поиски проводились в большем объеме, чем в других странах. В 1962 г. около 10% полевых геохимических партий были заняты наземными геохимическими поисками. Связь аномалий со скоплениями УВ на глубине в большинстве случаев отмечалась в Азербайджане и Туркмении. Кроме почвы на содержание рассеянных УВ исследовались воды из источников и неглубоких скважин. Несмотря на многие годы научных поисков, советские исследователи еще не пришли к единому мнению о значении опробования почвы. Сам В. А. Соколов (1971) признавал, что на поверхности отмечалось больше УВ, чем можно было объяснить одной лишь простой диффузией. Он считал, что эти избыточные УВ поступают из глубокозалегающих отложений не только за счет диффузии, но и в результате действия ряда других механизмов миграции: фильтрации газа и нефти под действием разности давлений во взаимосвязанных порах и трещинах пород; всплывания газа и нефти в воде, содержащейся в пористых и трещиноватых породах; переноса свободного и растворенного газа и нефти подземными водами; выжимания УВ вместе с водой из пластов. Очень трудно оценить интенсивность вертикальной миграции под действием любого из этих механизмов. В указанных процессах УВ будут поступать к поверхности различными миграционными путями, не всегда связанными с конфигурацией нефтяных и газовых залежей.

Так, на международной геохимической конференции, проходившей в 1962 г. в г. Будапеште, польские, чехословацкие и венгерские геохимики-нефтяники сообщали, что применявшиеся ими различные методы геохимических поисков не привели к открытию нефтяных месторождений. В Прикарпатском регионе Польши была установлена связь между углеводородными аномалиями и зонами разломов. Участники конференции пришли к выводу, что в районах со сложным тектоническим строением, где имеются разломы и надвиги, поверхностные геохимические поиски не дают надежных результатов, так как зоны разломов являются предпочтительными путями

миграции. Другое осложнение, на которое указывал Г. А. Могилевский (1953), заключается в том, что наземные геохимические аномалии часто коррелируются с биологической активностью, зависящей от содержания питательных веществ в почве.

В это время начинает развиваться теория геохимического поля. В дальнейшем было показано, что полеобразование — это объективно существующий процесс, в котором генерация, миграция, аккумуляция и диссипация вещества, в том числе и УВ, взаимосвязаны и неразрывны [Петухов, Старобинец, 1993]. Значительный вклад в научно-технические разработки на этом этапе внесли исследования эпигенетических изменений пород в водоносных и нефтеносных пластах, а также породах надпродуктивных отложений, насыщенных эпигенетическими УВ. Работы В. Н. Быкова, А. А. Карцева, Г. А. Максимовича, А. Н. Нуриева, О. Г. Зарипова, Л. Н. Капченко, Р. С. Сахибгареева способствовали развитию представлений о процессах массопереноса в пределах критических участков термо-бароградиентных полей (система «вода — порода»), с которыми связано увеличение диффузионной проницаемости пород, в том числе и практически непроницаемых глин, ангидритов, каменной соли. В эти зоны чаще всего попадают залежи нефти и газа, являющиеся источником повышенных градиентов температур, давлений и концентраций углеводородных и неуглеводородных компонентов в пределах локального геологического тела. В 1970-х гг. в результате геохимических нефтегазопроисловых работ выявлено около 320 аномальных зон, перспективных для постановки детальных геолого-поисловых работ и глубокого бурения, 46 из которых были проверены бурением. Геохимические поиски проводились в то время на Южном Мангышлаке, Сибирской платформе, в Средней Азии, где по результатам геохимических работ были даны рекомендации о вводе отдельных структур в глубокое бурение или об их бесперспективности.

Следует подчеркнуть работы по усовершенствованию технологии отбора геохимических проб из разных сред. Так, Г. А. Могилевским с коллегами получено авторское свидетельство на новый способ газогеохимической съемки по снежному покрову как наиболее технологичный вид площадного геохимического опробова-

ния [Способ газовой..., 1970]. Авторами предложено по профилям или квадратным сеткам исследуемой площади производить отбор проб снега из нескольких его слоев в стеклянные банки, которые на месте закрываются герметичными металлическими крышками и доставляются в полевую лабораторию. Там из них отбираются пробы свободного воздуха, образовавшегося после таяния снега, и производится десорбция талой воды термовакuumным способом, после чего пробы анализируют для определения концентрации метана и его гомологов. Предложенный способ дешевле обычной газовой съемки, более прост и позволяет использовать процесс естественной сорбции и накопления УВ в снежном покрове, что может быть достигнуто при проведении таких работ в конце зимнего периода. Теоретическим обоснованием этого способа являются установленная опытным путем проницаемость для мигрирующих УВ мерзлотного слоя и высокая сорбционная способность снежного покрова, что подтверждается результатами газовой съемки по снегу на Гатчинском и Щелковском газохранилищах в 1967–1969 г. На Щелковском обнаружены в контурной части метан и его гомологи до пентана включительно. За пределами хранилища пробы содержали лишь небольшое количество метана и следы тяжелых УВ. Такие исследования стали возможными с появлением высокочувствительного аналитического оборудования, в частности газовой хроматографии.

Разработаны теоретические основы геохимического поля нефтегазовой залежи и активного массопереноса углеводородных и сопутствующих флюидов из недр к дневной поверхности [Соколов, 1947, 1971; Геохимические методы..., 1954; Яницкий, 1979; Геохимические методы..., 1980; Геодекян, Карус, 1983; Барташевич, 1984; Карцев, 1992; Петухов, Старобинец, 1993] и методические рекомендации по всем видам поисково-геохимических исследований на нефть и газ [Временные инструктивные..., 1964; Детальные геохимические..., 1975; Барс, Коган, 1979; Зубайраев, 1982; Кузнецов, 1984; Старобинец, Калинин, 1985], включая и микробиологические [Инструктивные указания..., 1974; Могилевский, 1976; Зубайраев, 1981]. До 1970-х гг. считалось, что основную роль в миграции УВ из залежи к поверхности Земли и в формировании геохимических аномалий играют

диффузионные процессы. Однако первые же попытки применения геохимических методов для контроля герметичности подземных газовых хранилищ показали, что аномальные концентрации метана и его гомологов появляются в приповерхностных отложениях уже через 1–3 мес. после закачки газа в хранилище на глубину 800–1200 м. Аналогично после начала отбора газа из хранилища размеры аномальных полей постепенно сокращаются вплоть до полного исчезновения через 2–4 мес. Поскольку для достижения поверхности Земли с глубины 800 м за счет диффузии УВ потребовались бы многие миллионы лет, то работы над газохранилищами показали, что основную роль в формировании геохимических аномалий над залежами УВ играют не процессы диффузии, а фильтрации УВ по микротрещинам [Геохимические исследования..., 1987]. Следовательно, в природных условиях даже молодые залежи нефти и газа, сформировавшиеся в плиоцене и плейстоцене, могут сопровождаться газовыми аномалиями в приповерхностной зоне.

С конца 1970-х гг. начались поиски аномальных особенностей скоплений УВ и разработка методов интерпретации геохимических данных. Главным предприятием по геохимическим методам поисков нефти и газа в России был ВНИИ Геоинформсистем (бывший ВНИИЯГГ), где проводились исследования по теории и технологии поисков. Этими разработками занимались известные геохимики: Ф. М. Алексеев, П. Л. Антонов, Г. А. Могилевский, Л. М. Зорькин, О. В. Барташевич, Е. В. Стадник, И. С. Старобинец, Н. В. Лопатин, А. В. Петухов, В. И. Ручнов, Л. С. Кондратов и многие другие. В результате многолетних исследований разработана стадийность и рекомендован комплекс геохимических методов. Они прошли промышленное опробование во многих регионах СССР: Якутии, Западной и Восточной Сибири, Средней Азии, Западном Казахстане, европейской части, на шельфах Черного, Каспийского, Охотского, Баренцева морей. Этими работами к концу 1980-х гг. выявлено более 130 геологических объектов с аномальными характеристиками геохимических полей, из которых 31 рекомендован к поисковому бурению. На 13 объектах проведено бурение: в 7 открыты месторождения, в 5 получены притоки нефти и газа и в 1 был отрицательный

результат бурения. В трех случаях бурением проверены объекты с отрицательным прогнозом по геохимическим данным. Все они оказались непродуктивными [Геохимические методы..., 1980].

Теория массопереноса углеводородных флюидов была подтверждена в дальнейшем как математическими расчетами, так и многочисленными эмпирическими данными. Они продемонстрировали, что над всеми месторождениями нефти и газа формируются комплексные аномалии, отсутствие которых является основанием для отрицательного прогноза. Зарегистрировано открытие явления парагенезиса субвертикальных зонально-кольцеобразных геофизических, геохимических и биогеохимических полей в осадочном чехле земной коры [Явление парагенезиса..., 1981]. Многочисленными исследованиями показано, что субвертикальный диффузионно-фильтрационный массоперенос флюидов из недр к поверхности в основном осуществляется по многочисленным зонам разуплотнения пород, трещиноватости и тектонических нарушений, которые выявляются геофизическими, структурно-геоморфологическими и аэрокосмогеологическими методами [Геодеян, Карус, 1983; Карцев, 1992; Петухов, Старобинец, 1993; Оборин, Стадник, 1996]. О преобладании фильтрационного массопереноса свидетельствуют результаты исследований в различных регионах СССР [Соколов, 1947; Исаев, Королев, Костюченкова, 1986; Оборин, Шишкин, Бачурин, 1988; Петухов, Старобинец, 1993]. За счет фильтрации по зонам микротрещиноватости формировались поверхностные нефтегазопроявления над залежами нефти и газа. Газопроявления известны на месторождениях Западной Сибири, Предкавказья, Азербайджана, Предкарпатья и Волго-Уральской области.

В Западной Сибири начало опытно-промышленного опробования НГМПМ УВ можно отнести к 1985 г. Тогда две организации начали работы: ЗапСибНИГНИ (А. В. Рыльков, В. А. Гуцин) провел газо-керновую съемку в ряде нефтегазоносных районов ХМАО, а Институт геологии и геофизики СО РАН (В. С. Вышемирский) организовал газовую съемку по снежному покрову на Верхтарском (Новосибирская область) и Приобском месторождениях (ХМАО). Фактически к 90-м гг. XX в. были сформулированы физико-химические основы

прямых геохимических поисков залежей УВ, обосновано их место в геологоразведочном процессе, даны методические и технологические рекомендации по их проведению. Однако эта огромная работа не завершилась созданием целостной технологии, которую можно было бы включить в стандартный комплекс геологоразведочных работ. При наличии весьма основательной теоретической базы не были сформулированы алгоритмы геологической интерпретации геохимического сигнала и принципы его комплексирования с данными по строению осадочного чехла, полученными другими методами.

Тем не менее получены ответы на многие методические вопросы. Во-первых, признано, что диффузионная модель недостаточна для объяснения интенсивности и особенностей пространственного расположения геохимических аномалий относительно залежей, во-вторых, установлен вертикальный характер миграции УВ, ее скорость и масштабы. Кроме того, выяснилось, что наиболее информативны концентрации предельных УВ в инертных поверхностных сорбентах, а данные ртутных, радиометрических, бактериологических и других видов съемок менее надежны и носят в лучшем случае ориентировочный характер. Наряду с ответами к этому времени были сформулированы актуальные теоретические и методические проблемы поисковой геохимии, которые сводились в основном к одному: повышению чувствительности, селективности и скорости аналитических работ. Экспресс-методики обнаружения УВ, как правило, не дают должного результата из-за низкой чувствительности, а детальные лабораторные исследования не только увеличивают ресурсоемкость метода, но и ставят под сомнение кондиционность результата в связи с изменениями характеристик образцов со временем. Невозможность качественной обработки за один сезон большого количества проб обусловила редкую сеть опробования и, как следствие, ограничило область применения НГМПМ УВ поисково-оценочным этапом. Многие проблемы оставались в области теоретических основ метода. Целый ряд вопросов, связанных с влиянием перекрывающих пород на структуру геохимического сигнала, формами проявления залежей в поверхностном геохимическом поле, местом НГМПМ УВ в общем комплексе геологоразведочных работ и т. п., обусловлен от-

существом целостной миграционной модели, что тесно связано с недоработанностью теории нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции.

Несмотря на это, с начала 1980-х гг. идет непрерывная работа по внедрению новых газогеохимических методов поисков залежей УВ. Так, целесообразность повышения информативности газовой съемки была обоснована необходимостью учета более тяжелых компонентов (до C_{18}) [Klusman, Voorhees, 1983]. С этой целью они предложили применять специально сконструированные пробоотборные концентраторы пассивного типа, масс-спектрометрический метод анализа с использованием модельных суммарных масс-спектров и мультивариативной статистической обработки данных [Voorhees, Klusman, 1986]. Американской компанией *W.L. Gore & Associates Inc* запатентовано устройство «GORE-SORBBER модуль», позволяющее обнаруживать и количественно определять многие органические соединения в диапазоне от C_2 (этана) до C_{20} (фитана) [Bailey, Stutman, 1993]. Отличительной особенностью ПК (пассивных концентраторов) является устойчивость к влаге, загрязнениям и механическим воздействиям за счет специальной оболочки, проницаемой для газов, но задерживающей влагу. Такой концентратор размещается на месте отбора пробы и после некоторого времени экспозиции доставляется в лабораторию, где и анализируются вещества, уловленные сорбентом. Эта технология реализована на лабораторной стационарной аппаратуре, что увеличивает время, стоимость съемок, ограничивает объем получаемой информации и не позволяет оперативно корректировать план геохимических работ.

Выполнение анализов на месте отбора проб может значительно повышать их качество, оперативно менять план геохимической съемки и сокращать затраты на нее. Поэтому в Институте нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН под руководством В. М. Грузнова был разработан полевой комплекс газохроматографической аппаратуры для геохимической съемки на УВ C_2 - C_8 ; портативные газовые хроматографы ЭХО; ПК, закладываемые в грунт и снег на какое-то время с последующим анализом накопленных УВ; специальные контейнеры; десорбер для очистки ПК. Этим комплексом аппаратуры изуча-

лись ароматические УВ (бензол, толуол, ксилолы). При этом исследователи основывались на концепции отсутствия этих УВ в органическом веществе современных осадков и генезисе данных соединений в довольно жестких глубинных термобарических условиях «нефтяного окна», которые могут быть зафиксированы в приповерхностных условиях с помощью ПК (сорбентов), улавливающих «дыхание нефтегазовых залежей». Эти соединения являются прямыми индикаторами нефти: ароматические УВ обладают высокой миграционной способностью и практически не разрушаются при движении от залежей к дневной поверхности. Проведены опытно-методические работы с использованием ПК для газогеохимической съемки по грунтам на Атовском газоконденсатном месторождении Иркутской области, а также по снежному покрову на нефтяных месторождениях Новосибирской области [Создание эффективной..., 2008ф].

Достижения в разработке высокочувствительной аналитической аппаратуры способствовали появлению в 1980–1990-х гг. новых видов геохимических методов (исследования донных осадков морей, гидрогазовая съемка) как для прямых поисков залежей УВ в недрах, так и для моделирования генерационно-аккумуляционных углеводородных систем при изучении выходов газов и нефтей на поверхность. Появление нового поколения хроматографов, позволяющих анализировать УВ при очень низких концентрациях в осадках, дало возможность наряду с газами проводить исследования высокомолекулярных УВ. Разработан комплекс стандартных геохимических исследований придонных отложений, включающий метод суммарной сканируемой флуоресценции, дающий быструю полукачественную оценку суммарного содержания типичных для нефтей или газоконденсатов ароматических УВ в осадках с низким содержанием незрелого ОВ и выявляющий аномалии, связанные с наличием мигрировавших с глубин ароматических УВ.

Сложные экономические условия в России начала 1990-х гг. потребовали применения относительно недорогих методов поисков залежей нефти и газа. Этим объясняется возросший интерес многих производственных геологических организаций к прямым методам. Особое внимание уделялось совершенствованию аппаратурного

обеспечения геохимических исследований, разработке компьютерных программ обработки и интерпретации результатов. С их помощью создаются базы данных, включающие полную информацию как о геологическом строении нефтегазоносных объектов (площадей, разрезов, пластов), непродуктивных территорий, так и о геохимической специализации продуктивных, надпродуктивных и непродуктивных отложений.

Многолетний опыт использования геохимических методов поисков залежей УВ в различных ландшафтно-геохимических зонах на территории бывшего СССР доказал его геолого-поисковую эффективность при оценке нефтегазоносности локальных объектов, выявленных геофизическими методами. Это было подчеркнуто участниками Всероссийского совещания «Эффективность и целесообразность применения наземных геохимических методов при проведении региональных и поисковых работ на нефть и газ на территории Российской Федерации», организованного в 2005 г. по поручению Федерального агентства по недропользованию РФ Институтом нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН в г. Новосибирске. Так, в решении совещания отмечалось: «...Считать целесообразным применение наземных геохимических методов поисков месторождений УВ при проведении региональных работ на стадии оценки перспектив нефтегазоносности в хорошо изученных частях бассейнов, региональная нефтегазоносность которых установлена... Опираясь на мировой и отечественный опыт, совещание считает совершенно необходимым комплексирование региональных и площадных поисково-оценочных геофизических работ, в первую очередь сейсморазведки, наземных или дистанционных геохимических исследований, что существенно повысит их эффективность». Были высказаны замечания относительно существующей практики применения наземных геохимических методов поиска залежей УВ. В частности, отмечалось, что набор наземных и дистанционных методов и рекомендуемых для измерения параметров исключительно разнообразен, а достоверные данные об информативности ряда предполагаемых модификаций для нефтегазопроисковых целей отсутствуют. В «Положении об этапах и стадиях геологоразведоч-

ных работ» нет четкой регламентации геохимических методов как обязательного элемента геологоразведочного процесса, существенно повышающего эффективность региональных и поисковых работ; отсутствуют методические указания об оптимальном в каждом конкретном регионе наборе измеряемых параметров; во многих работах число измеряемых геохимических параметров неоправданно завышено без необходимого теоретического обоснования, что увеличивает стоимость работ, снижает их эффективность, подрывает доверие к рекомендациям; не прописан четкий регламент обоснования технологии проведения работ в конкретных геологических условиях (сезоны года, типы проб для исследования, способы отбора, хранения и транспортировки геохимических проб, замера параметров); аппаратурно-аналитическое обеспечение полевых геохимических исследований недостаточно модернизируется; отсутствует единая методика статистической обработки геохимических данных и выделения аномалий на уровне фона.

Несмотря на многолетний опыт проведения нефтепоисковых геохимических работ в различных регионах России и за рубежом, нет однозначного мнения об эффективности этих методов: одни исследователи считают их весьма эффективными и рекомендуют в качестве прямых методов выявления нефтеперспективных объектов, другие полагают, что они могут быть эффективными только при определенных геологических условиях. Тем не менее в начале XXI в. отмечается возрастание интереса к данным исследованиям, что связано со снижением эффективности геолого-геофизических методов в «старых» нефтегазодобывающих районах и необходимостью выявления нетрадиционных нефтеперспективных объектов.

В России прямые геохимические методы поисков залежей УВ в разные годы проводили многие научно-исследовательские и производственные организации: ВНИИОкеангеология, ВСЕГЕИ, Горный институт УрО РАН, Институт экологии и генетики микроорганизмов УрО РАН, ЗапСибНИГНИ, ИГиГ АН СССР (позднее ИНГГ СО РАН), СНИИГГиМС, Иркутский и Томский государственные университеты, Пермский государственный технический университет, Томский политехнический университет, Тюменский государ-

ственный нефтегазовый университет, ПГО «Востсибнефтегазгеология», «Енисейнефтегазгеология», НПУ «Казаньгеофизика», КЦ «Росгеофизика», ЗАО «Пангея», территориальный центр «Эвенкигеомониторинг», ЗАО «Гор Сорбер», ЗАО НИЦ Югранефтегаз, ООО «Экспертные системы», ЗАО НПП ГА «Луч», ЗАО «Актуальная геология» и другие организации. На севере Западной Сибири в связи с проблемами экологии геохимическую съемку в значительных объемах выполняли организации ОАО «Газпром». Наземные и дистанционные методы поисков месторождений УВ получили развитие в ряде стран Западной Европы (Англия, Германия, Голландия, Франция), Америки (Канада, США), в Китае. Ниже кратко изложены результаты применения разных геохимических методов поисков залежей УВ некоторыми из этих организаций.

Таким образом, развитие прямых геохимических методов поисков залежей УВ можно условно разделить на три этапа: 1-й — 1930–1950-е гг.; 2-й — 1960–1980; 3-й — 1990–2000-е гг. На первом этапе теоретические исследования осуществлялись в основном с целью научного обоснования геохимических методов поисков залежей УВ как разновидности геологоразведочных работ. Теории и практике этих методов как самостоятельной науке уделялось значительно меньше внимания. На втором этапе диффузионному массопереносу отводилась решающая роль в формировании полей аномальных концентраций газов над скоплениями нефти и газа, тогда как процессы фильтрации практически не исследовались. Отдавалось предпочтение теории миграции. Процессы генерации, аккумуляции, диссипации УВ, являющиеся составными элементами целостного механизма формирования газового поля в системе «атмосфера — гидросфера — литосфера», изучались недостаточно. Вследствие этого все более или менее контрастные аномалии УВ связывались с наличием залежей нефти или газа. Обилие «ложных аномалий», образованных за счет источников УВ (микробактериальная деструкция органического вещества), отличных по своей природе от скоплений нефти и газа, приводило к тому, что при проверке их поисковым бурением не было открыто залежей УВ. На третьем этапе огромную роль в развитии геохимических методов сыграли до-

стижения в области аналитической и компьютерной техники, появление экспрессных высокоинформативных методов. Это повысило информативность геохимических методов в комплексе геологоразведочных работ на нефть и газ.

2.2. Методы, основанные на прямых признаках нефтегазоносности недр

В результате непрерывного субвертикального массопереноса УВ от глубинных скоплений нефти и газа, на всех уровнях геологического разреза формируются их аномальные концентрационные поля, в том числе вблизи поверхности — грунтах, водах и снежном покрове. Рассматриваемые ниже методы непосредственно фиксируют «углеводородное дыхание» залежей. Геохимическая съемка осуществляется путем отбора проб с последующим извлечением из них газа с помощью термовакуумной, механической и химической дегазации и хроматографическим определением его состава. В данном разделе основное внимание уделено газогеохимической съемке по снегу, поскольку он представляет собой более однородную в геохимическом отношении среду, чем воздух, поверхностные воды, растительность, грунты, породы. Все компоненты в снеге аллохтонные, современные, как и сам снежный покров. Он обладает хорошими экранирующими и сорбционными свойствами и концентрирует в себе компоненты, поступающие с парагазовыми потоками. При интерпретации результатов съемки количественно рассчитывают контрастность УВ-газов на аномальных участках относительно фоновых значений.

2.2.1. Газогеохимическая съемка по грунтам и водам

В 1985–1986 гг. коллективом Института геологии и геофизики СО АН СССР под руководством В. С. Вышемирского проводилась газогеохимическая съемка по донным осадкам и придонным водам в се-

веро-западной части Черного моря на глубинах 10–1800 м преимущественно в пределах шельфа [Прямые геохимические..., 1991]. Ставя задачу разработки прямых геохимических методов поиска залежей УВ, исследователи сосредоточили внимание на локальных объектах, в основном на брахиантиклинальных складках, выявленных сейсморазведочными работами, и на смежных с ними участках. Тем самым пытались разделить структурные ловушки на предположительно нефтеносные, газоносные и непродуктивные. Разработаны методы отбора и дегазации проб донных осадков и придонных вод, хроматографического определения УВ-газов, построения карт и оценки газовых аномалий. Из-



Рис. 12. Подъем грунтовой трубки на Черном море

готовлены грунтовая трубка (рис. 12–14) со специальным приспособлением для удержания в ней осадков и поршневой батометр для отбора придонных вод (рис. 15, 16). Трубка и батометр крепятся канатом к лебедке, с помощью которой происходит их спуск и подъем.

Трубка состоит из свинченных между собой стальных труб, на нижней из них имеется наконечник, внутри которого находятся стальные пластины, наклоненные к центру трубы. Это позволяет удерживать в трубе отобранные донные осадки при ее подъеме.



Рис. 13. Укладка грунтовой трубки на палубе после подъема



Рис. 14. Отбор донных осадков из грунтовой трубки



Рис. 15. Подготовка батометра к спуску



Рис. 16. Спуск батометра для отбора придонных вод

Для увеличения веса грунтовой трубки в ее верхней части прикреплен дополнительный груз с целью вхождения ее в грунт на значительную глубину. Вверху трубки поставлена крышка, которая открыта при спуске трубки и закрывается при ее подъеме. При свободном падении трубки внутри нее циркулирует вода, а при подъеме закрытая крышка предохраняет донные осадки от их вымывания водой. Батометр изготовлен из нержавеющей стали с камерой для отбора придонных вод. Для придания ему дополнительного веса и устойчивости при спуске внизу него на канате прикреплен груз. Кроме того, он предназначен для выполнения и других функций. При спуске камера остается открытой, поскольку груз не позволяет ей закрыться. При касании груза грунта крышка захлопывается, в камере остаются придонные воды. Длиной каната от батометра до груза регулируется расстояние отбора придонных вод от дна моря. Касание грунта грузом легко устанавливается на малых глубинах моря (первые десятки метров на шельфе) по ослабеванию натяжения каната, но на больших глубинах (1–2 км) это не всегда удается. В таких случаях приходится повторно опускать батометр. С помощью этого оборудования отработано 300 станций, отобрано 330 проб донных осадков и 320 придонных вод.

В пробах сразу же определялись содержания индивидуальных предельных и непредельных УВ-газов. Аномалии выделялись по четырем показателям [Прямые геохимические..., 1991].

1. *Отношение содержания метана к суммарному содержанию его гомологов (этан, пропан, бутаны).* Этот показатель позволяет наиболее уверенно отличать газы зоны катагенеза от биохимических и даже различать газы, мигрировавшие из залежей.

2. *Суммарное содержание гомологов метана.* Обычно это менее четкий показатель, чем первый. Однако при интенсивном образовании метана в осадке или притоке его снизу из залежей сухого газа первый показатель может оказаться довольно высоким, несмотря на наличие в недрах промышленных скоплений УВ. В таких случаях второй может содержать более ценную информацию, чем первый.

3. *Суммарное содержание олефинов.* Поскольку они, скорее всего, образуются из гомологов метана, их содержание в пробе, вероятно,

пропорционально утраченной части гомологов метана. Поэтому олефины рассматривались в качестве свидетельства интенсивности миграции газов из глубинных отложений. В материалах авторов имеются примеры высоких содержаний олефинов при низких концентрациях гомологов метана. В таких случаях наличие в недрах залежей нефти или жирного газа представляется весьма вероятным.

4. *Суммарное содержание всех УВ-газов.* Здесь обычно резко преобладает метан, чаще всего биохимического происхождения. Этот показатель имеет двойной смысл. Во-первых, прогнозируемые месторождения могут содержать сухой газ. Во-вторых, из любой залежи УВ наиболее интенсивно мигрирует метан. Если она образовалась недавно (в геологических масштабах возраста), то гомологи метана могли еще не достичь приповерхностных отложений.

С целью максимально надежного выделения газовых аномалий, связанных с залежами УВ, авторы использовали две независимые процедуры: геолого-геохимический анализ всей совокупности газовых показателей и обработку 1-го и 2-го показателей логико-математическими методами. Средние данные по каждой аномалии сопоставлялись со средними по соответствующим областям сравнения. Двухлетние работы на одних и тех же площадях показали стабильность и высокую контрастность газовых аномалий в донных осадках, но не все они сопровождаются аномалиями в придонных водах. Поэтому контрастность аномалий колеблется в широких пределах: 1,7–42,3. В результате этих работ выделено 11 аномалий, выраженных по донным осадкам и придонным водам. Пять из них перспективны на нефть и газ, остальные — в основном на газ. На одной из выделенных аномалий была пробурена скважина, при испытании которой получен промышленный приток газа. Другая, заложенная на своде брахиантиклинальной складки, но вне газовой аномалии, оказалась непродуктивной.

С начала 2000-х гг. газогеохимическая съемка по грунтам проводится в Западно-Сибирском филиале ИНГГ СО РАН (г. Тюмень), коллектив которого (А. Р. Курчиков, А. Ю. Белоносов, Р. И. Тимшанов) изучает поля распределения бензола и толуола в приповерхностных отложениях Западной Сибири. Первые работы были выполнены

на Северо-Ореховском и Махнинско-Коимльхском лицензионных участках, носили научно-методический характер и опирались на опыт работ по грунтам и снежному покрову В. С. Вышемирского с коллегами. Затем они были продолжены в Тюменской (Михайловская площадь, Пихтовый, Южно-Пихтовый, Усть-Тегусский лицензионные участки), Омской, Курганской и Томской областях (Средне-Васюганское месторождение, Муромский ЛУ). В комплекс углеводородно-геофизических исследований входила геохимическая съемка на арены по разным типам приповерхностных отложений: подпочвенные глины с глубин 2–15 м; вышележащий торф в болотистой местности; донные осадки водоемов; снежный покров. С целью совершенствования метода на протяжении всех полевых сезонов проводился непрерывный мониторинг воздействия природных и техногенных факторов на содержание арен в различных средах. При проведении этих углеводородных съемок был проведен отбор и последующий анализ образцов приповерхностных отложений на более чем 4000 пикетах. Наибольшие концентрации арен приурочены к границам залежи и зонам дизъюнктивных нарушений. Особенностью взаимного распределения концентраций бензола и толуола является связь между распределением показателя отношения бензола к толуолу (Б/Т) и нефтеносностью структуры. Ловушки УВ на поверхности отражаются в высоких значениях показателя Б/Т. Низкие значения в совокупности с высокими концентрациями бензола и толуола свидетельствуют о наличии активных каналов миграции УВ по зонам разломов и трещиноватости. Нередко такие зоны отмечаются в пределах залежи (в куполе) либо пересекают структуру линейно, указывая на наличие разлома. В Уватском районе Тюменской области по результатам геохимической съемки построены прогнозные карты распределения бензола, толуола, Б/Т, совмещенные со структурными картами по целевым горизонтам, на основе которых с привлечением данных испытания пластов осуществлялся выбор точек заложения поисково-разведочных скважин. Результаты съемки также учитывались при проектировании размещения эксплуатационных скважин на месторождениях Урненского и Усть-Тегусского лицензионных участков [Курчиков, Белоносов, Тимшанов, 2004, 2010; Белоносов, Тимшанов, 2006].

Коллективом СНИИГГиМС продолжительное время проводится литогеохимическая съемка в разных районах Восточной Сибири [Дыхан, Ларичев, Коробов, 2006], в том числе в Катангской седловине (юго-запад Сибирской платформы). Она слабо изучена и является перспективным объектом для постановки геологоразведочных работ. В результате интерпретации данных многопрофильной газогеохимической съемки комплексом методов разработаны критерии пространственных и генетических связей газогеохимических полей с залежами на территории с доказанной нефтегазоносностью (Собинское месторождение) [Коробов, Малюшко, Дыхан, 2002]. Продуктивными отложениями являются песчаные пласты ванаварской свиты венда. Пробы отбирались вдоль геофизических профилей из мелких шурфов для вскрытия подпочвенных пород (преимущественно глины, обладающие хорошей сорбционной способностью), расположенных ниже зоны поверхностного газообмена (0,5–1,5 м). В точках отбора измерялись показатели pH и Eh среды. Пробы подпочвенных осадков высушивались до постоянного веса и измельчались до фракции размерностью 0,2–1,0 мм. Затем устанавливался минеральный, микроэлементный состав химическими, спектральными и атомно-адсорбционными методами. Состав газов определялся на установке, состоящей из двух хроматографов и устройства подготовки образцов. Установка включает также аппарат для полуавтоматического поддержания рабочих условий, автоматической регистрации и обработки данных. Она позволяет анализировать метан, его гомологи, воду, азот, кислород, водород, CO, CO₂. В результате хроматографических исследований продуктов термической дегазации в пробах обнаружены метан, этан, диоксид углерода, азот, пары воды, водород. Наиболее информативными параметрами являются УВ-газы, в первую очередь этан, генетически связанный с залежами.

В подпочвенных отложениях над Собинским месторождением установлено низкоконтрастное газовое поле, а по его периферии обнаруживаются контрастные аномалии УВ и сопутствующих им газов. Присутствие эпигенетических УВ-газов в породах выявлено по преобладанию гомологов метана над метаном. В [Дыхан, Ларичев, Коробов, 2006] рассмотрено отношение C_2H_6/CH_4 . В зонах генера-

ции биохимического метана в осадках поступление более тяжелых УВ-газов фиксируется по повышенному значению данного отношения [Коробов, Малюшко, Дыхан, 2002]. Выяснилось, что в пределах контура Собинского месторождения это отношение несколько выше (в среднем 0,9), максимальные достигают 2,2–2,9. Высокие значения коэффициента (> 1) приурочены к зоне водонефтяного контакта (ВНК) и тектоническим нарушениям. Авторы объясняют это тем, что в зонах, где преобладает фильтрация, на поверхность этан поступает в повышенных количествах. В законтурной части среднее значение составляет 0,4, но не более 0,7. В качестве поискового критерия используются также относительные концентрации УВ и неуглеводородных газов. Коэффициент $\text{CO}_2 + \text{N}_2 / \text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_6$ позволяет определить степень обогащенности газовой смеси неуглеводородными компонентами. Теоретически допускается, что чем длиннее путь УВ от залежи, тем больше они разбавляются неуглеводородными газами. С глубиной значения коэффициента закономерно уменьшаются. По данным авторов, на продуктивных площадях снижаются средние значения этого показателя по сравнению с непродуктивными. Комплекс геохимических исследований с использованием этих показателей выполнен на Аявинско-Хребтовой площади (юго-восток Катангской седловины). По геологическим данным, в пределах этого участка прогнозируются залежи двух типов: тектонически экранированные, обусловленные пересечением разломов на моноклинали; литологически экранированные, связанные с выклиниванием продуктивных горизонтов.

В результате интерпретации данных газогеохимической съемки на западе территории выделена линейно вытянутая высококонтрастная аномалия по сумме УВ и неуглеводородных газов. По средним концентрациям в изученных пробах подпочвенных отложений больше всего содержится двуокиси углерода (91,7%), в незначительных количествах присутствуют водород (0,24%), заметно ниже азот (0,05%). Из УВ-газов преобладает метан (0,4%), в подчиненном количестве находится этан (0,15%). На картах распределения концентраций метана, этана, углекислого газа и их коэффициентов контрастности выделяются линейно вытянутые с севера на юг аномалии

каждого из газов. Следовательно, в условиях эрозионного среза моноклинально залегающих пластов фиксируется открытый линейный спектр высококонтрастного поля изучаемых газов. На юге аномалии разворачиваются и имеют юго-восточное простирание. Изгиб аномалий совпадает с осью моноклинали по структурной поверхности ванаварской свиты. Небольшие аномалии метана и этана отмечаются на востоке и юге территории, приуроченные к зонам разломов либо связанные с возможным влиянием водонефтяного контакта. Изменение величины коэффициента контрастности вдоль профилей фиксирует довольно резкие изменения по этану, метану, углекислому газу, окиси углерода. Пониженные значения отмечаются в центральной части изученной территории вверх по восстанию пластов. Таким образом, по максимальным коэффициентам контрастности оконтуривается предполагаемое месторождение [Дыхан, Ларичев, Коробов, 2006]. Представленные авторами результаты иллюстрируют возможность выявления газогеохимических аномалий по сорбированным газам, выделенным из проб подпочвенных отложений, и прогнозирования залежей УВ по геолого-геохимическим критериям.

2.2.1.1. Газогеохимическая съемка по грунтам с использованием пассивных концентраторов

Несмотря на многочисленные достоинства газовой съемки по снегу (подробно рассмотрено ниже), она может быть проведена только в тех районах, в которых продолжительное время сохраняется мощный снежный покров. Альтернативой для «летних» объектов (почвы и т. п.) может служить использование адсорбционных (пассивных) концентраторов (сорбентов). Основываясь на концепции отсутствия ароматических УВ в органическом веществе современных осадков и генезисе этой группы соединений в сравнительно жестких термобарических условиях «нефтяного окна», определяют концентрации бензола, толуола, ксилолов (БТК) в приповерхностных условиях с помощью *пассивных концентраторов*, улавливающих «дыхание нефтегазовых залежей». Концентратор размещается на месте отбора

пробы и после требуемого времени экспозиции доставляется в лабораторию, где и анализируются вещества, уловленные его сорбентом.

Для анализа сорбируемых соединений применяются различные виды хроматографов и хромато-масс-спектрометров (ХМС). Известно, что хроматографическая техника широко используется при газовой съемке по легким УВ (C_1 - C_5). Попытки усовершенствования технологии поверхностной геохимической съемки путем применения более информативных ХМС методов начались в 1980-х гг. Так, обоснована целесообразность повышения информативности газовой съемки за счет учета более тяжелых компонентов (до C_{18}) [Klusman, Voorhees, 1983]. С этой целью предложено применять специально сконструированные концентраторы пассивного типа, масс-спектрометрический метод анализа с использованием модельных суммарных масс-спектров и мультивариативной статистической обработки данных [Voorhees, Klusman, 1986]. Компанией *W.L. Gore & Associates Inc* (США) запатентовано устройство «GORE-SORBBER модуль» для пассивного отбора газов в почве [Bailey, Stutman, 1993]. Отличительной особенностью его является устойчивость к влаге, загрязнениям и механическим воздействиям за счет специальной оболочки, проницаемой для газов, но задерживающей влагу. Метод фирмы GORE — это передовая технология поверхностной геохимической съемки, дающая возможность прямого обнаружения и количественного определения многих органических соединений в диапазоне от C_2 (этана) до C_{20} (фитана). При этом анализ отобранных проб выполняется с помощью стационарной лабораторной хромато-масс-спектрометрической аппаратуры, после чего генерируется картографическое изображение с применением сложных методов многомерной статистики: для определения термогенных соединений, непосредственно выделяемых резервуаром; разделения нефтяных фаз, включающих газ, конденсат и нефть; оконтуривания нефтяного коллектора. Выявление геохимических аномалий основано не столько на измерении интенсивностей индивидуальных соединений или их производных, сколько на разграничении сложных поверхностных геохимических опознавательных признаков над залежью и за ее пределами.

Целью дешифровки геохимических данных по методу GORE является выявление районов углеводородной эманации, указывающих на возможные глубинные залежи нефти или газа. Это осуществляется с помощью процедуры геохимического моделирования, разработанной конкретно для поисково-разведочных исследований по методу GORE. Оно обычно включает определение и дифференциацию качественных характеристик поверхностной эманации (на основе методов распознавания геохимических образов) как пластовых УВ, так и опознавательных признаков фоновых грунтового газа (без коллектора) при помощи модуля для сбора грунтовых газов фирмы GORE в нескольких «известных» местах или модельных участках («управляемый» подход). Продуктивные скважины из районов близкого геологического строения, неистощенные и сохранившие исходные давления, являются идеальными объектами для использования в данной процедуре (для моделирования качественной характеристики нефтеносного коллектора). Участки с сухими скважинами, в которых не обнаружены УВ, необходимы для моделирования геохимического фона. Возможность геохимического моделирования базируется на предположении, что опознавательные признаки грунтового газа вблизи продуктивной скважины точно и единообразно отражают поверхностное химическое проявление глубинной углеводородной залежи.

Если в районе работ такие модельные участки не доступны, то с целью определения подходящих проб для моделирования влияния природных УВ и/или геохимического фона применяют кластеризацию геохимических данных. В этом случае используется методика, известная под названием «иерархический кластерный анализ» («неуправляемый» подход). В целом моделирование, основанное на «известном» наличии или отсутствии глубинных УВ, дает лучшие результаты, чем полностью «неконтролируемый» подход даже в случае неоптимальных модельных скважин. При оценке результатов конкретной модели учитывают, какие углеводородные соединения коррелируют с опознавательными признаками коллектора и геохимического фона, насколько хорошо геохимическая модель предсказывает фактические пробы, использованные в создании модели.

Один из примеров применения этой технологии приведен в [Bishlawy, 2001]. На территории 46 км² установлено 100 пробоотборных модулей по некоторым профилям на расстоянии ~250, 500 и 900 м друг от друга. Кроме того, несколько десятков модулей обнаружено на продуктивных и непродуктивных площадях для построения геохимической модели — определения отличий УВ, характерных для залежи, от фонового набора. После сбора модули отправлялись в лабораторию и анализировались на ХМС. В пробах идентифицировано > 70 соединений в диапазоне C₂-C₁₈. Показано, что геохимические вариации в составе почвенных газов, которые позволяют отличить присутствие глубинных залежей от поверхностных источников УВ, являются довольно слабыми и их трудно идентифицировать. Поэтому для обработки данных и геохимического моделирования использовались мультивариативные статистические методы. Результат моделирования — характерные наборы УВ, соответствующие фону и залежи. Все данные, полученные при анализе модулей, сравнивались с моделью, и для каждой точки отбора вычислялась вероятностная величина. После этого данные картировались и точки с вероятностной более пороговой величиной считались указывающими на залежь УВ. По рекомендациям съемки пробурена скважина, в которой получен приток нефти.

Другой подход реализован компанией *Pangaea Geochemical Technologies*, специалисты которой разработали технологию геохимической съемки по C₁-C₁₈ компонентам с использованием активного пробоотбора почвенных газов и последующего хромато-масс-спектрометрического анализа. Ими запатентована специальная система пробоотбора [Davidson, Morris, 1999]. С помощью ручного или автоматизированного механизма пробоотборник устанавливается в почву на глубину до 2,5 м, после чего насосом отбирается 1 л газа, который пропускается через концентратор с сорбентом. Далее состав пробы анализируется на лабораторном ХМС, и определяется покомпонентный состав УВ и их концентрации. Для интерпретации результатов используют модельные данные, полученные на тестовых участках.

Фирмой GORE эта методика опробована в Карабашском районе Тюменской области [Хэррингтон, Фэнстермейкер, 2006ф]. Перво-

очередной задачей поверхностного геохимического исследования являлось выявление районов возможного нахождения залежей УВ. Для этого в почву на глубину до 0,7 м от поверхности было установлено 419 трубок с адсорбентом на расстоянии 500–600 м друг от друга вдоль выбранных профилей. На протяжении 17–20 суток происходила адсорбция УВ из газов порового пространства пород. Затем трубки извлекали, герметизировали во флакончики и отправляли на исследования в США, где из адсорбента выделяли УВ и их производные, на ХМС исследовали состав от метана до C_{20} включительно. Рекомендуемое фирмой GORE время экспозиции модуля в грунте — 17 дней. Этот период определен в ходе тысяч опробований и зарекомендовал себя как оптимальный для большинства областей и климатических условий. Однако время экспозиции может меняться в зависимости от климатических условий (атмосферные осадки, сильный холод и т. п.). Поэтому иногда модули оставляли на месте ~50 дней, а затем извлекали.

Любой модуль GORE содержит как минимум две пробы и состоит из нескольких отдельных блоков пассивного отбора проб с сорбентом. Каждый сорбер имеет равное количество специально разработанных сорбирующих материалов, конкретно выбранных из-за их родства широкому диапазону летучих и труднолетучих органических соединений, при этом с уменьшением поглощения водного пара (основной компонент грунтового газа в большинстве районов). Сорберы вкладываются в кожух у нижнего конца паропроницаемого извлекающего шнура. Шнур и сорберы сделаны из мембраны (инертный, гидрофобный, микропористый политетрафторэтен). Микропористая структура мембраны позволяет парам свободно проходить сквозь нее в сорбер, но защищает гранулированные адсорбенты от контакта с частицами грунта и водой, гарантируя единый механизм сбора органических соединений. Это облегчает применение данного метода в плохо дренируемом грунте с очень низкой проницаемостью и на заболоченных участках. Поскольку поступающие в поровое пространство пород УВ окисляются микроорганизмами, то при этом образуются промежуточные продукты окисления, в том числе и ненасыщенные УВ. За время пребывания

трубок с адсорбентом в грунте, а также в процессе их транспортировки и хранения на поверхности адсорбента происходят реакции полимеризации ненасыщенных УВ и других промежуточных продуктов окисления УВ микроорганизмами с образованием соединений с более высоким молекулярным весом. Эти продукты вместе с подвергшимися окислению и превращениям УВ определяются в лабораторных условиях.

В природных условиях различные углеводородные соединения присутствуют в газовой среде грунта даже в районах, не имеющих залежей нефти и газа. Представляющий интерес сигнал обычно очень слаб и зачастую замаскирован большим количеством приповерхностных помех, которые могут иметь физическое, химическое или микробиологическое происхождение. В одних случаях они носят краткосрочный характер, как, например, при барометрических колебаниях, в других — более долговременные при сезонных изменениях температуры и/или влажности грунта. Методы прямого обнаружения УВ обладают существенным преимуществом перед косвенными, которые требуют специфических химических, физических или же микробиологических проявлений микропросачивания УВ. Кроме того, данные, полученные путем анализа проб газа из грунта, обрабатываются с помощью статистических методов со случайными переменными, таких как анализ главных компонент, иерархический кластерный и дискриминантный анализы.

Интерпретация химических данных всех классов проб показала, что получен достоверный полевой сигнал, не связанный с изготовлением пробоотборников, перевозкой их в полевых условиях или же с условиями проведения анализа. Поэтому геохимические данные признаны пригодными для оценки перспектив нефтегазоносности изученной территории Карабашского района. В ходе работ был применен так называемый контролируемый подход к моделированию, так как на участке расположены нефтяная (В-555) и непродуктивная (В-507) скважины. Все пробы из скважины В-555 использовались для определения общей качественной характеристики эманации нефтяного коллектора у поверхности, а из непродуктивной — для фона. Результаты исследований позволили выявить несколько геохимиче-

ских объектов на территории, самый крупный из них расположен в центре работ. Несколько небольших геохимических аномалий рассеяны по территории и могут представлять только геологический интерес. Выделены также участки возможной вертикальной миграции УВ вдоль разлома.

В качестве замечаний по методике проведения работ фирмой GORE необходимо отметить следующее.

1. Расстояние между точками отбора проб составляло 500–600 м. Практика показывает, что для надежного оконтуривания залежей это расстояние не должно превышать 200–250 м: чем меньше шаг отбора, тем контрастнее аномалии (рис. 17).

2. Анализы выполнялись в лаборатории США, поэтому информация к заказчику поступала спустя несколько месяцев после окончания полевых работ. Для оперативного использования полученной информации необходимо выполнять анализы сразу после снятия модулей. Это позволит сконцентрировать точки отбора проб на перспективных участках.

3. Длительный период (17–50 дней) экспозиции модулей также замедляет оперативное использование информации для решения нефтепоисковых задач.

Изложенная выше зарубежная методика реализована на лабораторной стационарной аппаратуре, что увеличивает время, стоимость съемок, ограничивает объем получаемой информации и не позволяет оперативно корректировать план геохимических работ. Поэтому в Институте нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН под руководством В. М. Грузнова создан полевой комплекс хроматографической аппаратуры для геохимической съемки на УВ C_2-C_8 : портативные газовые хроматографы ЭХО; ПК, закладываемые в грунт или снег на определенное время, с последующим анализом накопленных УВ; специальные контейнеры; десорбер для очистки ПК. Хроматографы ЭХО отвечают требованиям жестких условий эксплуатации приборов (совместимость функциональных блоков прибора, надежность работы, возможность ремонта в полевых условиях и смены параметров для разных УВ). В Институте катализа СО РАН изготовлены поликапиллярные колонки для газожидкостной и газоадсорбци-

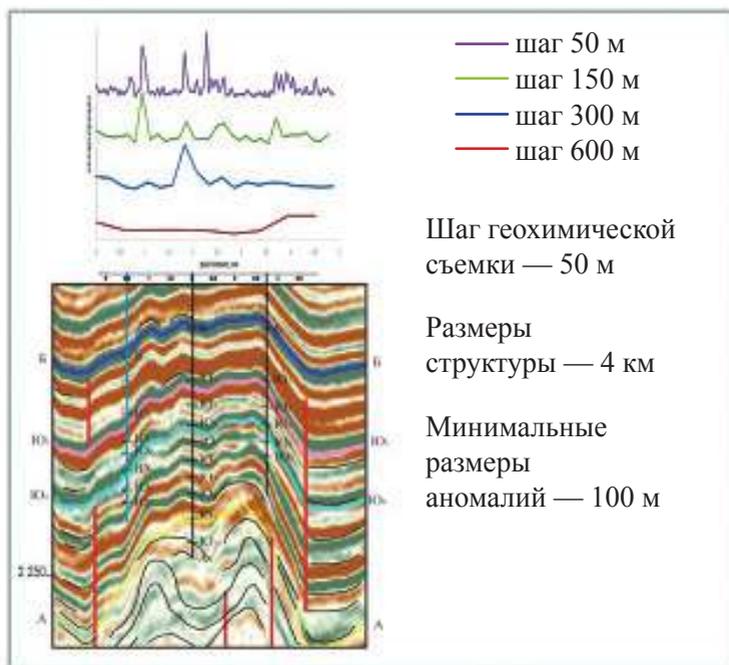


Рис. 17. Влияние плотности опробования на геохимическое поле [Курчиков, Белоносов, Тимшанов, 2004]

онной хроматографии, которые могут разделять соединения самой различной химической природы.

Этим комплексом аппаратуры изучались ароматические УВ (бензол, толуол, ксилолы). Такие соединения являются прямыми индикаторами нефти: ароматические УВ обладают высокой миграционной способностью в грунте и практически не разрушаются при движении от залежей к дневной поверхности. К тому же созданные специальные портативные экспрессные газоанализаторы позволяют регистрировать в полевых условиях даже следовые количества разных органических веществ [Экспрессный анализ..., 1999; Создание эффективной..., 2008ф; Грузнов, Балдин, Науменко, 2019]. Методика съемки включает предварительную очистку концентраторов, их

установку в грунт на глубину 50–60 см на некоторое время, обычно сутки (рис. 18, 19).

Законсервированные концентраторы в контейнерах доставляются к хроматографу, газовые смеси из ПК десорбируются и анализируются (рис. 20). Последующий анализ проб проводится на месте отбора на портативном хроматографе ЭХО-В-ФИД с формированием библиотеки хроматограмм поверхностной съемки. Время анализа одной пробы на хроматографе не более 2 мин, порог определения бензола на уровне ppb. Обработка хроматограмм и установление уровня ароматических УВ могут производиться как в поле, так и в стационарных лабораториях, где осуществляется последующее картирование результатов съемки.

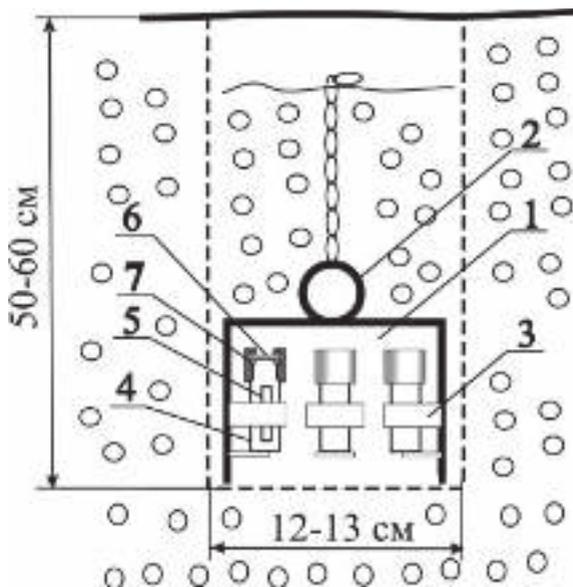


Рис. 18. Установка ПК в шурф: 1 — проботборная банка; 2 — кольцо для подъема банки; 3 — держатель контейнера с концентраторами; 4 — контейнер; 5 — концентратор; 6 — тефлоновый пористый фильтр; 7 — уплотнительное кольцо [Создание эффективной..., 2008ф]



Рис. 19. Оборудование для установки ПК: 1 — концентратор; 2 — контейнер для переноски и хранения концентраторов; 3 — крышка контейнера; 4 — тефлоновый пористый фильтр; 5 — кольца для уплотнения фильтра; 6 — пробоотборная банка; 7 — капроновый шнур; 8 — шнек ручного бура [Создание эффективной..., 2008ф]



Рис. 20. ПК с чехлом для транспортирования [Создание эффективной..., 2008ф]

Анализ проб в полевых условиях позволяет оперативно корректировать план работ и при необходимости повторять отбор. ПК представляют собой стеклянные трубки с сорбционным слоем на внутренней поверхности. Концентратор устанавливается в грунт и после требуемого времени экспозиции доставляется к полевому газовому хроматографу для анализа веществ, уловленных сорбентом. Концентраторы хранятся в чистых контейнерах емкостью 15 мл и закрыты герметичными крышками со сплошными вкладышами из силиконовой резины, покрытой фторопластом. Для очистки ПК перед его установкой в контейнер используется специальный портативный десорбер. При пробоотборе силиконовый вкладыш заменяют на тефлоновый пористый фильтр с уплотнительным кольцом. Крышки с тефлоновым пористым фильтром и кольцами готовят заранее. Перед установкой концентратора для пробоотбора снимается крышка с вкладышами из силиконовой резины и накручивается другая крышка с тефлоновым пористым фильтром, который предохраняет концентратор от попадания в контейнер воды и грязи. Затем контейнеры с концентраторами помещаются в шурф на время от 6 до 24 ч. На профиле контейнеры с ПК закладываются в запланированных местах с заданными координатами. Выход на точки осуществляется с использованием GPS-навигатора. Погрешность определения места положения точек на местности не превышает обычно ~4 м. После извлечения контейнеров тефлоновые пористые фильтры меняются на вкладыши из силиконовой резины и герметично закрываются (рис. 21). При извлечении банки с контейнерами измеряется температура грунта в шурфе. Опытные-методические работы с применением ПК для газогеохимической съемки по грунтам проведены коллективом ИНГГ СО РАН на Атовском газоконденсатном месторождении Иркутской области. Интерпретация полученных данных свидетельствует, что повышенные концентрации УВ-газов зафиксированы по контурам залежи [Грузнов, Балдин, Науменко, 2019].



Рис. 21. Установка ПК в грунт: А — запись номеров концентраторов; Б — определение координат по GPS-навигатору; В — бурение шурфа; Г — замена герметичных вкладышей на фильтры; Д — установка контейнеров в банку; Е — установка банки в шурф [Создание эффективной..., 2008ф]

2.2.2. Газогеохимическая съемка по снежному покрову

Газовая съемка по снегу — относительно новый геохимический метод оценки перспектив нефтегазоносности осадочных толщ. Впервые она была предложена Г. А. Могилевским с коллегами из ВНИИ-ЯГГ, которыми получено авторское свидетельство, как наиболее технологичный вид площадного геохимического опробования [Способ газовой..., 1970]. Основанием послужили результаты работ на Гатчинском и Щелковском газохранилищах в 1967–1969 гг. Так, на Щелковском обнаружены в контурной части метан и его гомологи до пентана включительно, а за его пределами — лишь небольшое количество метана и следы тяжелых УВ. Позднее эта методика была опробована на Шебелинском газоконденсатном месторождении и ряде объектов Западной Сибири [Нефтегазопроисковая газобиохимическая..., 1978]. Установлено, что за короткое время существования снежного покрова в нем накапливаются значительные концентрации УВ-газов. Но широкого применения данный метод тогда не получил. Правда, недостатком этих работ по Западной Сибири являлось то, что пробы снега доставлялись в г. Москву и исследовались через месяц и более после отбора проб. Позднее сотрудниками ИНГГ СО РАН (В. С. Вышемирский и др.) было установлено, что пробы, пролежавшие после отбора 2–3 дня, мало пригодны для поисковых целей из-за их неравномерного (в отношении разных газов) разубоживания. Поэтому необходимо анализировать пробы в полевых условиях не более чем через 1–2 суток после их отбора.

В первых исследованиях по газовой съемке предполагалось, что газовые аномалии над залежами УВ формируются исключительно за счет диффузии и лишь в редких случаях путем миграции по дизъюнктивным нарушениям. На основании этого считалось, что над недавно сформированными залежами газовых аномалий не может быть, поскольку для достижения диффузионным потоком приповерхностной зоны требуется длительное время. Теоретически и экспериментально проблема миграции газов в осадочной толще еще недостаточно изучена, и едва ли уместно обсуждать ее в данной работе. Однако практика газовой съемки дает возможность судить о скорости образования га-

зовых аномалий. Особенно информативны в этом отношении исследования подземных газохранилищ [Геохимические исследования..., 1987]. Для формирования газовых аномалий над ними достаточно всего лишь несколько лет. Следовательно, даже самые молодые залежи нефти и газа, сформировавшиеся в плиоцене и плейстоцене, могут сопровождаться газовыми аномалиями в приповерхностной зоне.

Газовая съемка по снегу является прямым методом прогноза нефтегазоносности территорий, адаптированным к условиям Сибири. Она обладает рядом важных преимуществ перед другими геохимическими методами. Снежный покров представляет собой более однородную в геохимическом отношении среду, чем воздух, поверхностные воды, почвы, осадки и породы. Однородность снега (по сравнению с грунтами) и его чистота обеспечивают высокую разрешающую способность метода. Все УВ-газы в снеге аллохтонные, они современные, как и сам снежный покров. К тому же снег экранирует газовый поток, способствуя накоплению в нем УВ. В зимнее время биохимические процессы заторможены и не так сильно, как летом, маскируют газовый поток, поднимающийся от залежей УВ. Количество болотного метана зимой резко снижается, и содержание его в снеге обладает именно геологической информативностью. Для проведения работ доступны практически любые участки, что особенно ценно в условиях заболоченной равнины Западной Сибири. Применение газовой съемки позволяет фиксировать границы геохимических аномалий с достаточно высокой точностью. На территории Западной Сибири уже много лет разными организациями проводятся работы по исследованию проявлений УВ-газов на поверхности. На данный момент накоплен значительный опыт постановки площадных геохимических работ различного масштаба по разным ландшафтно-климатическим зонам. Решались задачи первичной оценки территории, диагностики локальных ловушек, уточнения контуров продуктивности. Из всех геологоразведочных методов, дающих практический результат, газогеохимическая съемка по снегу является самым быстрым. К тому же это самая дешевая и доступная технология для выявления участков с промышленной продуктивностью. Полученные материалы показывают, что она также и наиболее эффективна.

Ниже приведены примеры применения газогеохимической съемки по снежному покрову разными организациями, проводившими многолетние исследования в Западной Сибири. Впервые в больших объемах такая съемка была начата сотрудниками ИНГГ СО РАН под руководством В. С. Вышемирского в 1985 г. Для проведения работ сконструированы и изготовлены пробоотборники, термовакуумные дегазаторы, усовершенствованы газовые хроматографы. Сначала были выполнены опытно-методические работы в южной части разведанного, но не сданного в эксплуатацию Верхтарского нефтяного месторождения (Новосибирская область). В результате этих работ установлено, что аномалии по содержанию тяжелых УВ-газов обладают высокой контрастностью и хорошо согласуются с положением нефтяной залежи [Вышемирский, Шугуров, 1987]. Полученные данные послужили основанием для проведения подобных работ на других объектах Западной Сибири. Они были сосредоточены в трех районах: Ляминском (Приобское месторождение), Васюганском (Средневазюганский мегавал) и Шаимском — основной объем (несколько месторождений и многочисленные поисково-разведочные объекты). За период работ (1985–1995 гг.) по газовой съемке в Западной Сибири исследовано около 10 000 проб снега на более чем 60 поисково-разведочных площадях. По результатам съемок выделено >200 аномалий различной протяженности и контрастности, перспективных на открытие (или оконтуривание, если это разведка) залежей нефти и газа, выданы рекомендации на бурение или снятие с плана более 100 поисковых и разведочных скважин. Линейные размеры аномалий колеблются от 0,5 до 7,0 км (в основном 1,0–1,5 км). Контрастность аномалий по суммарному содержанию гомологов метана составляет 2,1–35,4. Пространственно аномалии образуют две группы: первая включает аномалии, отражающие непосредственно залежь, вторая — зону ВНК. Обычно присутствуют обе группы. Повышенные концентрации УВ-газов на контурах залежей, формируя кольцевые аномалии, отмечались и другими исследователями (рис. 22). Но, судя по рисунку, здесь определенное влияние оказали и тектонические нарушения.

Выбор маршрутов. Газогеохимическая съемка по снегу проводится в различных ландшафтных (низины, болота, степь, лесостепь, лес-

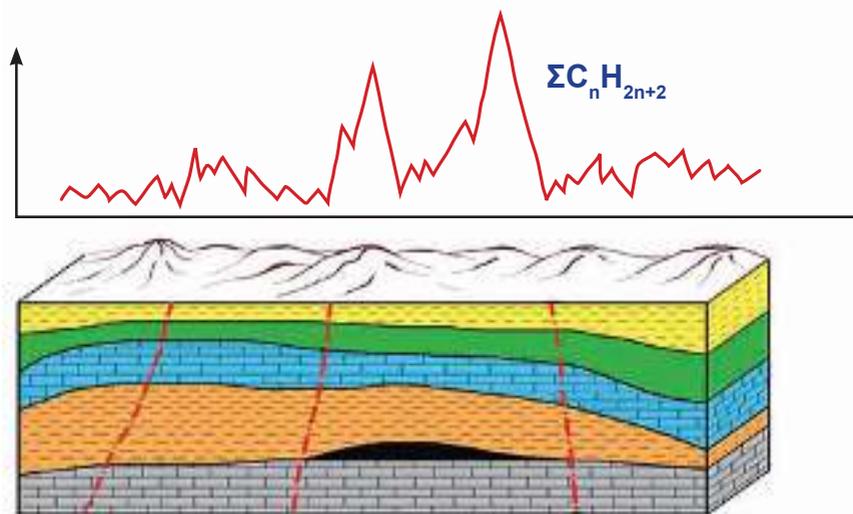


Рис. 22. Кольцевые аномалии на контурах залежей [Complexgeo.pro]

ные массивы, предгорья) и климатических условиях. В зависимости от этого, условия отбора проб на участках были несколько отличны, поскольку на каждом из них встречаются различные ландшафтные условия. В пределах участка обычно начинали отбор проб в степных зонах (Алтайский край), так как в них снежный покров небольшой и таяние снега происходит раньше. Для кондиционности геохимических анализов необходим чистый снег и толщина его покрова должна достигать не менее 50–60 см. Этим требованиям удовлетворяют удаленные от населенных пунктов, шоссе и железных дорог лесные массивы. Однако в степных зонах снежный покров обычно не превышает 30–40 см. В связи с этим пробы снега отбирались вдоль посаженных человеком лесных полос, где толщина снега составляла 70–100 см и более. Протяженность отдельных лесополос обычно небольшая, поэтому для отбора проб приходилось переходить на соседние. Отсюда направление маршрутов не всегда прямолинейное. В связи с сильно пересеченной местностью в предгорьях маршруты обычно проходили по ущельям либо гривам, что также приводило к изменчивости на-

правлений маршрутов. В труднодоступной для транспорта местности (болота, предгорья) пробы отбирались в основном во время лыжных маршрутов, поэтому протяженность профилей обычно составляла 20 км (по 10 км в разные стороны от трассы, доступной для автотранспорта), а в предгорьях в связи с сильно пересеченной местностью — 10–15 км (рис. 23). Расстояние между профилями обычно достигало 2 км. Если после первоначальной обработки материала выделялись площади с повышенными концентрациями УВ-газов в пробах снега, расстояние между профилями уменьшалось до 1 км. Отбор проб производился обычно через 250 м, иногда реже в зависимости от наличия природных преград (озера, заболоченная местность, населенные пункты и др.). Чтобы избежать влияния выхлопных газов от транспорта на результаты геохимических анализов, пробы отбирались в стороне, обратной направлению ветра, и на расстоянии 150–200 м от дороги.

Отбор проб снега. В подавляющем большинстве районов Западной Сибири пробы отбирались по сейсмическим профилям с ис-



Рис. 23. Возвращение с лыжного маршрута после отбора проб снега

пользованием мощных гусеничных вездеходов ГТТ и ГАЗ-71 высокой проходимости (рис. 24). В труднодоступных для этой техники местах (болота) одновременно практиковались и лыжные маршруты, что позволяло существенно увеличить количество отобранных



Рис. 24. Отбор проб снега вдоль сейсмических профилей с помощью гусеничных вездеходов ГТТ и ГАЗ-71

проб. Во избежание влияния ряда факторов на состав газовой фазы пробы, в ходе съемок проводились разнообразные опытно-методические работы, направленные на выбор оптимальной методики геохимического опробования. Они заключались в анализе и сравнении проб, отобранных в разнообразных ландшафтных условиях (лес, степь, заболоченные участки), на разном расстоянии от поверхности почвы, при разной толщине снежного покрова и др. Для проведения газогеохимической съемки по снегу необходима отрицательная температура воздуха (желательно не выше $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$). Практика показала, что положительная температура, приводящая к оттепели, отрицательно сказывается на сохранности в пробах УВ-газов: происходит природный процесс дегазации и они улетучиваются из снежного покрова. В связи с этим в пробах снега фиксируются заниженные концентрации УВ-газов. В Сибири погода чаще всего благоприятствовала в этом отношении проведению газовой съемки по снегу: температура воздуха в течение дня обычно менялась в пределах от -5 до $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ в южных районах (Алтайский край, Новосибирская область) и от -15 до $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ в северных (ХМАО). Осложняли работу только частые и нередко сильные метели, затруднявшие ориентировку на местности. Отбор проб прекращался обычно в конце марта — начале апреля, когда отмечались оттепели, мокрый снег и дождь.

При газовой съемке по снегу раньше не придавалось серьезного значения продолжительности хранения проб до их анализа, и нередко они исследовались через десятки дней после их отбора. Когда мы начали газогеохимические работы, этот вопрос возник сразу же. Необходимо было решить, какие анализы следует проводить немедленно, а какие — спустя некоторое время. Для выяснения этого отбиралось несколько проб с одной точки. Первые пробы (контрольные) анализировались немедленно. Часть из оставшихся хранилась при комнатной температуре, а другая — при отрицательной, затем они анализировались в одно время с интервалом в несколько суток. Исследования показали, что уже через сутки после отбора проба снега по газовому составу заметно отличается от дубля, проанализированного сразу же после отбора. Пробы, пролежавшие 2–3 дня, совершенно непригодны для поисковых целей из-за их неравномер-

ного (в отношении разных газов) разубоживания. Так, в оставшемся газе концентрации метана снижались в среднем в 1,8 раза, а суммы тяжелых УВ — в 2,7. По-видимому, газообразные УВ улетучиваются из банок с пробами снега интенсивнее, чем воздух. Из этого следует, что после месячного хранения проб метан совершенно не информативен, поскольку контрастность аномалии по нему составляет 1,8. Во столько же раз снижается его концентрация при хранении. Тяжелые газообразные УВ сохраняют информативность и после месячного хранения проб, но контрастность аномалии может уменьшиться почти втрое [Результаты применения..., 1995; Вышемирский, Которович, Фомин, 2002]. В связи с этим пробы снега почти сразу же передавались нами на анализ. Срок хранения проб при минусовой температуре обычно не превышал суток.

Для изучения влияния глубины отбора проб от поверхности на параметры картируемого геохимического поля проводились специальные исследования. При этом по профилю в каждой точке отбирались пробы на различном расстоянии от поверхности Земли. Оптимальная глубина отбора проб должна обеспечивать однородность среды опробования и значительные содержания анализируемых газов. Этим условиям лучше всего удовлетворяет нижняя часть снежного покрова, поскольку она существует более длительное время. С удалением от поверхности почвы от 0,3 до 1,0 м суммарное содержание в снеге гомологов метана вне аномалий уменьшается в среднем в 2,1 раза, а на аномалиях — в 5,3 раза. В том же направлении резко снижается контрастность аномалий. Такие соотношения, вероятно, определяются тем, что нижняя часть снежного покрова удерживается более продолжительное время, чем верхняя, а также тем, что экранирующая способность снежного покрова, видимо, пропорциональна его толщине. Из этого сделаны три вывода. Во-первых, газовую съемку предпочтительно проводить в конце зимы перед таянием снежного покрова, который уже пролежал продолжительное время. Во-вторых, газометрические карты и профили следует строить по пробам, отобраным с одной высоты над поверхностью почвы. В-третьих, чем ближе к поверхности почвы отбираются пробы снега, тем контрастнее и надежнее газовые аномалии. Однако в нижней ча-

сти снежного покрова встречаются остатки травы, листьев и стеблей растений, с которыми нередко связаны мелкие скопления УВ-газов, искажающие результаты газовой съемки. Поэтому во всех районах газовую съемку проводили по пробам, отобранным выше поверхности земли на 15–20 см. Здесь фиксировались наиболее высокие со-

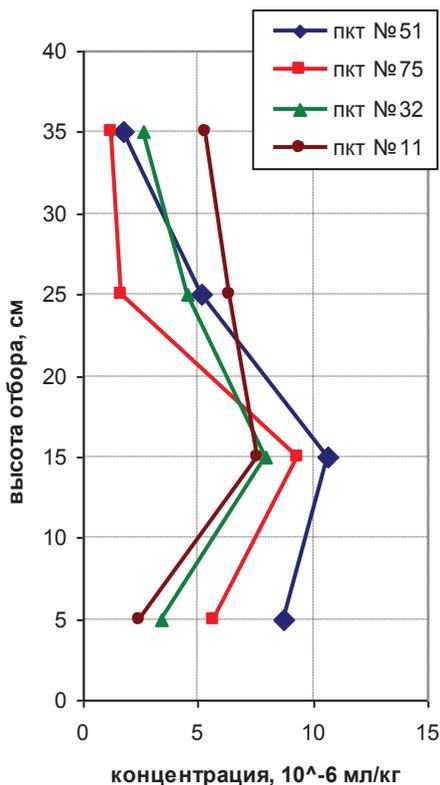


Рис. 25. Изменение концентраций толуола в пробах снега, отобранных на разном расстоянии от поверхности Земли [Курчиков, Белоносов, Тимшанов, 2010]

держания УВ-газов, что отмечалось позднее и другими исследователями (рис. 25). В конце зимнего сезона снег обычно уплотняется, анализируемый снежный слой опускается, и тогда пробы отбираются ближе к поверхности. При этом необходимо было следить, чтобы в пробоотборники не попали органические остатки.

На результаты газовой съемки сильно влияет экранирование газового потока. Опыт работы на перспективных участках и непосредственно на месторождениях свидетельствует, что для УВ-газов практически нет непроницаемых геологических тел. Тем не менее сдерживать газовый поток могут породы с хорошей сорбционной емкостью (торф, угли, кремнистые и глинистые породы), пласты соли и льда. Работы по газовой съемке по снегу нередко проводятся в условиях болотистой мест-

ности, когда под снежной толщей встречаются линзы льда. Для изучения его экранирующих свойств нами анализировались содержания УВ-газов по разрезу льда и в перекрывающем его снежном покрове. Пробы отбирались на озере, расположенном на линии профиля газовой съемки (Шаимский район). На участках профиля, непосредственно примыкающих к озеру, выявлена газовая аномалия и расположена скважина с притоком нефти. Содержания УВ-газов в толще льда находятся на уровне, обычно принимаемом за фоновый для снега. В снежном покрове даже над очень тонким слоем льда содержания УВ-газов очень низкие вплоть до следовых, которые могли сформироваться за счет воздуха. Возможно, сквозь лед газы перемещаются только путем диффузии с очень малой скоростью. В связи с этим за короткое время существования льда газы не могут преодолеть эту преграду. Такие методические работы показали, что сквозь лед миграция УВ-газов весьма ограничена, поэтому газовая съемка по снегу над поверхностью замерзших озер и рек практически бессмысленна.

Однако лед — это не только экран, но и фиксатор газа. Во время замерзания воды в ней остаются газовые пузырьки, поднимающиеся снизу из залежей. Этот процесс убедительно доказан на примере озерных льдов. Газовая съемка показала, что если в снежном покрове над поверхностью льда содержания УВ-газов очень низкие, то в самом льду — нередко высокие. Среди индивидуальных УВ больше всего содержится метана (без определенной закономерности в изменении его концентрации по разрезу). Гомологи метана и олефины обнаружены практически во всех пробах, причем содержание последних увеличивается от поверхности льда к его нижней части. Следовательно, можно проводить газовую съемку по пробам льда, используя те же поисковые показатели, что и по снегу. Мерзлые грунты экраном не являются, даже если в них имеются небольшие линзы льда и поры заполнены льдом.

Отбор проб снега производился путем вдавливания стеклянной банки емкостью 0,5 л в стенку специально вырытого снежного шурфа (рис. 26). Каждая банка герметизировалась металлической крышкой из нержавеющей стали с уплотнителем из вакуумной резины. Крышка прижималась к торцу банки специальной металлической скобой

с помощью винта. Для стерильного перевода воды и атмосферы пробы в дегазатор к каждой крышке был приварен патрубок из нержавеющей стали с присоединенным к нему вакуумным шлангом (рис. 27). Для исключения попадания в пробу техногенных УВ-газов перед отбором проб каждая банка проходила стерилизацию и герметизацию в лабораторной комнате. В полевых условиях перед отбором пробы стеклянная банка некоторое время проветривалась на открытом воздухе (1–2 мин).

Нефтегазопоисковые критерии. В этом отношении наибольший интерес представляют содержания УВ-газов, поскольку часть из них поступает в приповерхностную зону непосредственно из залежей. В пробах снега определялись концентрации предельных УВ от метана до гексана включительно, гомологов метана (этан, пропан, бутан) и непредельных (олефинов) — от этилена до бутилена. В приповерхностной зоне среди УВ-газов обычно преобладает метан, но использование его в качестве поискового показателя затруднено в связи с образованием его также биохимическим путем в почвах. Поэтому содержание метана обычно неинформативно в качестве газового показателя при прямых поисках залежей УВ. Однако он имеет определенный генетический смысл, поскольку выражает масштабы



Рис. 26. Отбор проб снега из шурфа

образования УВ-газов в целом, правда, без разделения их на глубинные (в том числе из залежей) и приповерхностные (биохимические) [Результаты применения..., 1995; Вышемирский, Конторович, Фомин, 2002]. Хотя можно отличать метан нефтегазовых залежей от биохимического метана по изотопному составу углерода и водорода. Установлено, что биохимический метан изотопно легче метана нефтяных и газовых залежей (-50-60 против -20-40 ‰) [Галимов, 1995]. Благодаря этому можно в приповерхностной зоне отличать нефтегазовый метан от автохтонного и выделять в смешанных газах пробы, наиболее обогащенные аллохтонным метаном.

Однако применение этой методики встречает серьезные затруднения. Во-первых, для измерения изотопных отношений углерода обычных проб недостаточно. Приходится набирать крупные пробы путем многократного опробования изучаемого объекта в одной и той же точке. В. С. Вышемирскому с коллегами удавалось это выполнить за 10-15 ч. Во-вторых, после отбора пробы углерод метана быстро утяжеляется, возможно, за счет бактериальных процессов. При этом сравнительно легкий углерод из метана перемещается в углекислый газ, а оставшийся метан становится по углероду ненормально тяжелым. Это особенно важно, поскольку изотопный состав углерода, в отличие от содержания метана, не может определяться в полевых условиях из-за громоздкой аппаратуры. Поэтому между отбором большинства проб и их изотопным анализом проходит значительное время. И хотя содержание метана не может рассматриваться в качестве самостоятельного критерия, отно-



Рис. 27. Стекло́нная банка с герметичной крышкой для отбора проб снега

шение метана к сумме его гомологов является важным геохимическим параметром, имеющем нефтегазопроисхождение.

При построении геохимических аномалий используются в основном четыре газовых показателя: суммарное содержание гомологов метана; отношение метана к сумме его гомологов; суммарное содержание олефинов и всех газообразных УВ. Наиболее информативны первые два показателя, последние имеют вспомогательное значение. Они применялись в тех случаях, когда данные по первым двум показателям не вполне определенные [Газообразные гомологи..., 1992; Результаты применения..., 1995; Вышемирский, Конторович, Фомин, 2002].

Суммарное содержание гомологов метана наиболее четко отражает положение контуров залежей. Поэтому границы аномалий проводятся главным образом по этому показателю. В биохимических газах, а также в большинстве угольных газов гомологов метана очень мало. В свободных газах содержание их сильно варьирует, но почти всегда выше, чем в биохимических. Для нефтяных попутных газов характерны максимальные содержания гомологов метана, нередко >50 %. Поэтому они являются важным поисковым показателем на нефть и газ, который используется почти во всех видах газогеохимических съемок. Поисковая информативность гомологов метана примерно пропорциональна их распространенности, убывающей от этана к бутану. Наиболее информативно суммарное содержание гомологов метана. Это важнейший (наряду с отношением метана к сумме его гомологов) нефтегазопроисходящий показатель. Максимальная контрастность газовых аномалий над залежами в одних случаях фиксируется по сумме гомологов, а в других — по отношению метана к сумме его гомологов. Этан по поисковой информативности уступает сумме гомологов метана очень мало. Аномалии по содержанию пропана, за редким исключением, малонадежные. Бутаны обычно фиксируются в небольшом количестве проб и в малых концентрациях. Поэтому они не имеют самостоятельного значения в качестве нефтегазопроисходящего показателя.

Весьма информативно в поисковом плане *отношение метана к сумме его гомологов*. Это важнейший показатель в геохимии при-

родных газов. В приповерхностной зоне по этому отношению можно выявить аллохтонные газы, поступившие из нефтяных и газовых залежей. Однако в чистом виде такие газы весьма редки. Фоновые значения отношения метана к его гомологам обычно очень высокие, а аномальные (над залежами) резко пониженные, иногда даже менее 1. У этого отношения как поискового признака имеется существенный недостаток. Над газовой залежью оно в отдельных случаях может быть таким же высоким, как и за ее пределами. С одной стороны, известны свободные газы с очень низким содержанием гомологов метана, с другой — метан по миграционной способности превосходит более высокомолекулярные УВ и по этой причине в приповерхностной зоне может преобладать над ними в значительно большей мере, чем в залежи. По второму показателю аномалии обычно контрастнее, чем по первому, и поэтому более надежны. Кроме того, это единственный газовый параметр, пригодный для отдельного прогноза на нефть и газ. У нефтяных газов он обычно более 10, у свободных газов — до 25 и у биохимических — до 100 и более. Эта закономерность, установленная еще В. А. Соколовым (1971), нашла подтверждение во многих районах. К тому же газы нефтяных залежей наиболее четко отличаются от биохимических поверхностных газов чаще всего по отношению метана к сумме его гомологов. У первых газов оно обычно более 10–20, а у вторых — 100–300 и выше.

Суммарное содержание олефинов. Олефины, благодаря высокой химической активности, быстро вступают в разнообразные соединения. Поэтому в нефтяных и газовых залежах они обычно отсутствуют, а в биохимических газах встречаются редко и в очень низких концентрациях. По этой причине они продолжительное время не привлекали внимание специалистов по газовой съемке, хотя иногда отмечались в составе приповерхностных газов. Однако известны отдельные залежи УВ, содержащие значительные количества олефинов. С другой стороны, сумма олефинов настолько тесно коррелируется с суммой гомологов метана, что для прогнозирования нефтеносности из этих двух параметров можно взять какой-либо один. Обычно берется сумма гомологов метана, поскольку олефины встречаются реже [Газообразные гомологи..., 1992].

Суммарное содержание всех газообразных УВ. В приповерхностной зоне среди газообразных УВ метан обычно преобладает настолько резко, что содержание всех УВ-газов относительно мало отличается от содержания одного метана. Однако эти газовые показатели имеют определенный генетический смысл, поскольку отражают масштабы образования УВ-газов в целом, правда, без разделения их на глубокие (в том числе и метана из залежей нефти и газа) и приповерхностные (биохимические).

Методика исследования проб снега на газовом хроматографе. В процессе проведения работ методика хроматографического анализа постоянно совершенствовалась в сторону повышения точности определения, сокращения времени анализа, увеличения числа выявленных углеводородных компонентов, упрощения процедуры в целом. В первых наших работах определение содержаний УВ в пробах снега проходило в два этапа: сначала для анализа отбирался газ, растворенный в воде, образовавшейся после таяния снега, а затем исследовался газ, находившийся над водой. Первоначально газ отбирался шприцем, а в дальнейшем при помощи калиброванной дозы хроматографа. После получения объемных концентраций УВ отдельно по растворенному в воде газу и газовой фазе над водой, зная количество этих газов и объем, вычисляли содержания каждого компонента. Общее содержание вычислялось суммированием данных по каждому газу в воде и над водой и выражалось в мл/л воды. Опыт работ показал ряд слабых мест применяемой методики: двойной хроматографический анализ каждой пробы; неудовлетворительное качество определения УВ при малых концентрациях; продолжительный период анализа; низкая технологичность комплекса аппаратуры. В связи с этим в результате проведенных научно-методических работ процедура хроматографического анализа была коренным образом изменена. Диагностика углеводородных компонентов в пробах снега производилась на хроматографе «Кристалл 2000М» с пламенно-ионизационным детектором. В качестве носителя использовался инертный газ — гелий. Длина колонки, сорбент, температура колонки, расходы газа-носителя подобраны таким образом, чтобы получить наилучшее разделение анализируемых компонентов при минимальном времени анализа.

Перед дегазацией снег в банках растапливался при комнатной температуре до состояния воды, которая затем нагревалась до $+56\text{--}58\text{ }^{\circ}\text{C}$ на водяной бане с автоматической регулировкой температуры. После этого банка с пробой через патрубок на крышке подключалась к дегазационной установке. Газ из дегазатора проходил через ловушку при небольшом избыточном давлении, чтобы исключить попадания УВ из воздуха. Десорбция УВ из ловушки производилась при ее нагревании до температуры $+250\text{--}270\text{ }^{\circ}\text{C}$, после чего проба потоком газа-носителя направлялась в хроматографическую колонку.

Дегазационная установка состоит из входной вакуумной линии, холодильника 2, сосуда Дьюара с охлаждающим агентом 3, диафрагменного насоса 4, вакуумметра 5, форвакуумного насоса 6, дополнительной емкости для сбора газа 7 (рис. 28). Специальной линией дегазационная установка соединяется с сорбционной ловушкой 8 хроматографа 9. При помощи диафрагменного насоса производится отбор газа из банки с пробой 1, помещенной в водяную баню. Газовая фаза собирается в дополнительной емкости 7. Дегазация воды продолжается до тех пор, пока показания вакуумметра при очередном отборе порции газа не остаются постоянными. После этого газ из дополнительной емкости подается диафрагменным насосом в сорбционную ловушку, представляющую собой U-образную колонку, заполненную

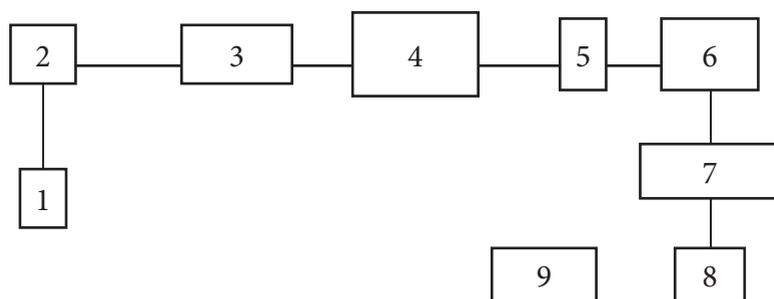


Рис. 28. Дегазационная установка: 1 — проба снега; 2 — холодильник; 3 — сосуд Дьюара с охлаждающим агентом; 4 — диафрагменный насос; 5 — вакуумметр; 6 — форвакуумный насос; 7 — дополнительная емкость для сбора газа; 8 — сорбционная ловушка; 9 — хроматограф

специальным сорбентом. Она применяется для предварительного концентрирования углеводородных компонентов. В результате ее использования 250–300 мл газовой фазы, содержащейся в пробе снега с очень низкой концентрацией УВ, преобразуется в 1 мл смеси с высоким содержанием углеводородных компонентов и практически без потерь. Сорбция газа происходит при пониженной температуре. Температура сорбции опытным путем подобрана таким образом, чтобы при ней протекала сорбция метана, поскольку в случае его концентрирования значительно ухудшилось бы разделение метана, этана, этилена. За счет предварительного концентрирования пробы перед анализом чувствительность определения УВ возросла более чем на два порядка без изменения характеристик прибора по сравнению с применяемой до этого методикой. Сорбционная ловушка позволяет установить (наряду с традиционно анализируемым метаном, этаном, этиленом, пропаном, пропиленом, бутанами) ряд тяжелых компонентов, которые прежде не выделялись из-за их малых концентраций. В пробах снега были обнаружены пентаны, изомеры бутилена, гексаны. Это значительно повысило информативность метода как для прогноза продуктивности, так и для определения фазового состава залежей. В результате целенаправленного изменения методики хроматографического анализа удалось добиться повышения точности диагностики углеводородных компонентов, снижения времени анализа, расширения спектра анализируемых веществ. Постоянная работа двух хроматографов позволяла выполнять более 100 анализов в сутки. Количество снега в пробе после анализа устанавливалось путем измерения объема воды растопленной пробы с помощью мензурки. Количество газа определялось по показаниям вакуумметра, заранее откалиброванного путем введения в вакуумную систему известного объема газа при температуре, близкой к рабочим условиям. Для отбора газа на анализ он переводился в пробоотборник с резиновой мембраной, через который проба подавалась в хроматограф. Для анализов использовалась капиллярная хроматографическая колонка Al_2O_3 размером 30 м × 0,32 мм в режиме программирования температуры. Для очистки колонки в начале каждого дня выполнялась ее «отдувка». Расчет концентраций каждого

УВ-газа производился предварительной калибровкой хроматографа калибровочными смесями, специально приготовленными из УВ-газов (метан, этан, этилен, пропан, пропилен, изобутан, нормальный бутан, бутилен), разбавленных азотом. Общее содержание каждого УВ-газа в пробе определялось в мл. Содержание метана устанавливалось умножением полученной концентрации на отношение объемов газовой фазы пробы и сорбционной ловушки. Полученные концентрации газов пересчитывались в единицы 10^{-4} мл газа на литр воды, как это принято при исследовании УВ-газов.

За время проведения работ по газовой съемке сложился определенный комплекс процедур обработки ее результатов, который включает: создание базы данных по объектам; расчет основных статистик для подвыборок и выборок в целом; анализ выборок на соответствие нормальному (логнормальному) распределению; расчет и анализ матриц парных коэффициентов корреляции как для выборки в целом, так и для подвыборок, выделенных по тому или иному признаку; сглаживание данных различными алгоритмами; построение гистограмм распределения по разным параметрам; определение границы между фоновой и аномальной частями выборки статистическими методами и непараметрической статистики; построение карт распределения основных нефтегазопроисследовательских параметров; выделение газовых аномалий.

Встречаются газовые аномалии различной формы: в виде большого сплошного пятна или группы пятен, сконцентрированных на небольшом участке, которые трудно объединить в единую аномалию; кольцеобразные; локальные — обычно вытянутое пятно с высокой контрастностью. Форма аномалии, не привязанная к геологическому объекту, не может иметь большого значения для интерпретации результатов съемки. Она приобретает смысл лишь при сопоставлении с тектоническими особенностями района, которым она главным образом и обязана. Поэтому для определения формы газовой аномалии учитывается ее расположение по отношению к тектонической структуре. В зависимости от ее положения на структуре различают прямую и смещенную аномалии. Первая находится непосредственно над тектоническим поднятием на его наиболее приподнятом участ-

ке (сплошная) или окружает поднятие в виде кольца (кольцевая). Смещенная аномалия расположена не над всей площадью поднятия, а на одном из его крыльев или небольшом участке какого-нибудь крыла. В названии аномалии отражаются ее форма и приуроченность к определенным тектоническим элементам или характер расположения над стратиграфической или литологической залежью.

Прямая аномалия может иметь различную форму (сплошную — вид большого округлого пятна; пятнистую — если состоит из целой группы отдельных пятен, тяготеющих к центральному участку поднятия; локальную — весьма малой по площади), большую контрастность и преимущественно линейное или ограниченно точечное расположение в пространстве. Прямая аномалия по форме может быть также кольцевой, когда имеется сплошное кольцо, и зонально-кольцевой, когда кольцо прерывистое и состоит из отдельных аномальных зон, расположенных по периферии поднятия в виде прерывистого кольца. Смещенная аномалия, находящаяся на крыле поднятия, может быть сплошной, пятнистой и локальной. Происхождение прямой или пятнистой аномалии вполне ясно и не требует объяснений. Пятнистая обычно является разновидностью сплошной аномалии и образуется при недостаточно высоких концентрациях газа в отдельных точках и их разреженности.

Ниже приводятся отдельные сведения о результатах газовой съемки по снегу на некоторых объектах Шаимского нефтегазозонного района Тюменской области Институтом нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. На одних площадях (Славинская, Среднечанчарская, Южно-Лембьинская, Мансингьянская, Верхнеиусская) уже были получены притоки нефти или газа, а другие (Малоумутинская, Хултурская, Турская, Почерахская, Неушьянская) только готовились к поисковому бурению [Результаты применения..., 1995; Вышемирский, Конторович, Фомин, 2002]. На площадях с *установленной нефтегазозонностью* съемка проводилась с целью уточнения границ залежей и выработки рекомендаций по оптимальному размещению скважин. Славинское нефтяное месторождение в структурном плане имеет подковообразную форму: северный и южный купола, разделенные в центральной и западной частях прогибом, объединяются

на востоке. К моменту проведения газогеохимических работ были пробурены три скважины, в двух из которых получены притоки воды, а в одной — нефти. По результатам съемки выделено 9 аномалий в сводах северного и южного куполов месторождения. В восточной части аномалий не зафиксировано, что во многом связано с недостаточным количеством проб в этом районе. На картах геохимических параметров четко выделяются аномальные поля над южной и северной частями месторождения. В дальнейшем здесь было пробурено 20 скважин, что позволяет судить о соотношении между выделенными аномалиями и контурами залежи. Аномалии, расположенные по периферии южного и северного куполов, попали в зону ВНК. Для северного купола они немного выходят за пределы контура продуктивности, а для южного хорошо совпадают с ним. Все аномалии, приуроченные к сводовым частям структуры, оказались в границах залежи [Газовая и фитогеохимическая..., 1990ф; Прямые геохимические..., 1996].

На *Среднечанчарском* локальном поднятии (Узбекское месторождение) до проведения газовой съемки было пробурено три скважины: одна с притоком воды и две, давшие нефть из юрских отложений. По результатам геохимических работ на своде поднятия выделена высококонтрастная газовая аномалия, в основном хорошо согласующаяся с границами залежи. Лишь юго-восточное окончание ее выходит за пределы контура нефтегазоносности, переходя на другую, расположенную поблизости залежь (расстояние между границами залежей составляет 1,5 км по профилю съемки). Еще одна небольшая по размерам аномалия на южном окончании поднятия по результатам бурения оказалась вне контура продуктивности [Газовая съемка..., 1989ф]. На *Южно-Лемьинском* поднятии (участок Тальникового газонефтяного месторождения) к моменту проведения съемки были известны результаты испытания трех скважин (две продуктивные и одна с притоком воды). На профилях, пересекающих структуру в широтном и меридиональном направлениях, выявлены четыре газовые аномалии. Бурение потом показало, что все они лежат в пределах контура продуктивности. Самая контрастная из них связана с зонами ГНК (газонефтяных и водонефтяных кон-

тактов) и ВНК. В пределах газовой части месторождения отмечена высококонтрастная аномалия по метану [Газовая и фитогеохимическая..., 1990ф].

До проведения газовой съемки на своде *Мансингъянского* локального поднятия была пробурена скважина, в которой получен приток нефти. При проведении аналитических работ наряду с традиционно определяемыми УВ измерялись содержания УВ C_{5-6} , что позволило «утяжелить» основной геохимический показатель — сумму гомологов метана (этан, пропан, бутаны) C_{2-4} . Поэтому при интерпретации результатов съемки использовались и аномальные значения содержаний суммы гомологов метана в другом составе: этан, пропан, бутаны, пентаны, гексаны (C_{2-6}). Содержания C_{5-6} изменяются в очень широких пределах от 0,39 до $26,0 \times 10^{-4}$ мл/л и во многих пробах (особенно в пределах аномалий) превышают содержания этана, пропана, бутанов. Выделено восемь газогеохимических аномалий: три (контрастность 2,3–4,1 по C_{2-4}) расположены в своде Мансингъянского поднятия и, вероятно, отвечают зоне ВНК обнаруженной здесь залежи нефти; две (контрастность 3,6–4,5) захватывают свод поднятия; три (контрастность 2,3–6,2) выявлены в пределах западного крыла *Северо-Паульского* поднятия и по результатам интерпретации данных съемки, вероятно, также связаны с залежью нефти. Использование показателя C_{2-6} позволило уточнить границы уже обнаруженных аномалий и выделить ряд новых: изменились границы шести аномалий из выявленных восьми; появились также две аномалии в сводовой части обеих структур. Полученные при этом распределения аномалий соответствуют контуру открытой залежи на Мансингъянском поднятии и предполагаемой по результатам съемки на Северо-Паульском [Газовая съемка..., 1993ф]. На *Верхнеуусском* поднятии съемкой выявлены две газовые аномалии: одна на своде и южном крыле, а другая на западном крыле. До проведения работ на своде структуры была пробурена скважина, ликвидированная после газового выброса [Газовая и фитогеохимическая..., 1991ф].

На площадях, *подготовленных к поисковому бурению*, съемка проводилась для определения перспектив нефтегазоносности, прогноза границ залежей, уточнения положения поисковых сква-

жин. На *Малоумутинском* поднятии выделены две газовые аномалии (на южном и западном крыльях), и площадь была признана перспективной для поисков залежей УВ. При дальнейших работах в скважине, пробуренной в своде поднятия, получен приток нефти [Газовая и фитогеохимическая..., 1992ф]. По периферии *Хултурского* поднятия была выделена кольцевая газовая аномалия, частично захватывающая и свод. Скважина, пробуренная в центре структуры в пределах аномалии, дала приток нефти. На *Южно-Турской* площади скважина, расположенная в пределах аномалии в сводовой части, дала при опробовании приток газа. Две другие аномалии размещены на западном и восточном крыльях структуры и, вероятно, отражают границы залежи. При испытании скважины на *Турском* поднятии получен приток нефти. По результатам съемки, проведенной на этой площади до бурения, выделена газовая аномалия в своде поднятия, в пределах которой и находится продуктивная скважина [Газовая съемка..., 1989ф].

Некоторые площади по результатам геохимических исследований признаны бесперспективными в связи с отсутствием углеводородных аномалий. Дальнейшее бурение подтвердило первоначальную оценку (*Почерахское* и *Неушьянское* поднятия). Ряд структур по материалам съемки оценены как перспективные, однако последующее бурение дало отрицательные результаты. Так, по периферии *Елемсуйского* поднятия выявлено четыре газовые аномалии. Однако скважина, пробуренная в пределах одной из аномалий, попала в зону отсутствия коллектора. Сходная ситуация отмечена и на *Сорокинской* площади [Газовая съемка..., 1994ф]. Анализ отрицательных результатов показывает, что, как правило, они получены на площадях, где работы проведены в объеме, недостаточном для надежной интерпретации данных газовой съемки. Пробы отбирались в пределах сводовой части структур без выхода за ее границы, а общее число их было невелико. Расчет контрастности аномалий в этих случаях проводился при малом объеме информации о фоновых значениях газонасыщенности проб снега.

По инициативе администрации Алтайского края газогеохимическая съемка по снежному покрову проводилась в 2003–2006 гг. кол-

лективом ИНГГ СО РАН на территории Степного Алтая. Нефтегазоносность осадочных отложений этого региона была изучена довольно слабо. Традиционно считалось, что эти районы бесперспективны на нефть и газ: у палеозойских пород преобразованность исключительно велика, а мезозойских — крайне низка. На всех картах перспектив нефтегазоносности Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции территория Алтайского края была показана как бесперспективная для поисков нефти и газа. Такие оценки ввиду недостатка специальной информации основывались главным образом на общегеологических критериях (фациальный состав, литология, мощности осадков), а также на геофизических материалах.

При постановке работы коллектив Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН отказался от этой априорно негативной точки зрения о перспективах нефтегазоносности Алтайского края, которая делает нецелесообразным проведение любого исследования. Маломощные (первые сотни метров) мезозойские отложения изначально были исключены из перспективных объектов. Полученные нами данные по геохимии органического вещества палеозойских осадочных комплексов складчатого обрамления крайнего юга Западно-Сибирской геосинеклизы позволили предположить, что в пределах Степного Алтая под покровом мезозойско-кайнозойских отложений в этих комплексах могут находиться отдельные участки умеренно преобразованных пород, в которых возможно сохранение легких сингенетичных нефтей и конденсатов. В связи с этим именно палеозойские толщи Степного Алтая являлись объектами нашего исследования. Однако отсутствие конкретных данных по нефтегазоносности этих отложений не позволило наметить первоочередные районы нефтепоисковых работ до начала съемки по снегу. В связи с этим в 2003 г. сначала были проведены региональные газогеохимические работы, в результате которых отработано 16 профилей общей протяженностью 2500 км. Расстояние между профилями составляло 40–150 км в зависимости от наличия дорог и возможности проезда по ним (снежные заносы), а между точками отбора проб — 2–3 км, на отдельных участках профилей — 1 км. Отобрано 820 проб снега вдоль шоссеинных дорог при удалении от них на расстояние 150–200 м.

Интерпретация полученных геохимических данных позволила выделить четыре участка, в снежном покрове которых отмечались повышенные содержания УВ-газов (рис. 29). В зимние периоды 2004–2006 гг. здесь была проведена площадная газогеохимическая съемка. На отдельных площадях этих участков, где были зафиксированы повышенные концентрации УВ-газов, для мониторинга ежегодно проводился повторный отбор проб снега по более густой сетке профилей с целью проверки выделенных геохимических аномалий. В качестве основных показателей для оценки нефтегазоперспективных площадей служили концентрации следующих УВ-газов в пробах снега: пропана (C_3H_6); суммы предельных УВ C_2-C_4 (этан + пропан + изобутан + нормальный бутан); суммы непредельных УВ C_2-C_4 (этилен + пропилен + сумма бутенов); суммы предельных УВ C_2-C_4 + суммы непредельных УВ C_2-C_4 ; суммы пентана и гексана (C_5+C_6). Концентрации этих газов (фоновые значения, превышающие фоновые и аномальные содержания), а также количество проб снега с содержанием указанных выше УВ-газов на различных участках и по разным годам отражены в табл. 3.

В результате интерпретации всех газогеохимических данных по четырем объектам исследования выделено 11 в разной степени нефтегазоперспективных (высоко-, средне- и малоперспективных) площадей с повышенными концентрациями УВ-газов в снежном покрове. Данные детальной газогеохимической съемки по снегу на Панкрушихинском участке 2004 г. свидетельствуют о высоких концентрациях различных УВ-газов в ленточном бору между пос. Береговое — Прыганка. Общая площадь этой перспективной территории составляет ~360 км². Наиболее высокие содержания УВ-газов зафиксированы между населенными пунктами Высокая Грива — Прыганка (площадь ~64 км²) и Панкрушиха — Подойниково (~80 км²). На первой площади в следующем году не был проведен повторный отбор проб снега для «проверки» выделенной газогеохимической аномалии, поэтому она отнесена только к категории среднеперспективных объектов. Хотя сгущение сетки профилей на этой площади в том же 2004 г. позволило определить контуры газогеохимической аномалии.

Количество проб снега с разными концентрациями УВ-газов, отобранных в 2004–2006 гг. на Панкрушихинском, Тальменском, Залесовском и Шипуновском участках Алтайского края, %

Участок (кол-во проб)	Концентрация газов	Количество проб снега с содержанием УВ-газов по участкам				
		Пропан (C ₃ H ₈)	Σ предельных УВ C ₂ -C ₄	Σ непредельных УВ C ₂ -C ₄	Σ предельных УВ C ₂ -C ₄ + Σ непредельных УВ C ₂ -C ₄	Пентан + гексан (C ₅ +C ₆)
Панкрушихинский (2536) — 2004 г.	Фоновые значения	66,20	66,00	90,42	64,68	73,34
	Превышающие фоновые	28,65	26,50	9,58	22,19	15,56
	Аномальные значения	5,15	7,50	—	13,13	11,10
Тальменский (2276) — 2005 г.	Фоновые значения	52,5	38,12	40,19	65,71	30,27
	Превышающие фоновые	38,49	38,79	40,38	21,8	50,24
	Аномальные значения	9,01	23,09	19,43	12,49	19,49
Залесовский (1425) — 2005 г.	Фоновые значения	61,84	51,77	51,33	70,58	10,78
	Превышающие фоновые	29,77	29,24	32,42	18,82	65,19
	Аномальные значения	8,39	18,99	16,25	10,6	24,03
Шипуновский (240) — 2005 г.	Фоновые значения	76,87	57,6	66,44	84,35	43,54
	Превышающие фоновые	18,82	29,93	28,57	7,94	42,63
	Аномальные значения	4,31	12,47	4,99	7,71	13,83

Участок (кол-во проб)	Концентрация газов	Количество проб снега с содержанием УВ-газов по участкам				
		Пропан (C ₃ H ₆)	Σ предельных УВ C ₂ -C ₄	Σ непредельных УВ C ₂ -C ₄	Σ предельных УВ C ₂ -C ₄ + Σ непредельных УВ C ₂ -C ₄	Пентан + гексан (C ₅ +C ₆)
Шипуновский (1800) — 2006 г.	Фоновые значения	84,74	79,46	65,49	81,96	82,33
	Превышающие фоновые	9,25	11,29	22,11	10,27	11,19
	Аномальные значения	6,01	9,25Σ	12,40	7,77	6,48
Контрольные пробы снега, повторно отобранные на площадях с повышенными концентрациями УВ-газов						
Панкрушихинский (240) — 2005 г.	Фоновые значения	20,6	28,7	57,64	72,45	9,26
	Превышающие фоновые	42,83	52,78	35,88	20,37	64,58
	Аномальные значения	36,57	18,52	6,48	7,18	26,16
Тальменский (360) — 2006 г.	Фоновые значения	75,39	79,13	77,57	83,8	98,13
	Превышающие фоновые	7,47	7,16	14,95	7,17	1,24
	Аномальные значения	17,44	13,71	7,47	9,03	0,93

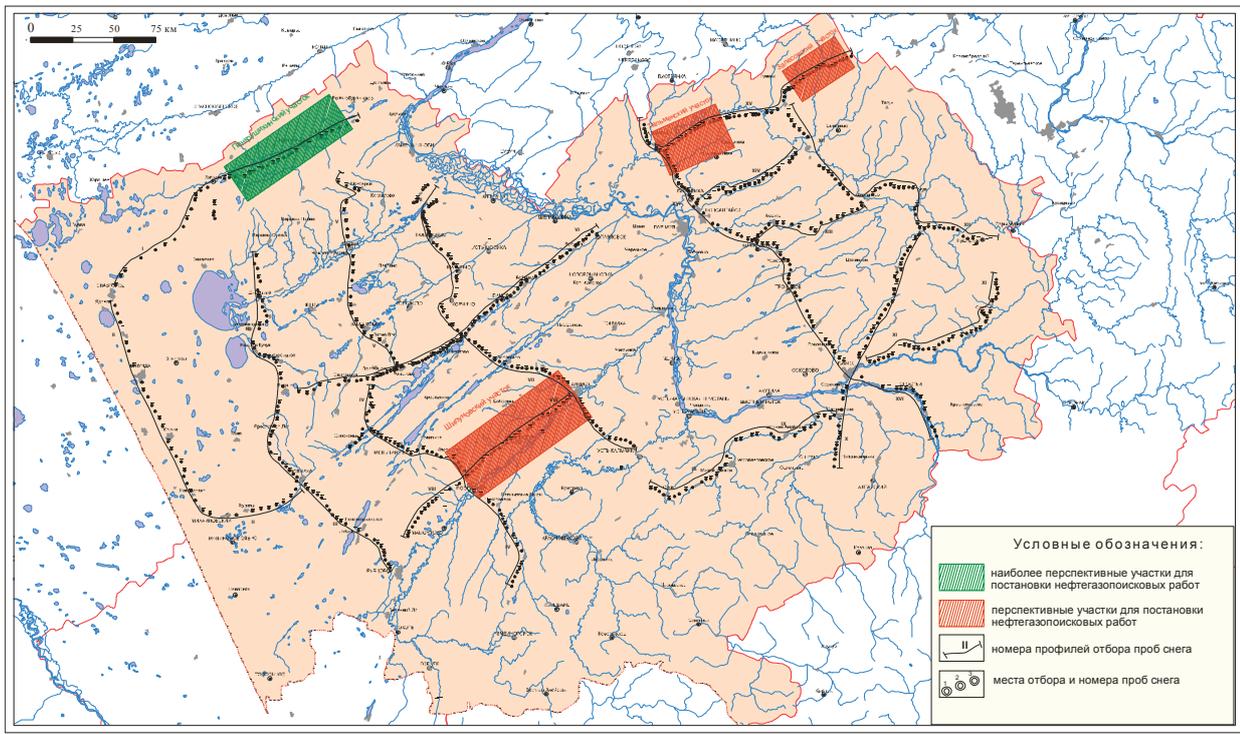


Рис. 29. Нефтегазоперспективные участки, выделенные в результате региональных газогеохимических работ по снегу на территории Алтайского края в 2003 г.

Полученные в зимний период 2005 г. данные газогеохимической съемки по «поверке» ранее обнаруженной аномалии севернее пос. Панкрушиха и Подойниково в очередной раз подтвердили наличие здесь устойчивой геохимической аномалии (рис. 30). В связи с этим данная площадь выделена в качестве высокоперспективного объекта для нефтегазопроисловых работ. Содержания отдельных газов на одном из профилей Панкрушихинского участка показаны на рис. 31. Остальная территория с повышенными концентрациями УВ-газов в снежном покрове между населенными пунктами Береговое — Прыганка отнесена к категории земель с невыясненными перспективами, поскольку полученные ранее газогеохимические данные не удалось проверить повторными анализами в следующем году [Комплексный научный..., 2006ф; Прямые поиски..., 2007].

На Тальменском участке выделено четыре площади с повышенными концентрациями УВ-газов в снежном покрове: 1) лесной бор в 15 км юго-восточнее пос. Тальменка; 2) лесостепная зона между населенными пунктами Тальменка и Новотроицк, а также территория южнее их; 3) лесная и лесостепная зона между пос. Восточный — Лебяжье и Пурысево — Ногино, а также севернее пос. Ногино; 4) лесостепная зона вокруг населенных пунктов Инюшево и Шадринцево (площадь сложно установить, поскольку пробы с повышенными концентрациями УВ-газов рассредоточены по всей территории). Повторная проверка выделенных аномалий показала, что на Тальменском участке к категории среднеперспективных объектов можно отнести первую из четырех перечисленных площадей — лесной бор юго-восточнее пос. Тальменка. Остальные три являются малоперспективными землями.

На Залесовском участке выделено две малоперспективные площади: 1) юго-восточнее населенных пунктов Пещерка — Кордон (~105 км²); 2) восточнее пос. Кордон. Однако в этих районах пробы снега с повышенными концентрациями УВ-газов рассредоточены по всей территории исследования без «сгущения» в каком-то определенном месте. Поскольку повторный отбор проб снега на этом участке провести не удалось, то по имеющимся газогеохимическим данным невозможно выбрать из них какую-либо конкретную пер-

спективную площадь для проведения дальнейших нефтегазопроисловых работ.

На основе газогеохимических данных на субширотном профиле между городами Рубцовск — Алейск, Шипуновский участок был разделен на три площади исследования: Мамонтовскую, Поспелихинскую и Шипуновскую. Повышенные концентрации УВ-газов в пробах снега зафиксированы преимущественно на Мамонтовской (~48 км² между пос. Мамонтово и автомобильной трассой Рубцовск — Поспелиха) и Поспелихинской (северо-восточнее пос. Поспелиха) площадях. Для подтверждения выделенных газогеохимических аномалий на этих площадях необходимо провести повторный

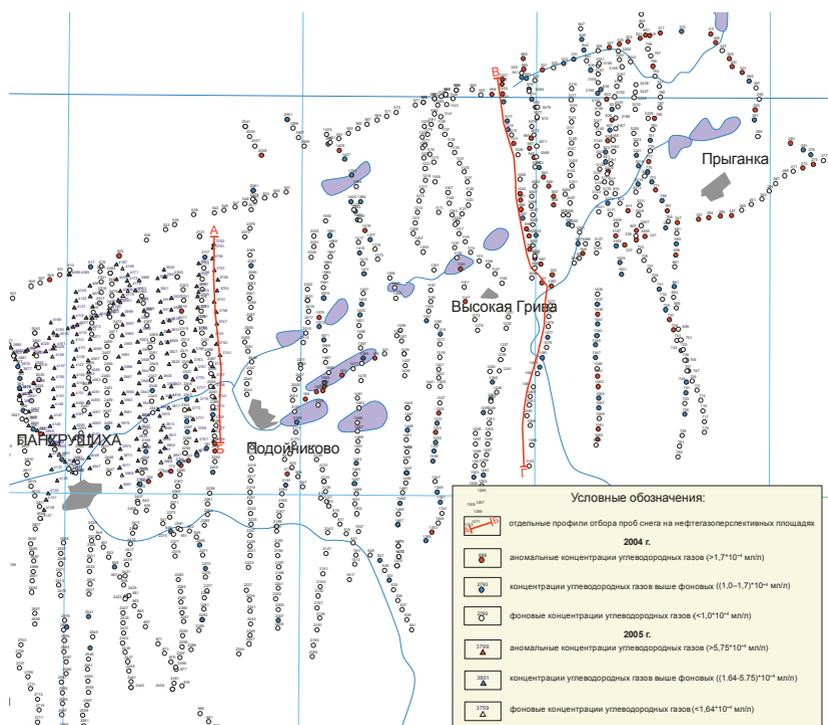
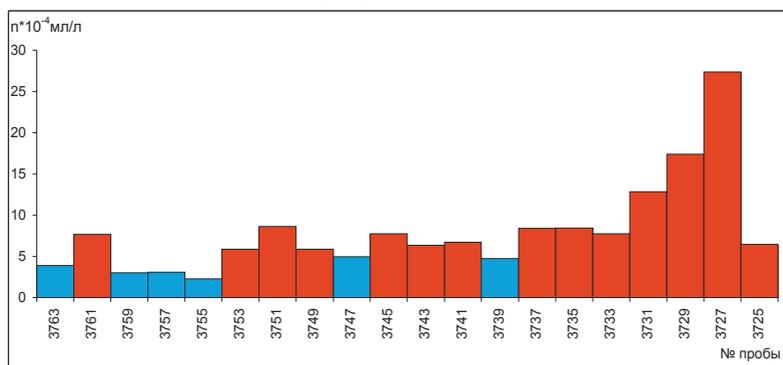


Рис. 30. Концентрации УВ-газов в пробах снега, отобранных на Панкрушинском участке в 2004–2005 гг.

отбор проб снега по более густой сетке профилей. В связи с этим данные площади отнесены только к категории малоперспективных объектов.

Интерпретация всех имеющихся газогеохимических данных по четырем изученным участкам Степного Алтая позволила сделать следующие выводы.

Профиль А-Б



Профиль В-Г

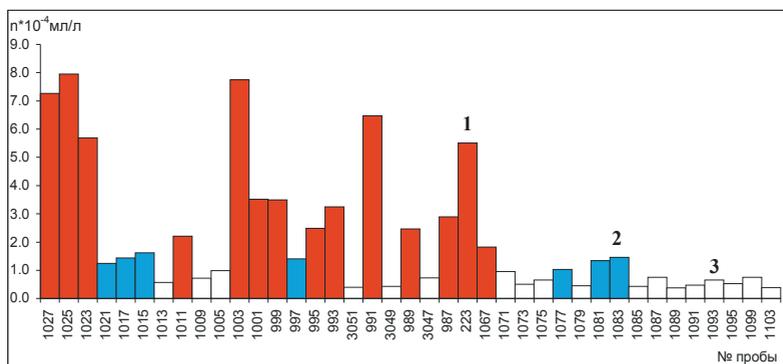


Рис. 31. Распределение концентраций ($n \cdot 10^{-4}$ мл/л) пентана и гексана ($C_5 + C_6$) в пробах снега по линии профилей А-Б и В-Г на Панкрушихинском участке: 1 — аномальные содержания УВ-газов; 2 — превышающие фоновые; 3 — фоновые

Наиболее перспективными объектами для нефтегазопроисловых работ являются три площади, расположенные в лесных массивах: севернее населенных пунктов Панкрушиха — Подойниково и Высокая Грива — Прыганка (Панкрушихинский участок); 15 км юго-восточнее пос. Тальменка (Тальменский участок). На этих площадях неоднократный отбор проб снега (мониторинг) в разные годы, в том числе по густой сетке профилей, подтвердил наличие устойчивых газогеохимических аномалий. Для постановки первоочередных нефтегазопроисловых работ на Панкрушихинском участке рекомендовано два объекта: высокоперспективная площадь севернее населенных пунктов Панкрушиха — Подойниково и среднеперспективная севернее пос. Высокая Грива — Прыганка. На Тальменском участке рекомендуется одна среднеперспективная площадь — лесной бор в 15 км юго-восточнее пос. Тальменка. К объектам второй очереди относятся остальные восемь малоперспективных площадей, выявленных в результате газогеохимической съемки по снегу. Постановка дополнительных работ на трех остальных малоперспективных площадях Тальменского участка, где уже выбрана одна среднеперспективная площадь, не требуется [Комплексный научный..., 2006ф; Прямые поиски..., 2007].

На четырех малоперспективных площадях Залесовского и Шипуновского участков возможна постановка дополнительных работ по газогеохимической съемке по снегу для подтверждения выделенных аномалий, их оконтуривания и дальнейшего выбора из них наиболее перспективных объектов второй очереди. Не исключено, что после дополнительных работ на малоперспективных площадях они будут переведены в более высокую категорию перспективности. На отмеченных выше трех рекомендуемых в разной степени перспективных площадях (1 — севернее населенных пунктов Панкрушиха — Подойниково; 2 — севернее пос. Высокая Грива — Прыганка; 3 — юго-восточнее пос. Тальменка) на Панкрушихинском и Тальменском участках необходимо провести детальные площадные сейсморазведочные работы, которые должны выявить глубины залегания и внутреннее строение палеозойских толщ. На Панкрушихинском было рекомендовано бурение параметрической скважины глубиной 3,5 км с целью изучения геологического строения и оценки перспектив

нефтегазоносности отложений палеозоя. Местоположение скважины предполагалось уточнить после проведения площадных сейсмо-разведочных работ. По нашей рекомендации региональные работы через Панкрушихинский и Шипуновский участки начаты в 2006 г. ОАО «Сибнефтегеофизика» с целью определения глубины залегания палеозойских осадочных образований и выявления в них структур, благоприятных для скоплений УВ. Однако полученные геофизические материалы не удалось расшифровать, поскольку в палеозое не зафиксированы надежные отражающие горизонты.

Для создания эффективной методики прямых поисков залежей УВ комплексом наземных геохимических (газовая съемка по снегу) и геофизических методов в 2008 г. коллективом Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН были проведены опытно-методические работы на Веселовской и Восточно-Межовской структурах на севере Новосибирской области. В ландшафтном отношении территория представляет чередование лесных массивов с низинными (иногда слегка заболоченными) участками. В болотистой местности пробы снега не отбирались, так как лед в болотах является экраном для мигрирующих снизу УВ-газов. На этой территории было пробурено 15 поисково-разведочных скважин. На Веселовской структуре (скважина Веселовская-3, 4) получены промышленные притоки газоконденсата, а на Восточно-Межовской (8, 11, 12) — притоки нефти. В связи с ограниченным количеством пробуренных скважин на этих структурах залежи не оконтурены и поэтому не сданы в эксплуатацию. С одной стороны, это значительно усложняет использование данной территории в качестве эталонного участка для интерпретации геохимических материалов. С другой — есть и положительный фактор: снежный покров не загрязнен техногенными примесями. На этих участках и была проведена площадная газогеохимическая съемка по снегу по пяти профилям. Маршруты выбирались таким образом, чтобы они проходили через продуктивные и непродуктивные скважины (рис. 32). Расстояние между точками отбора проб составляло в основном 250 м, а на продуктивных участках — 150 м. Отбирались пробы по сейсмическим профилям, расстояние между которыми достигало 1000–2000 м. Отобрано 1000 проб снега.



Рис. 32. Отбор проб снега на Восточно-Межовском и Веселовском участках

В качестве основных показателей для выделения нефтегазоперспективных площадей использовались концентрации следующих УВ-газов в снежном покрове, которые были наиболее информативны при проведении газовой съемки по снегу на нефтяных месторождениях в других районах Западной Сибири: пропана (C_3H_6) — рис. 33; суммы предельных УВ C_2-C_4 (этан + пропан + изобутан + нормальный бутан) — рис. 34; суммы непредельных УВ C_2-C_4 (этилен + пропилен + сумма бутенов) — рис. 35; суммы предельных УВ C_2-C_4 + суммы непредельных УВ C_2-C_4 — рис. 36; суммы пентана и гексана (C_5+C_6) — рис. 37. Концентрации этих газов в пробах снега (фоновые значения, превышающие фоновые и аномальные содержания) на Веселовском и Восточно-Межовском участках приведены в табл. 4.

Таблица 4

Количество проб снега с разными концентрациями УВ-газов, отобранных на Веселовском и Восточно-Межовском участках, %

Концентрации газов	Количество проб снега с содержанием УВ-газов				
	Пропан (C_3H_6)	Σ предельных УВ C_2-C_4	Σ непредельных УВ C_2-C_4	Σ предельных УВ C_2-C_4 + Σ непредельных УВ C_2-C_4	Пентан + гексан (C_5+C_6)
Фоновые значения	9,65	60,59	64,03	54,35	50,26
Превышающие фоновые	65,06	21,80	22,04	29,49	32,11
Аномальные	25,29	17,61	13,93	16,16	17,63

Обобщение геохимических данных по содержанию различных УВ-газов в снеге на Восточно-Межовском и Веселовском участках показало, что главным нефтепоисковым критерием может служить в основном содержание пропана, остальные УВ-газы в этом отношении менее информативны.

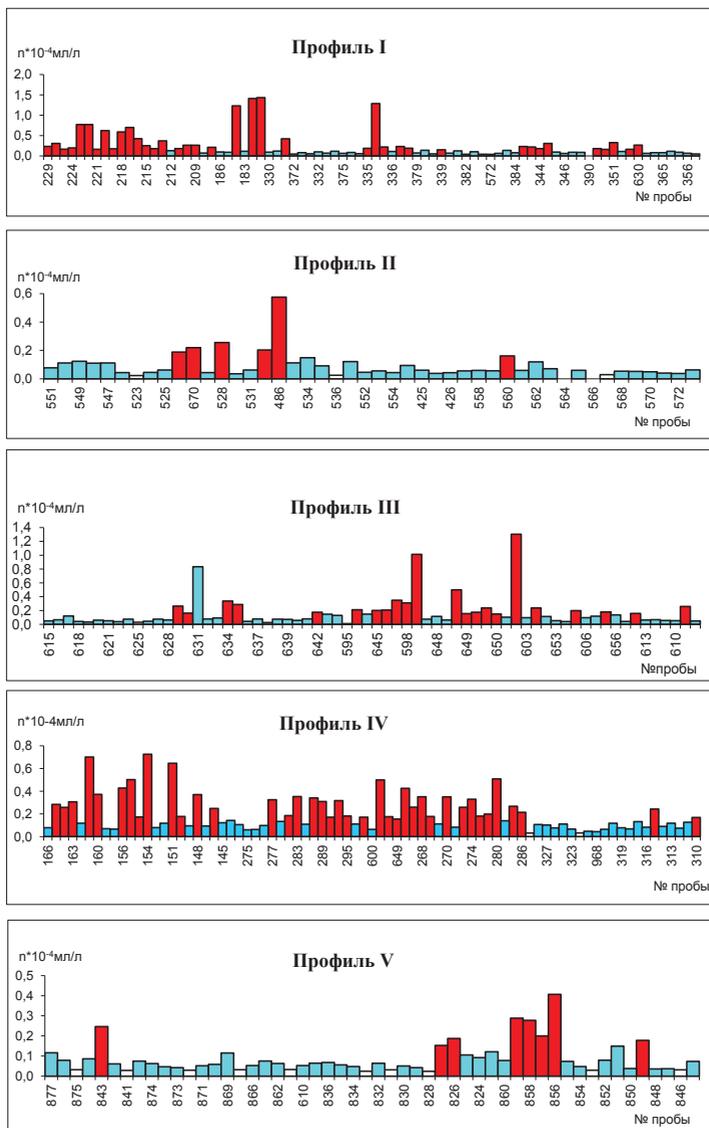


Рис. 33. Распределение концентраций ($n \cdot 10^{-4}$ мл/л) пропана в пробах снега по линии профилей I–V на Восточно-Межевском и Веселовском участках (усл. обозн. на рис. 31)

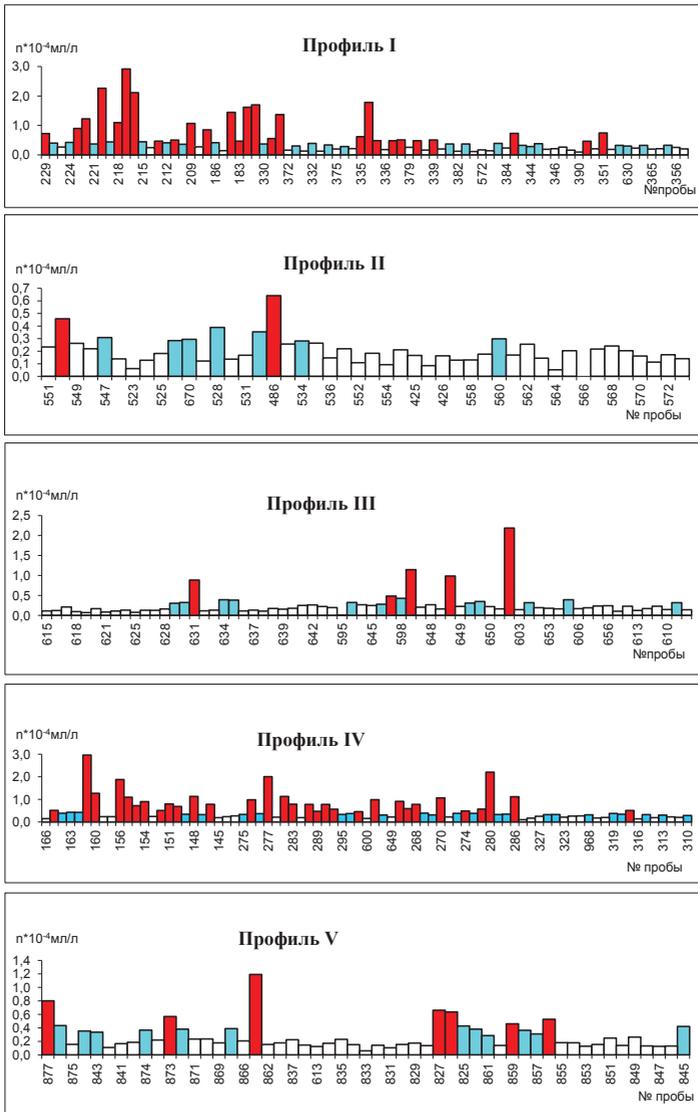


Рис. 34. Распределение концентраций ($n \cdot 10^{-4}$ мл/л) предельных УВ в пробах снега по линии профилей I–V на Восточно-Межовском и Веселовском участках (усл. обозн. на рис. 31)

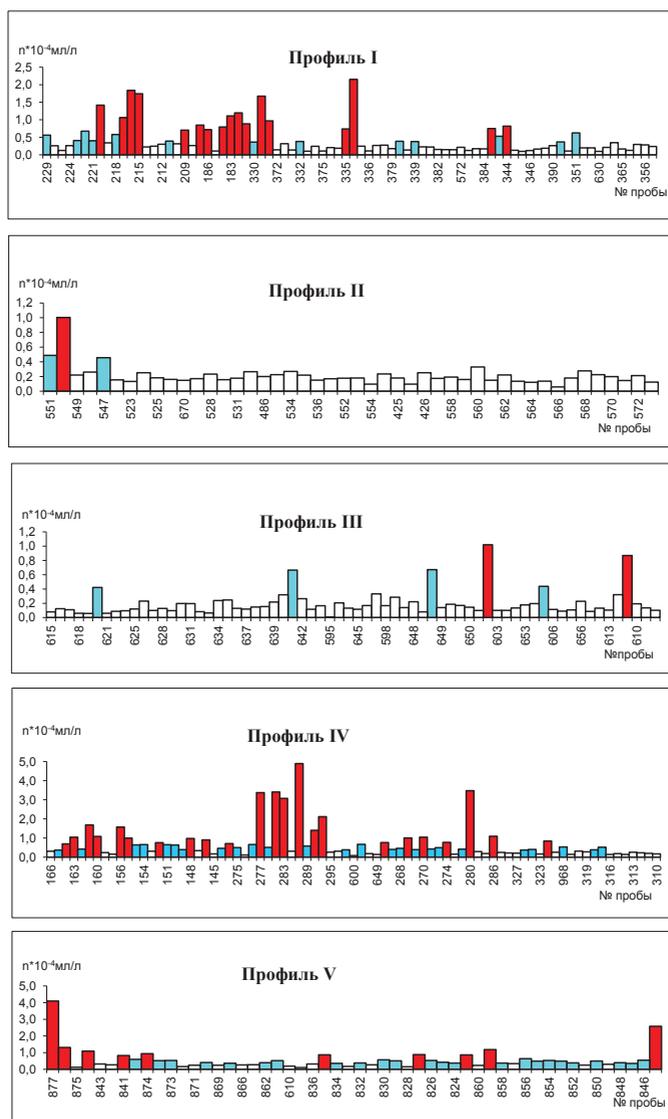


Рис. 35. Распределение концентраций ($n \cdot 10^{-4}$ мл/л) непредельных УВ в пробах снега по линии профилей I–V на Восточно-Межевском и Веселовском участках (усл. обозн. на рис. 31)

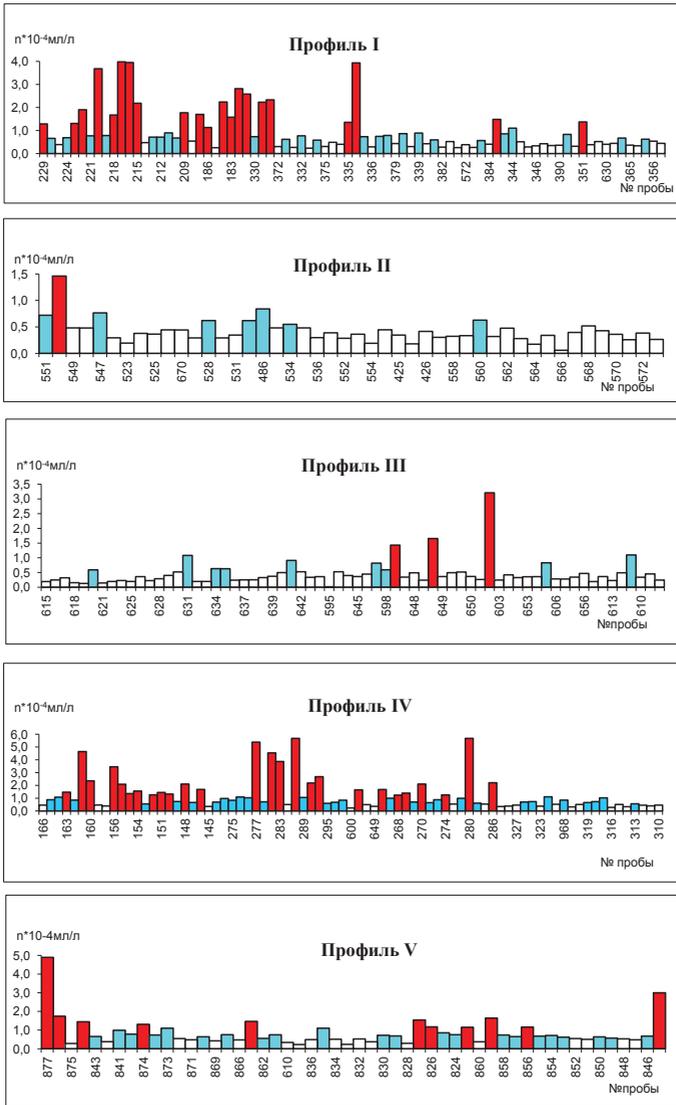


Рис. 36. Распределение концентраций ($n \cdot 10^{-4}$ мл/л) суммы предельных и не предельных УВ в пробах снега по линии профилей I-V на Восточно-Межовском и Веселовском участках (усл. обозн. на рис. 31)

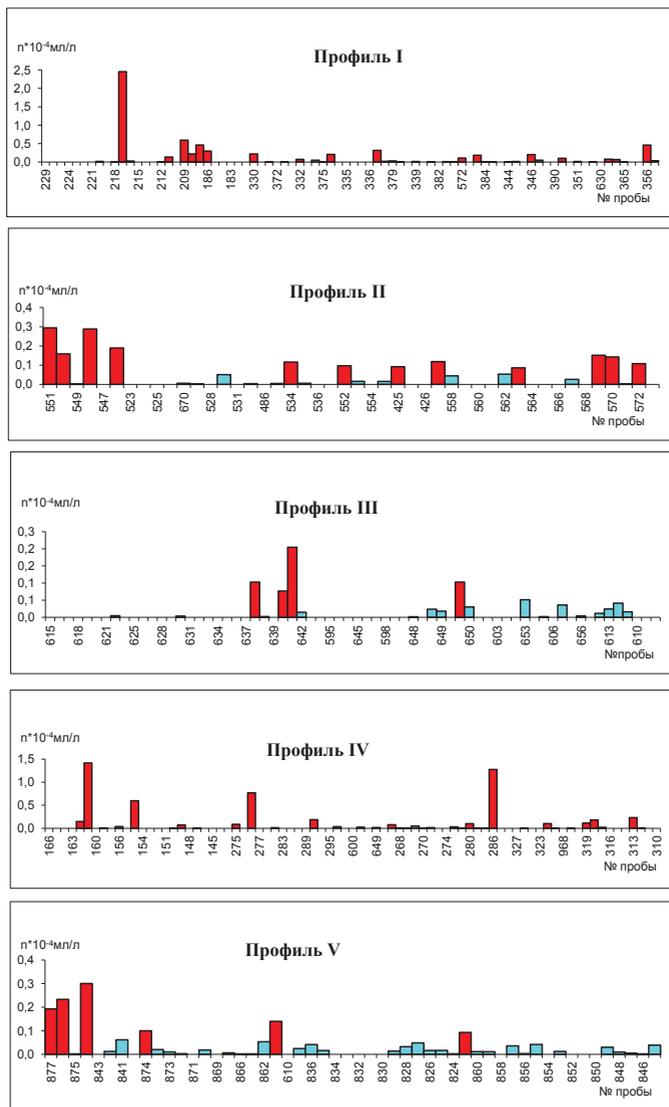


Рис. 37. Распределение концентраций ($n \cdot 10^{-4}$ мл/л) суммы пропана и гексана в пробах снега по линии профилей I–V на Восточно-Межовском и Веселовском участках (усл. обозн. на рис. 31)

Газопоисковым параметром являются концентрации всех указанных выше УВ-газов, за исключением суммы пентана и гексана (C_5+C_6). Поэтому далее подробно рассмотрены только содержания пропана (см. рис. 33). Его аномальные концентрации установлены в 25,29 % отобранных проб снега, 65,06 % выше фоновых значений, а 9,65 % — ниже. Пробы с повышенными содержаниями пропана выявлены в различных изученных районах. Тем не менее около продуктивной скважины Веселовская-3 (газоконденсат) сосредоточены пробы с аномальными (преобладают) и повышенными концентрациями пропана в снеге (профили III–IV, см. рис. 32). Фоновые его содержания зафиксированы только в единичных пробах. Превышение аномальных концентраций УВ-газов над их фоновыми значениями (контрастность) в пробах снега составляет 5–30. На отрезке широтного профиля III, расположенного между субмеридиональными профилями I и V и проходящего через продуктивную скважину Веселовская-3, отобрано 45 проб снега. Из них в 19 зафиксированы аномальные концентрации пропана, а в 23 — превышающие фоновые значения. Аналогичная ситуация отмечается на участке меридионального профиля IV между водоносными скважинами Веселовская-5 и 6. Здесь из 35 отобранных проб в 23 выявлены аномальные концентрации пропана, а в 11 — превышающие фоновые значения. Повышенные содержания пропана отмечаются также на субмеридиональном профиле V, расположенном между продуктивными скважинами Веселовская-3 и 1. Здесь из 51 отобранной пробы в 8 отмечаются аномальные концентрации пропана, в 33 его содержания превышают фоновые значения, а в остальных 10 — ниже фона [Создание эффективной..., 2008ф]. Как будет показано ниже, на этом профиле отмечаются также повышенные концентрации ароматических УВ: толуола, этилбензола, ортоксиллола и суммы мета- и параксилолов.

Аналогичная ситуация отмечается на севере рассматриваемой территории. Здесь на участке субмеридионального профиля I, проходящем через скважины Ургульская-4 и Межовская-101, выявлены преимущественно аномальные концентрации пропана в снеге, реже превышающие фоновые содержания.

Превышение аномальных концентраций УВ-газов над их фоновыми значениями (контрастность) в пробах снега здесь заметно больше и составляет 7–50. На участке профиля на север от скважины Межовская-101 отобрано 30 проб снега. Из них в 23 зафиксированы аномальные концентрации пропана, а в остальных они превышают фоновые значения. Как будет показано ниже, на этом профиле отмечаются также повышенные концентрации ароматических УВ: толуола, этилбензола, ортоксилола и суммы мета- и параксилолов. Аномальные концентрации пропана присутствуют в 12 пробах на небольшом профиле юго-восточного простирания от скважины Межовская-101. И хотя в этих скважинах при испытании была получена только вода, данный район пока не следует относить к бесперспективным, так как нельзя исключать миграцию УВ по наклонным каналам.

Высокие концентрации пропана зафиксированы и на Восточно-Межовском участке, вблизи продуктивных (нефть и нефть с водой) скважин Восточно-Межовская-8, 12, 11. Следует отметить, что в снеге преобладают повышенные и аномальные концентрации пропана при незначительном количестве фоновых. На отрезке профиля между нефтяными скважинами Восточно-Межовская-8 и 12 выявлены также повышенные концентрации ароматических УВ: толуола, этилбензола, ортоксилола и суммы мета- и параксилолов. Еще основатель газогеохимической съемки В. А. Соколов (1971) отмечал, что УВ C_{5-8} и более тяжелые типичны только для нефти. На участке субмеридионального профиля I между водоносными скважинами Восточно-Межовская-9 и Межовская-101 отобрано 38 проб снега. Из них в 12 зафиксированы аномальные концентрации пропана, а в 26 превышают фоновые значения. В отличие от рассмотренных выше участков, здесь выявлено существенно меньше проб с аномальными содержаниями пропана. Хотя, как будет показано ниже, на этом профиле преобладают повышенные концентрации ароматических УВ: толуола, этилбензола, ортоксилола и суммы мета- и параксилолов. Сгущение точек отбора проб с аномальными и повышенными концентрациями пропана отмечается и в других районах: северо-западнее пос. Веселая, юго-восточнее скважины Восточно-Межовская-10. В целом по этому показателю значительная терри-

тория рассмотренных участков перспективна для постановки нефтегазопроисковых работ.

Следует отметить, что в пробах снега, отобранных рядом с водоносными скважинами Межовская-101 и Ургульская-4, зафиксированы преимущественно аномальные и повышенные концентрации практически всех изученных газов. Из этого можно предположить, что миграция УВ-газов на этом участке происходила не вертикально, а, возможно, по наклонным каналам. Ими могут быть разломы, зоны трещиноватости и другие флюидопроводящие каналы. Для выяснения реального расположения глубинной залежи УВ существенную помощь могут оказать данные сейсморазведки. В то же время на Веселовском участке повышенные содержания практически всех УВ-газов (кроме суммы пентана и гексана) зафиксированы непосредственно вблизи продуктивной скважины Веселовская-3 [Создание эффективной..., 2008ф].

С целью отработки методики применения **пассивных концентраторов** для прямых поисков залежей УВ на Веселовском и Восточно-Межовском месторождениях Новосибирской области была отобрана 261 проба снега в тех же точках, что и для рассмотренной выше традиционной газогеохимической снежной съемки. С использованием искусственных ПК исследовались ароматические УВ C_6 - C_8 , тогда как ранее изучались УВ-газы C_2 - C_6 . Пробы отбирались в стеклянные банки емкостью 1000 мл с завинчивающимися крышками с тонкими уплотнительными прокладками из силиконовой резины (рис. 38). Банки и крышки перед отбором пробы тщательно отмывались, крышки кипятились в воде 20–30 мин. Контрольные измерения содержания ароматических УВ в подготовленных банках показали их отсутствие. Банка заполнялась снегом из приземного слоя, и в нее помещался контейнер (стеклянный пузырек) емкостью 15 мл с чистым ПК. Контейнер закрывался пористым тефлоновым фильтром, который предохраняет концентратор от попадания в контейнер воды, земли, грязи, но не задерживает пары УВ. В банке контейнер с концентратором устанавливался с держателем, который предотвращал его переворачивание. После установки в банку со снегом контейнера с концентратором она плотно закрывалась

крышкой и в таком виде перевозилась в лабораторию для анализа. Герметично закрытые банки с отобранными пробами снега прогревались до полного его таяния. Банки с водой и концентраторы выдерживались не менее 4 ч до установления равновесия системы «вода — воздух — концентратор». Концентратор извлекали из банки непосредственно перед анализом и устанавливали в устройство ввода хроматографа. При вскрытии банки измерялись температура и объем воды (талый снег). В пробах определялось наличие следующих ароматических УВ: бензола (рис. 39), толуола (рис. 40), этилбензола (рис. 41), суммы мета- и параксилолов (рис. 42), ортоксилола (рис. 43). На рис. 44 показаны хроматографические пики с временем выхода этих соединений.

После окончания анализа проводились контрольные измерения воздуха, содержащего известную концентрацию ароматических УВ (например, толуола). На первой стадии интерпретации результатов геохимической снежной съемки выявлены процентные содержания ароматических УВ в пробах по следующим уровням: аномальные, превышающие фон и на уровне фона (табл. 5).



Рис. 38. Отбор пробы снега в стеклянную банку с ПК

Таблица 5

**Содержания ароматических УВ в пробах снега
на Восточно-Межовском и Веселовском участках, %
[Создание эффективной..., 2008ф]**

Вещество	Концентрация		
	Аномальная	Превышающая фон	На уровне фона
Бензол	8	35	57
Толуол	14	51	35
Этилбензол	12	73	15
Мета- и параксилолы	23	54	23
Ортоксилол	14	81	5

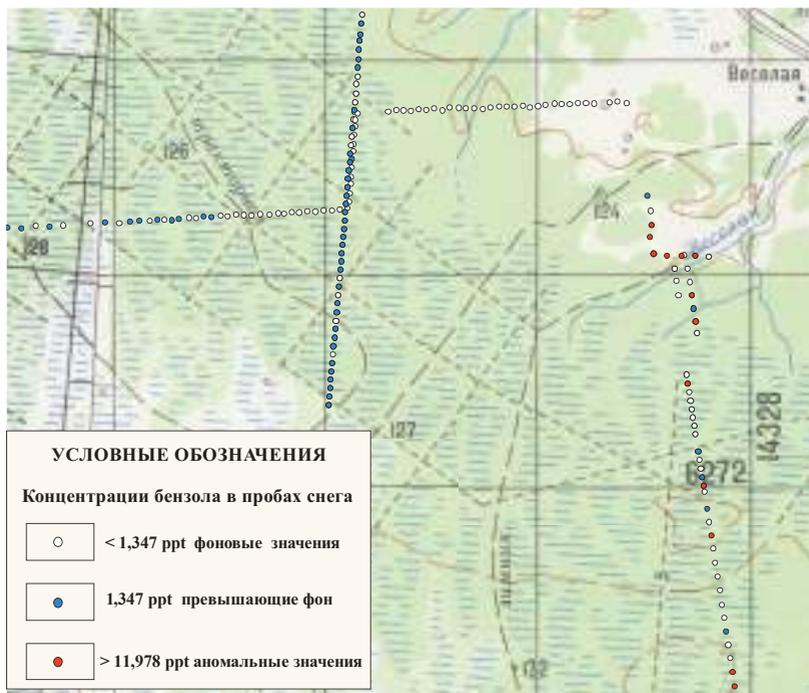


Рис. 39. Распределение бензола в пробах снега
на Восточно-Межовском и Веселовском участках

Анализ распределения концентраций по маршрутным профилям показывает, что заметная часть условно легких ароматических УВ (бензол, толуол, этилбензол) имеет концентрацию выше фона или аномальную вдоль профиля на Веселовском участке между продуктивными скважинами Веселовская-3 и 1 (газоконденсат). Концентрации этих УВ в большинстве проб на Восточно-Межовском участке (вблизи продуктивных скважин Восточно-Межовская-8, 11, 12 — нефть и нефть с водой) превышают фон, но нет аномальных содержаний [Создание эффективной..., 2008ф].

Несколько иная картина наблюдается при распределении суммы мета- и параксилолов и отдельно ортоксилола. Так, между продук-

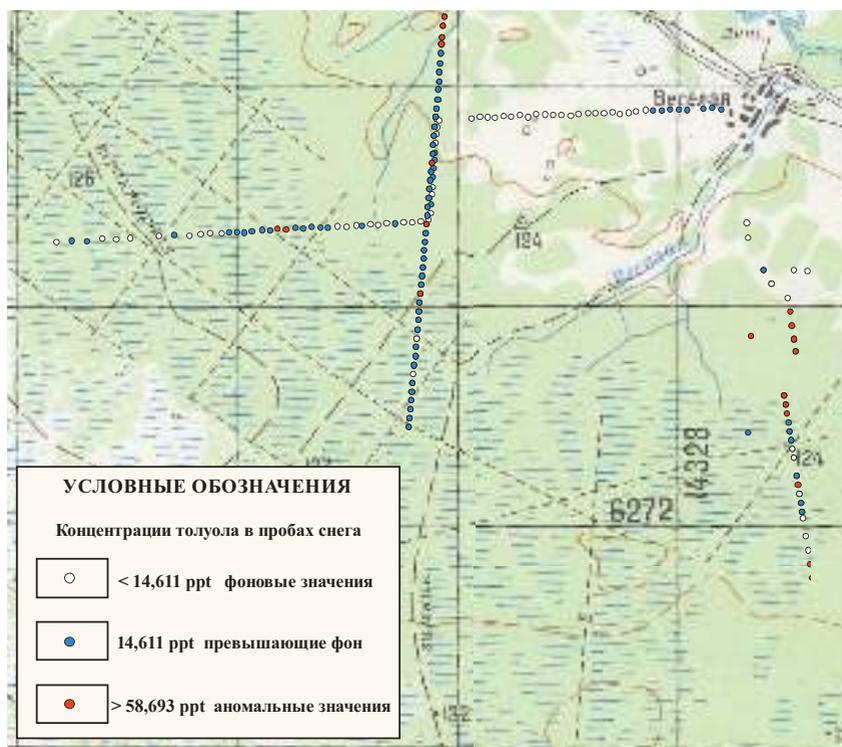


Рис. 40. Распределение толуола в пробах снега на Восточно-Межовском и Веселовском участках

тивными скважинами Веселовская-3 и 1 аномальные концентрации ортоксилола и этилбензола установлены в 30 % точек, а сумма мета- и параксилолов — в 47 %. На двух профилях Восточно-Межовского участка сумма аномальных концентраций мета- и параксилолов зафиксирована в 19 % проб, а толуола — в 9 %. Концентрация ортоксилола на этих двух профилях всегда превышает фон и только в 6 % точек имеет аномальные значения (около продуктивной скважины Восточно-Межовская-12). В этом же месте отмечаются и аномальные значения суммы мета- и параксилолов.

Таким образом, по содержанию ароматических УВ можно выделять перспективные территории для постановки нефтегазопоиско-

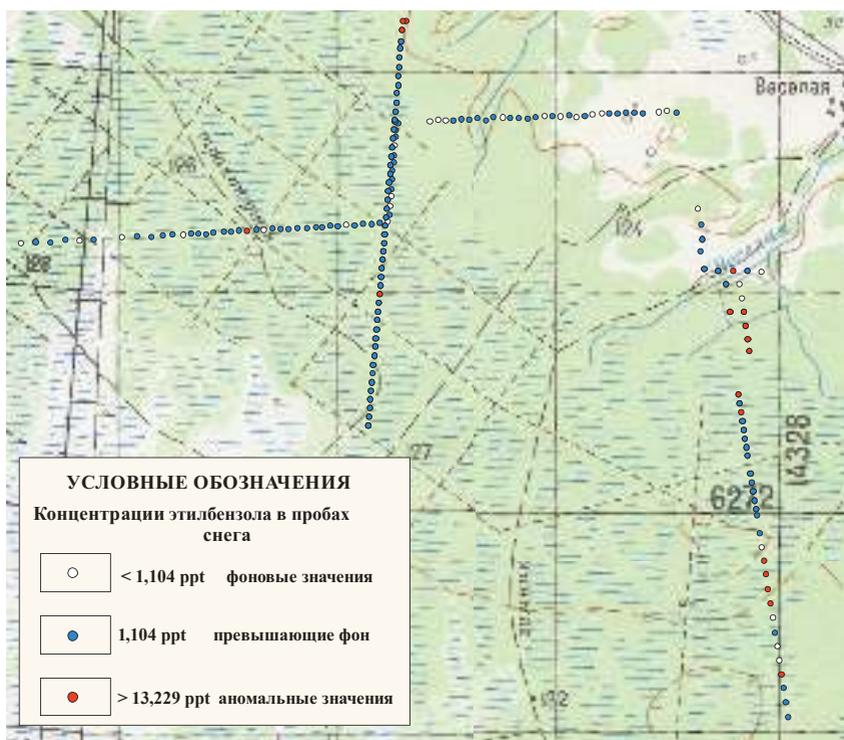


Рис. 41. Распределение этилбензола в пробах снега на Восточно-Межовском и Веселовском участках

вых работ. Из табл. 5 видно, что кроме бензола концентрации других ароматических УВ в подавляющем большинстве проб превышают фон [Создание эффективной..., 2008ф].

Ниже кратко изложены результаты газогеохимических съемок по снегу в Западной Сибири других организаций. В 2001 г. коллективом ЗАО НИЦ «Югранефтегаз» для оценки перспектив нефтегазоносности Ярхутаяхского и Мантойского лицензионных участков на юге полуострова Ямал была проведена геохимическая съемка по снежному покрову (отобрано 7000 проб на площади ~6000 км²) [Катаев, Борковский, Верес, 2007]. При этом вся исследованная территория была покрыта равномерной сеткой точек отбора 1 × 1 км. Более детально изучены те геохимические аномалии, которые были выявлены уже в период полевых работ. Пробы снега отбирались с помощью специального пробоотборника из самого нижнего слоя

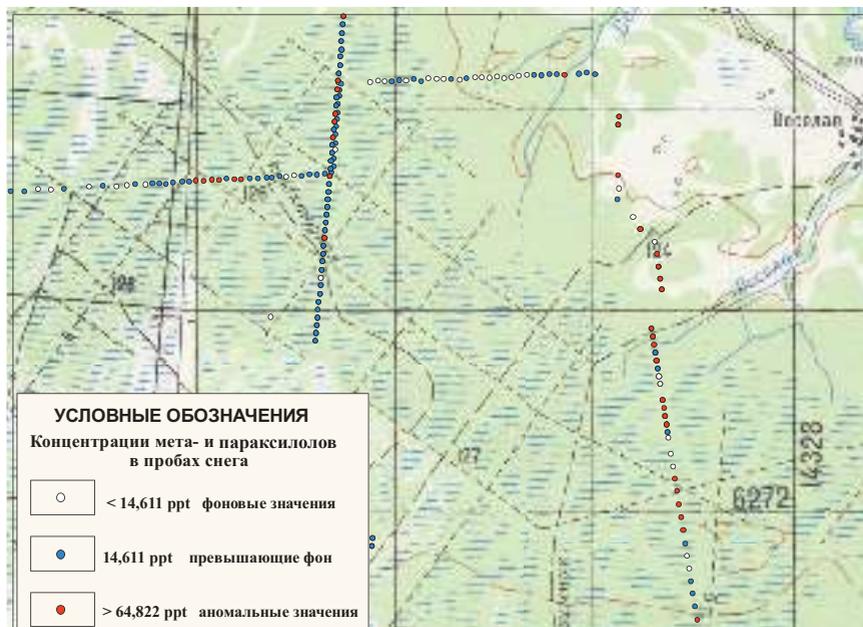


Рис. 42. Распределение мета- и параксилолов в пробах снега на Восточно-Межовском и Веселовском участках

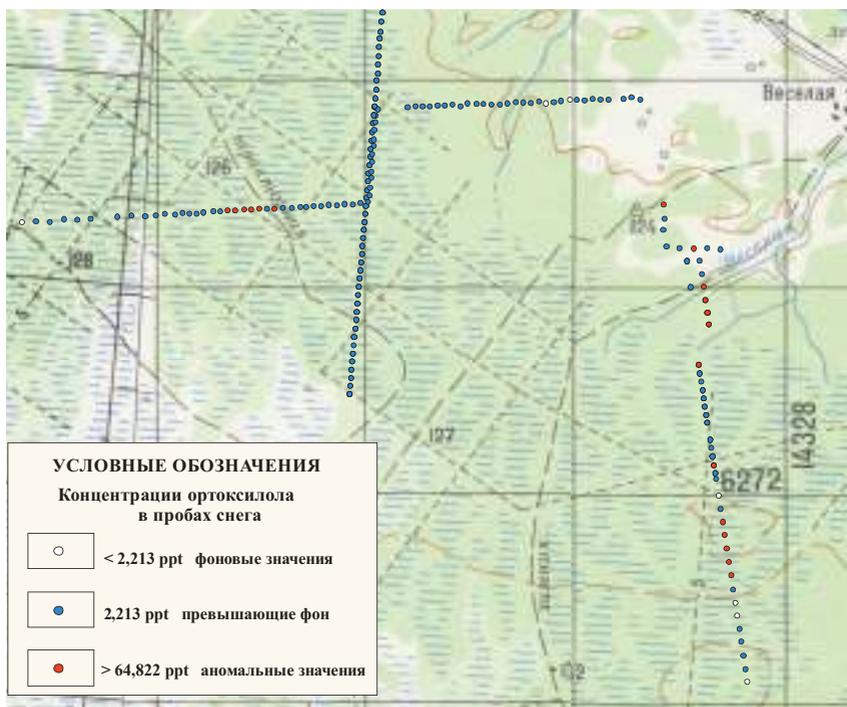


Рис. 43. Распределение ортоксилосила в пробах снега на Восточно-Межовском и Веселовском участках

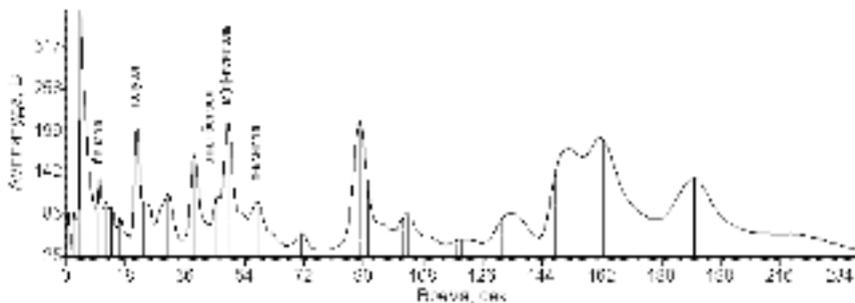


Рис. 44. Типовая хроматограмма равновесных паров веществ, отобранных из снега с помощью ПК [Создание эффективной..., 2008ф]

снежного покрова (~5 см от земной поверхности) и сразу же герметизировались металлическими крышками в стеклянных банках емкостью 0,5 л. Для исключения окисления УВ в процессе хранения проб они доставлялись в лабораторию на протяжении 1–2 дней и исследовались не более 5 дней с момента отбора. Транспортировались и хранились пробы до начала анализов при отрицательных температурах. Из снега извлекались сорбированные газы, и на хроматографе определялся их количественный и качественный состав. Выявлены УВ метанового ряда (от метана до гексана включительно), более тяжелые УВ не установлены. При этом количество и состав углеводородных компонентов в разных пробах существенно меняются.

Для Ярхутаяхского участка характерно более высокое содержание в снеге метана и его ближайших гомологов (этана и пропана), а для Мантойского — более тяжелых его гомологов (бутанов, пентанов и гексанов). Обработка результатов съемки позволила выявить несколько геохимических аномалий разных размеров по каждому параметру. Конечным результатом интерпретации данных было выделение комплексных геохимических аномалий. Это производилось с учетом граничных фоновых значений по каждому из анализируемых показателей и с использованием нормирования содержания отдельных гомологов метана с предельными значениями фонового поля для данного гомолога. На значительных по площади геохимических аномалиях комплексная интерпретация свидетельствует о возможном наличии залежей УВ в средне-нижнеюрских отложениях и в коре выветривания доюрского фундамента. На Ярхутаяхском участке самой крупной по размерам положительной структурой является одноименное поднятие. На его изученной части геохимические аномалии сосредоточены в основном на юго-востоке периклинали, юго-западном и северо-восточном крыльях. Аномалии сосредоточены преимущественно в зонах увеличения мощности юрских толщ.

Ситуация становится более понятной при сопоставлении геохимических данных с картой интервальных времен пробега сейсмических волн между отражающими горизонтами B_3 -А. Все геохимические аномалии расположены в зонах средних и больших значений времени пробега сейсмических волн, т. е. в районах самых больших и сред-

них мощностей юрских отложений, сокращение мощности которых сопровождается исчезновением аномалий. Это с высокой степенью вероятности указывает на приуроченность залежей УВ к юрским толщам. При этом ловушки УВ могут быть связаны с выклиниванием пластов-коллекторов в направлении свода Яرخутаяхского поднятия. Геохимическим аномалиям в южной части участка, вытянутым в субширотном направлении, соответствуют узкие приподнятые блоки фундамента. В перекрывающих их отложениях ловушки УВ могут быть связаны со структурами конседиментационными и облекания, выклиниванием пластов-коллекторов к своду приподнятого блока в юрских отложениях [Катаев, Борковский, Верес, 2007].

На Мантийской площади по сейсмическим данным в платформенном чехле непрерывно прослеживаются лишь два опорных горизонта (ОГ): А (подшва осадочного чехла) и M^1 (апт). В верхних горизонтах палеозоя локально картируются две пологозалегающие границы A_1 и A_2 , по которым вырисовываются поднятия IV порядка. По этой причине структурные построения по большинству ОГ охватывают лишь небольшую часть участка. Самые значительные по площади и наиболее контрастные комплексные геохимические аномалии находятся за пределами территории, изученной детальными сейсморазведочными работами.

Наиболее интересные результаты получены при сопоставлении карты комплексных геохимических аномалий со структурными построениями по опорному горизонту T_2 (нижняя юра). Аномалии приурочены к пониженным участкам поверхности T_2 и зонам перехода от пониженных участков к повышенным. Так, небольшая аномалия расположена над самой пониженной частью Центрально-Мантийской впадины и примыкает к тектоническому нарушению. Обширная зона аномалий субширотного простирания протягивается далее на восток. В пределах исследованной сейсморазведкой территории указанная зона аномалий находится над ловушкой, которая ограничивается тектоническим нарушением с юга и линией окончания прослеживания опорного горизонта T_2 с северо-запада в направлении его подъема. Это свидетельствует о наиболее вероятном нахождении залежей УВ именно в юрских отложениях.

Указанная зона геохимических аномалий располагается также над тектоническим блоком по опорному горизонту А. Этот блок ограничен с юга и северо-запада двумя пересекающимися тектоническими нарушениями. Поскольку поверхность горизонта А в направлении пересечения нарушений поднимается, то здесь образуется комбинированная структурно-тектоническая ловушка значительных размеров. Этот объект является одним из наиболее перспективных и требует первоочередной постановки геологоразведочных работ. Скважины, пробуренные в рассматриваемом районе до постановки съемки, не выявили залежей УВ и находятся за пределами аномалий. Одна скважина была начата бурением в период проведения съемки и по ее результатам прогнозировалась как непродуктивная. Испытание скважины подтвердило это [Катаев, Борковский, Верес, 2007].

Представление некоторых специалистов о влиянии на результаты газогеохимической съемки вечной мерзлоты в районе прибрежной зоны Байдарацкой губы и таликов, приуроченных к крупным озерам и рекам, не подтвердилось. Установлено, что мерзлота не является препятствием для фильтрации УВ из недр земли в снежный покров, а ее структура не влияет на распределение содержания УВ в снеге. Это подтверждает не только наличие УВ в том или ином количестве во всех отобранных пробах, но и анализ соотношения зон повышенного и аномального содержания УВ с формами рельефа и гидрографической сетью на исследованной территории, к которым не привязаны геохимические аномалии. Таликам в зоне вечной мерзлоты должны соответствовать понижения в рельефе в виде озер и болот. Однако повышенные содержания УВ в снежном покрове образуют поля, охватывающие как пониженные, так и повышенные формы рельефа. Это характерно и для прибрежной части Байдарацкой губы, и для остальной исследованной территории. Так, небольшие по площади и контрастности аномалии по содержанию УВ в снеге в районе оз. Хэто расположены над озером и окружающими ее повышенными формами рельефа. То же характерно для всей территории, охваченной геохимической съемкой [Катаев, Борковский, Верес, 2007].

Комплексная интерпретация геохимических и геолого-геофизических данных по Ярухутаяхскому и Мантойскому участкам Южного

Ямала показала, что на территориях, покрытых детальными сейсморазведочными работами, площадное расположение комплексных геохимических аномалий соответствует не всем структурным построениям по отражающим горизонтам в вышележащих толщах, а только некоторым объектам в юрских отложениях. Соотношение пространственного положения комплексных геохимических аномалий и распределения мощностей юрских толщ в пределах Ярхута-яхского поднятия указывает на приуроченность аномалий к зонам повышенных мощностей юры. При сопоставлении геохимических данных с временными разрезами ОГТ по линиям многих сейсмических профилей структурные или литологические ловушки, соответствующие положению аномально высоких содержаний УВ в снеге, могут прогнозироваться только в юрских толщах. Узкие геохимические аномалии субширотного простирания часто расположены над тектоническими выступами палеозойского фундамента, а структуры облекания и конседиментационные на сейсмопрофилях прогнозируются только в юре [Катаев, Борковский, Верес, 2007].

На территории Западной Сибири коллективами ООО «Экспертные системы» и Тюменского государственного нефтегазового университета многие годы проводились работы по изучению углеводородных проявлений на земной поверхности [Проблемы развития..., 1996; Локализация промышленных..., 2003; Геохимическая съемка..., 2005]. Цель этих исследований — систематизация новых геологических результатов, полученных при широком применении снежной съемки для поисков залежей нефти и газа. В 2000 г. такая съемка была проведена на Урненском нефтяном месторождении Урненско-Усановского блока. Отбор проб проводился по сейсмопрофилям с шагом 500 м на перспективных по предварительным данным участках и 1000 м — на остальной территории. Всего было отобрано 720 проб на площади ~840 км². Результаты геохимической съемки сопоставляли с имеющейся на тот момент геологической информацией: сейсмопланом по кровле пласта Ю₁ и характером его насыщения по данным бурения. Авторами выявлен закономерный характер распределения гомологов метана в снежном покрове. Наиболее контрастные геохимические аномалии совпали в плане с куполами локальных поднятий

и местами повышения угла наклона структурной поверхности. Пробы с нулевыми значениями газосодержания снега на разбуренных участках месторождения (южный склон Усановской структуры) либо приходились на прогнозный ВНК, либо были вблизи него. Ряд скважин, не обнаруживших коллектора, оказались в зоне высококонтрастных аномалий. Сделан вывод, что локальные поднятия и другие особенности тектоники порождают дополнительные миграционные каналы, которые при наличии нефтеносного пласта формируют контрастные зоны аномальных концентраций рассеянных УВ. Естественно, выклинивание нефтеносного комплекса к выступу фундамента будет характеризоваться наиболее мощным миграционным потоком. Снижение геохимического сигнала до нуля явно связано с замещением нефти в коллекторе водой. Водонасыщенные участки коллектора так же проявляют себя в газонасыщенности снега, но такие явления фрагментарны, не составляют консолидированных геохимических полей и отличаются по компонентному составу. В результате комплексной интерпретации в целом подтверждено строение залежи, в том числе внутренний контур, скорректированы прогнозные границы продуктивности. Так, остановленная в 1998 г. скважина 32 располагалась за контуром продуктивности. После добуривания в 2002 г. она дала приток нефти. Данные по результатам 3D-сейсморазведки на куполе Усановской структуры подтвердили высокую степень корреляции геохимического сигнала с геологическим строением разреза, а также факт выклинивания нефтеносного пласта.

В 2003 г. указанными выше коллективами решалась задача диагностики выявленных сейсморазведкой локальных ловушек на Восточно-Тэрельском поисковом блоке. Осложняющим фактором явилось то, что геохимический сигнал был комплексным: в районе залегают газоносные пласты газалинской пачки кузнецовской свиты (турон) и нефтеносные отложения верхней юры (сиговская свита). Определен геохимический критерий картирования сигнала нефтеносных толщ юры — сумма гомологов метана $C_2H_8 - C_5H_{12}$. Поисковые объекты дифференцировались по количественному признаку. Ряд локальных поднятий отнесен в разряд неперспективных из-за устойчиво малого геохимического сигнала. Интенсивность

газопроявлений в районе других целевых объектов изучалась в комплексе с данными сейсморазведки и бурения. По характеру корреляции геохимического сигнала и строения юрских отложений, а также с учетом результатов газового каротажа и ГИС ближайших скважин определен источник сигнала — продуктивные коллектора в нижнесиговской подсвите. Наиболее контрастные аномалии локализовались по периферии перспективного объекта. Поэтому был сделан вывод, что граница залежи в районе геохимической съемки контролируется экранирующими свойствами перекрывающих пород. На этом эффекте базируются классические для геохимии представления о кольцевых аномалиях как о признаке ловушки. В соответствии с этим даны характеристики нескольким геологическим объектам и прогноз контуров их нефтеносности, подтвержденный бурением: продуктивность юрских отложений внутри контура на Восточно-Тэрельском участке доказана тремя скважинами.

При изучении геохимического поля Тазовского месторождения также решалась задача дифференциации источников геохимического сигнала, так как газосодержание снега являлось результатом дегазации нескольких продуктивных горизонтов: в сеномане, неокме и средней юре. При изучении взаимодействия отношения суммы УВ-газов от этана до бутана к пентану ($УВ\text{-газ}/C_5$) со структурным планом и суммы УВ-газов со схемой изохрон по пласту Ю₂ обнаружилось, что признаки нефти с высоким содержанием легких УВ-газов сосредоточены вокруг поля, расположенного над положительной структурой. Это поле охватывает ее купол, характеризующийся минимальными значениями интенсивности, по краям которой повышается доля УВ-газов в общем миграционном потоке относительно жидких (пентан) УВ. Таким образом, установлено соответствие распределения УВ-газов в снеге структурному плану и результатам испытания скважин. Исходя из предположения, что это является признаками эффективной покрышки над нефтенасыщенным коллектором в юре, выделена область с наибольшими геохимическими признаками залежи в пласте Ю₂. Контур газоносности лучше всего прослеживается по карте содержаний гомологов метана, источником которых являются нефти ачимовских и ниже-

лежащих отложений. Причем состав нефтяных газов претерпевает столь незначительные изменения, что под газовой залежью удалось выделить участок с промышленными перспективами юрских толщ. Карта интенсивности метанопроявлений также позволяет оконтурить залежь. При этом «ураганных» аномалий над залежью нет, все они расположены на контуре. Электроразведочные работы показали наличие над газовыми месторождениями особых зон повышенной газонасыщенности пород, достигающих поверхности.

Для нефтяной залежи на Южно-Киняминской структуре произведено картирование газопроявлений, что позволило уточнить положение внешнего и предположить наличие внутренних контуров продуктивности. Узкая зона «ураганных» значений содержания УВ-газов, проходящая через купол структуры и разделяющая залежь на два блока, была охарактеризована как зона деструкции покрышки. Совпадение в плане выявленных участков повышенной обводненности коллектора с увеличением глубин залегания кровли основного нефтеносного пласта Ю₁ к юго-западу от Южно-Киняминской структуры и на северо-востоке позволяет уверенно ограничить залежь в этих направлениях. В то же время часть восточной границы залежи слабо обоснована геохимическими данными, хотя и подкрепленными структурными построениями. Обобщая опыт работы, авторы отмечают, что отрицательный по геохимии прогноз проверен и подтвержден 30 скважинами [Геохимическая съемка..., 2005]. В пределах перспективных участков пробурено 17 скважин, и только две из них не дали притоков нефти или газа. По результатам этих работ на Уренском, Южно-Киняминском, Восточно-Тэрельском и Тазовском месторождениях авторами сделан вывод о возможности повышения информативности геофизических методов за счет комплексирования их результатов с геохимическими.

В заключение этого раздела необходимо отметить следующее. Основные преимущества рассмотренной технологии связаны с использованием снега, который создает однородную среду поглощения УВ и тем самым позволяет локализовать места изменения состава сорбированных газов, связанные с границами нефтегазоносности. Накопленный опыт помогает проводить высокочувствительный

анализ газосодержания снега, трассировать и квалифицировать границы. Результатом газогеохимической съемки могут быть карты: разделения территории на зоны по перспективности; распространения покрывки над нефтеносным коллектором; прогноза контуров продуктивности. На основе этих построений объемы более дорогих геологоразведочных работ размещаются в тех местах, где выявлены прямые признаки нефтегазоносности. Размеры выделяемых первоочередных участков обычно не превышают 10–20 % от площади поиска. Таким образом, газогеохимические работы создают экономию средств и времени. В условиях Западной Сибири при исследовании малоамплитудных и неструктурных ловушек эффективность геофизических методов не всегда оказывается достаточно высокой. В сложных геологических условиях (для сейсморазведки, в частности, при недостаточности знания о распределении скоростей распространения упругих колебаний в надпродуктивных отложениях) возникает неоднозначность моделей нефтегазоносности. Здесь необходимо привлекать дополнительные методы. В то же время данные площадных газогеохимических исследований демонстрируют связь геохимических аномалий с нефтеносностью независимо от глубины залегания залежи. При комплексном изучении геохимических полей и результатов сейсморазведки появляется возможность точнее связать структурный план с нефтеносностью.

При интерпретации результатов газовой съемки по снегу необходимо помнить, что их достоверность во многом зависит от соблюдения технологии отбора, герметизации, транспортировки и хранения проб, а также от методик их лабораторных исследований. Последствия нарушения установленных опытным путем и многократно проверенных правил могут привести к существенным искажениям результатов съемки. Поэтому при полевых работах необходимо строго выполнять следующие требования [Вышемирский, Конторович, Пастух, 1992; Результаты применения..., 1995; Вышемирский, Конторович, Фомин, 2002].

1. По возможности чаще отбирать контрольные пробы.
2. Оптимальная глубина отбора должна обеспечивать однородность среды опробования и достаточно большие содержания ана-

лизируемых газов. Практика показывает, что этим условиям лучше всего удовлетворяет нижняя часть снежного покрова, поскольку она существует более длительное время. С удалением от поверхности почвы от 0,3 до 1,0 м суммарное содержание в снеге гомологов метана вне аномалий уменьшается в среднем в 2,1 раза, а на аномалиях — в 5,3. В том же направлении резко снижается контрастность аномалий. Такие соотношения, вероятно, определяются тем, что нижняя часть снежного покрова удерживается более продолжительное время, чем верхняя, а также тем, что экранирующая его способность, видимо, пропорциональна толщине. Из этого следуют три вывода. Во-первых, газовую съемку предпочтительно проводить в конце зимы перед таянием снежного покрова, который уже пролежал длительное время. Во-вторых, газометрические карты и профили необходимо строить по пробам, отобранным с одной высоты над поверхностью почвы. В-третьих, чем ближе к поверхности почвы отбираются пробы снега, тем контрастнее и надежнее газовые аномалии. Однако в нижней части снежного покрова встречаются остатки травы, листьев и стеблей растений, с которыми нередко связаны мелкие скопления УВ-газов, искажающие результаты съемки. Поэтому пробы снега необходимо отбирать выше поверхности земли на 15–20 см. Это осуществляется еще по другим причинам: исключить попадание в пробу снега из приповерхностного слоя, загрязненного при ветровой эрозии обнаженных участков почв в период начала образования снежного покрова; опытно-методические работы показали, что контрастность геохимических аномалий с удалением от поверхности земли резко снижается. В конце зимнего сезона снег обычно уплотняется, анализируемый снежный слой опускается, и тогда пробы снега следует отбирать из самого нижнего слоя снежного покрова (10–15 см от поверхности).

3. Объем пробы снега должен обеспечивать получение необходимого для проведения анализа количества талой воды.

4. Пробы необходимо отбирать в чистую герметичную посуду. При этом должна быть исключена возможность техногенного загрязнения УВ (пропан, бутаны, бензин) проб снега.

5. Координаты каждой точки отбора проб должны быть определены с достаточной точностью, зависящей от масштаба проводимых работ.

6. Условия хранения отобранных проб и транспортировки их в лабораторию должны исключать возможность механического повреждения посуды с пробами и таяния снега.

7. Геохимическая съемка по снежному покрову должна проводиться в два этапа: сначала по всей территории по более разреженной сетке, а после выделения аномальных зон в их пределах по более густой сетке для оконтуривания и детализации этих аномалий.

Учитывая опыт работ по грунтам и снежному покрову В. С. Вышемирского с коллегами, а также собственные наблюдения, А. Р. Курчиков, А. Ю. Белоносов и Р. И. Тимшанов (2004) схематически изобразили факторы, влияющие на достоверность результатов газогеохимической съемки (рис. 45, 46).

При выполнении лабораторных анализов геохимических проб должны выполняться следующие требования [Вышемирский, Кон-

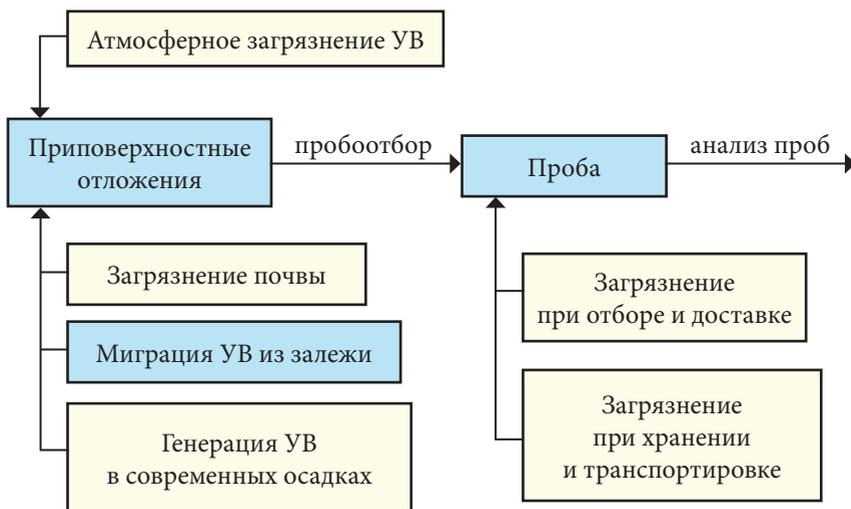


Рис. 45. Возможные источники искажения содержания УВ в пробе [Курчиков, Белоносов, Тимшанов, 2004]

торович, Пастух, 1992; Результаты применения..., 1995; Вышемирский, Конторович, Фомин, 2002].

1. При газовой съемке по снегу важное значение имеет продолжительность хранения проб до их анализа. Нередко они исследуются через несколько дней после их отбора. Практика таких работ показывает, что уже через сутки после отбора снег по газовому составу заметно отличается от дубля, проанализированного сразу после отбора. Период от отбора проб снега до анализа не должен превышать 2 суток, и в это время они должны находиться при отрицательной температуре. В периоды оттепелей происходит деформация кристаллической структуры снега, снижение его сорбционной способности и испарение сорбированных УВ, что приводит к уменьшению контрастности аномальных эффектов.

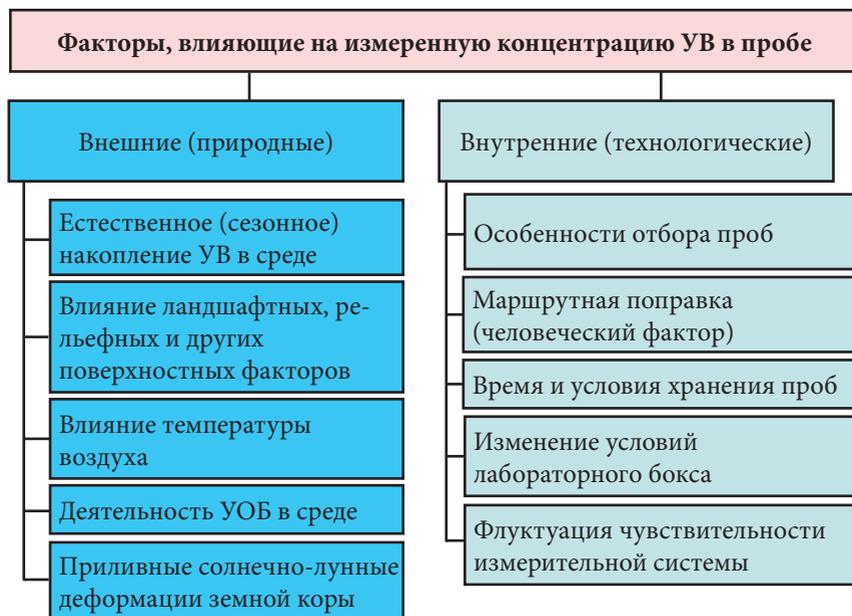


Рис. 46. Факторы, влияющие на измеренную концентрацию УВ в пробе [Курчиков, Белоносов, Тимшанов, 2004]

2. В лабораторных комнатах воздух не должен содержать УВ в количествах, превышающих чувствительность применяемых газовых хроматографов.

3. Дегазаторы должны обеспечивать надежную герметизацию проб и извлечение из каждой не менее 95 % сорбированных УВ.

4. При дегазации каждой пробы необходимо точно измерять объем извлеченного газа и определять ее вес.

5. Газовые хроматографы должны калиброваться аттестованными газовыми смесями не менее одного раза в неделю.

*Выбор оптимальной методики выделения
нефтегазоперспективных участков по результатам
площадной газогеохимической съемки по снегу*

Накопленный материал по проведению газогеохимической съемки по снегу свидетельствует об эффективности этого метода для решения задач локального прогноза нефтегазоносности, несмотря на неудачи на ряде объектов. Распределение аномалий по площади, выявленное при проведении детальных геохимических работ, в основном достаточно четко отражает контуры залежей. Однако при этом следует учитывать, что при миграции потока УВ от залежей происходит его рассеивание и газовые аномалии, фиксируемые вблизи дневной поверхности, могут выходить за пределы контуров залежей. С другой стороны, поток УВ может в значительной степени разрушаться в верхней части осадочного чехла в результате воздействия кислорода, деятельности бактерий, и аномалии становятся фрагментарными, расплывчатыми. Тем не менее интерпретация данных геохимической съемки позволяет в большинстве случаев достоверно судить о перспективах нефтегазоносности исследованных площадей. На структурах, где после выполнения геохимических работ бурение было проведено в достаточном объеме, результаты съемки показывают, что аномалии вполне четко отражают границы залежей. Очевидно, что проведение геохимических исследований в условиях Сибири эффективно для прогноза нефтегазоносности,

уточнения контуров залежей и корректировки размещения поисково-разведочных скважин.

Наиболее целесообразно двухэтапное проведение работ: сначала пробы отбираются по «редкой сетке», затем в следующие сезоны в выявленных зонах повышенных содержаний УВ они отбираются по более «густой». При размещении лаборатории в районе полевых работ эти два этапа могут быть проведены в один сезон. Стоимость площадной газогеохимической съемки по снегу в десятки раз меньше стоимости бурения одной скважины. Выделение газовых аномалий на поверхности с использованием результатов сейсмических работ способствует картированию наиболее продуктивных участков залежей. Главным результатом этих экономически выгодных и эффективных исследований являются сокращение числа непродуктивных скважин и ускорение отдачи от капиталовложений недропользователей. Эта технология опробована на практике коллективом ИНГГ СО РАН. Так, по данным одного из основных заказчиков таких работ ОАО «Лукойл-Урайнефтегаз», на площадях, не охваченных газовой съемкой, среди поисковых и разведочных скважин продуктивными оказались только 31 %, а на газовых аномалиях — 79,5 %, т. е. в 2,5 раза больше [Вышемирский, Конторович, Пастух, 1992].

В каждой пробе снега определяются содержания индивидуальных углеводородных компонентов: метана, этана, пропана, бутанов, пентанов, гексанов, этилена, пропилена, бутиленов. При интерпретации результатов съемки используется ряд газовых поисковых показателей, различающихся по информативности. Главными из них и отражающими процесс миграции из залежей УВ являются суммарные содержания: газообразных гомологов метана (этан — пропан — бутан); низкокипящих жидких гомологов метана (пентан-гексан); гомологов метана (этан — пропан — бутан — пентан — гексан). Отношение метана к суммарному содержанию гомологов метана — важный генетический признак, позволяющий при благоприятных условиях различать нефтяные и биохимические газы (почвенные). Определенная информативность суммарного содержания непредельных УВ связана с тем, что олефины из проб снега, вероятно, образуются из гомологов метана, мигрирующих из залежи. Суммарное содержание всех

углеводородных компонентов является наиболее общей характеристикой состава проб и наименее информативным признаком.

За время проведения работ по газовой съемке по снежному покрову у коллектива Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН сложился определенный комплекс процедур математической обработки и интерпретации результатов исследований. На первом этапе исследуются свойства всей совокупности проб: находятся средние значения и дисперсия; определяются коэффициенты корреляции между различными углеводородными компонентами; строятся гистограммы; проверяется гипотеза о нормальном распределении геохимических признаков. Распределение проб на гистограммах обычно имеет ассиметричный вид и наиболее приемлемо аппроксимируется логнормальным законом (с натуральным основанием). Затем решались следующие задачи: общий анализ данных съемки; выделение геохимических аномалий и оценка их генезиса; прогнозирование нефтегазоносности объектов. Часть процедур, применяемых при обработке, является стандартными, некоторые разработаны сотрудниками ИНГГ СО РАН.

Для решения научно-методических вопросов исходная совокупность проб делится на ряд подвыборок в соответствии с тем или иным критерием (геологическая привязка, положение пробы относительно различных ландшафтных зон, глубина ее отбора и т. д.). При достаточном объеме полученных подвыборок проводится такой же анализ, что и для всей совокупности проб. По такой схеме, в частности, изучалась зависимость геохимических показателей от физико-географических условий для проб, отобранных на Славинском и Тальниковом нефтяных месторождениях (Шаимский район) [Газовая и фитогеохимическая..., 1990ф]. По степени заболоченности участки отбора проб были разделены на три группы: сухие, увлажненная низина и болота. При обработке данных исключены пробы, отобранные над льдом. При анализе использовались следующие геохимические показатели: метан, этан, этилен, суммарное содержание гомологов метана, суммарное содержание олефинов. Отдельно изучались аномальные и фоновые пробы. Обобщая результаты по исследованным участкам, следует отметить, что средние содержания

различных геохимических параметров максимальны на увлажненных низинах, но минимальны над болотами (возможно, сказывается влияние льда). Кроме того, установлено, что степень заболоченности территории практически не отражается на контурах аномалий.

Важную информацию для интерпретации результатов съемки дает изучение корреляционных связей между различными геохимическими показателями, которые изучались на пробах снега, отобранных в пределах Узбекского, Славинского и Мансингъянского месторождений. Наиболее сильная связь наблюдается между суммарным содержанием гомологов метана и индивидуальными углеводородными компонентами, входящими в эту сумму. Корреляционная связь между суммарным содержанием гомологов метана и метаном несколько слабее, но все же надежная. По-видимому, значительная часть метана мигрировала из залежей вместе с его гомологами. Для решения вопроса о происхождении олефинов в пробах снега (высокие содержания в снеге при полном отсутствии в залежах) изучение корреляционных отношений также дает полезную информацию. Сумма олефинов достаточно надежно связана с суммой гомологов метана и слабо — с метаном. Это свидетельствует в пользу образования олефинов из гомологов метана, мигрирующих из залежей УВ.

Расчет корреляционной связи выполняется из предположения о нормальном (логнормальном) распределении данных. Поскольку распределения признаков при обработке результатов газовой съемки обычно носят полимодальный характер, то практикуется расчет корреляционных связей отдельно по фоновым и аномальным пробам. Одной из важнейших задач математической обработки данных является выделение геохимических аномалий, т. е. определение границ, амплитуды и контрастности. Аномалия (на профиле) — множество точек (не менее 3), расположенных последовательно, у которых значения геохимических параметров отличаются от фоновых. Граница между фоновыми и аномальными участками проводится по середине отрезка, соединяющего точки с этими значениями. Амплитуда аномалии — максимальное значение геохимического признака в ее пределах. Контрастность аномалии характеризует степень различия между аномальными и фоновыми значениями геохимических при-

знаков и определяется как отношение средних аномальных значений к среднефоновым. Контрастность выделенных за время работ аномалий изменяется в очень широких пределах: от 2 (условный минимум) до 100 и более, в основном же она составляет 2–4. Число точек в аномалии также колеблется в широких пределах: от 2 до 50 и более, в основном 2–6. Аномалии с числом точек 2–3 рассматриваются как малонадежные. Эта процедура подробно изложена в работе В. С. Вышемирского с соавторами [Прямые геохимические..., 1991]. Данный способ выявления аномальных значений использовался и для обработки отдельных профилей. В этом случае аномалии выделялись по нескольким геохимическим признакам: суммарному содержанию гомологов метана, отношению метана к сумме его гомологов и отдельным углеводородным компонентам. После нахождения граничного значения между фоновыми и аномальными совокупностями проб оно выносится на карту в изолиниях. Методы выделения участков аномального геохимического поля с использованием карт в изолиниях применялись на участках детальных работ с достаточной плотностью наблюдений и равномерным размещением профилей: Славинское, Узбекское и Мансингъянское месторождения; Елемсуйское, Западно-Олымбинское, Нежданное и Умытыинское локальные поднятия; Южно-Даниловский и Малоумытыинский участки.

Практика проведения газогеохимической съемки по снегу показывает, что объектами оценки могут быть нефтегазоносные районы, отдельные месторождения, а также перспективные для поисковых работ участки. Обобщение результатов таких работ позволяет наметить некоторые методические приемы, используемые при выделении нефтегазоперспективных участков. В табл. 6 в качестве главных критериев такой оценки объектов принимаются следующие критерии, разделенные на две группы: *I* — по количественным газогеохимическим данным (*пункты А–В*) и *II* — по площадному распределению газогеохимических аномалий и выдержанности их во времени (*Г–Ж*) [Комплексный научный..., 2006ф]. Это вызвано необходимостью поэтапной оценки перспективности участков для постановки нефтегазопроисковых работ: планирования площадных сейсмических работ и затем выбора мест заложения параметрических скважин.

На первом этапе оценку перспективности участков и выбора на них наиболее перспективных площадей осуществляют главным образом по газогеохимическим данным. При этом критерии А, Б и В могут иметь право «вето», т. е. при небольших значениях этих параметров оцениваемые площади относят к малоперспективным для дальнейших поисков залежей УВ.

Таблица 6

**Критерии оценки нефтегазоперспективности участков
при площадной газогеохимической съемке по снегу**

Критерий оценки перспективности	Характеристика критерия перспективности
Группа I — по газогеохимическим данным	
А. Превышение аномальных концентраций УВ-газов над их фоновыми значениями (контрастность) в пробах снега: а) пропана; б) суммы предельных УВ C_2-C_4 ; в) суммы непредельных УВ C_2-C_4 ; г) суммы предельных УВ C_2-C_4 + суммы непредельных УВ C_2-C_4 ; д) суммы пентана и гексана ($C_5 + C_6$)	1. На высокоперспективных участках (площадях) в 3–5 раз и более. 2. На перспективных участках (площадях) в 2–3 раза
Б. Аномально высокие значения по максимальному числу показателей из пункта А	1. На высокоперспективных площадях не менее чем по 3–4 показателям. 2. На перспективных участках не менее чем по двум показателям
В. Масштабы аномальности содержания УВ-газов	На высокоперспективных участках не менее чем в 10–20 раз
Группа II — по площадному распределению аномалий и «выдержанности» их во времени	
Г. «Стабильность» проявления повышенной аномальности содержания УВ-газов во времени в одной и той же точке (и группе точек) наблюдения в течение нескольких лет	1. На высокоперспективных участках наблюдения (мониторинг) не менее 3 лет 2. На перспективных участках наблюдения (мониторинг) не менее 2 лет

Окончание табл. 6

Критерий оценки перспективности	Характеристика критерия перспективности
Д. Площадь «сосредоточения» («компактность расположения») точек с аномальными концентрациями УВ-газов	1. На высокоперспективных участках расстояния между точками отбора проб снега составляют не более 0,5–1,0 км 2. На перспективных участках расстояния между точками отбора проб снега составляют не более 2,0–3,0 км
Е. Локализация «компактно» расположенных точек с аномальными содержаниями УВ-газов («перспективная площадь») в пределах более крупной территории («перспективный участок»)	Высокоперспективная площадь занимает менее 20 % территории перспективного участка
Ж. Наличие соседних «компактных» газогеохимических аномалий («перспективная площадь») с рассматриваемой компактной аномалией («перспективной площадью») в пределах более крупного перспективного участка	Наиболее перспективная площадь — это единственная площадь на перспективном участке. Чем больше перспективных площадей на участке, тем труднее организация работ, связанная со сложностью геологического строения, и меньше вероятность нахождения крупных залежей УВ

Второй этап оценки перспективности участков для рекомендаций дальнейших поисковых работ проводят по результатам оценки критериев группы II. На этом этапе рассматривают уже уровень перспективности, сравнивая с соседними площадями, выбирая высокоперспективные участки для первоочередных нефтегазопроисловых работ и перспективные площади (или площади средней перспективности) для работ более отдаленной перспективы.

Подводя итог обзору газогеохимических съемок, основанных на прямых признаках нефтегазоносности, необходимо отметить

следующее. Используя полученные результаты для прогноза нефтегазоносности, следует помнить, что традиционные представления об ореолах рассеяния залежей нефти и газа, наблюдаемых в приповерхностной зоне, как участках высоких концентраций УВ не всегда являются правомерными. Накопление эпигенетических УВ в приповерхностных отложениях не постоянно может быть связано с их глубинными скоплениями. В относительно больших количествах обогащение УВ приповерхностных отложений происходит на площадях, в разрезе которых имеются каналы субвертикальной миграции флюидов, а также на участках с более благоприятными ландшафтно-геохимическими условиями для их аккумуляции. С другой стороны, на месторождениях, перекрытых монотонными толщами пород, слабопроницаемыми для миграционных потоков УВ, высокие их концентрации в приповерхностной зоне не отмечаются. К тому же не каждая точка над залежью характеризуется повышенными относительно законтурных площадей концентрациями УВ-газов. Повышенные содержания УВ-газов могут фиксироваться и за пределами залежи, если в надпродуктивных отложениях имеются наклонные тектонические нарушения, по которым миграционные потоки двигаются к земной поверхности. Ореолы рассеяния залежей в приповерхностной зоне представляют собой чередование локальных участков относительно высоких и низких концентраций. УВ поступают в приповерхностную зону не непрерывным потоком, равномерно пронизывающим всю толщу перекрывающих пород, а по локальным субвертикальным каналам, возможно, временно существующим. Образование их может стимулироваться локальными флуктуациями давления флюида в залежи. Непосредственно в зоне аэрации протекают процессы струйно-пузырьковой миграции газа, что приводит к формированию локальных контрастных вариаций концентраций УВ-газов в приповерхностных отложениях [Иванов, Гулиев, 2001]. Для данной модели ореола рассеяния его признаком является более высокая по сравнению с пустыми площадями вероятность обнаружения участков относительно высоких концентраций на локальном фоне. Причем уровень концентраций УВ-газов в зоне пробоотбора может быть различным.

Проведение поверхностных геохимических нефтегазопроисловых работ позволяет решать многие геологические задачи. Их применение в первую очередь резко ускоряет темпы промышленного освоения территории и снижает стоимость подготовки запасов. В условиях Сибири задачи ускорения могут быть решены систематическим использованием газовой съемки по снежному покрову. При ее применении высокая информативность не ведет к удорожанию работ. Газовая снежная съемка является на данный момент самой дешевой и доступной технологией выявления участков с промышленной продуктивностью. Имеющиеся материалы показывают, что она также и наиболее эффективна. Приведенные выше примеры свидетельствуют о необходимости комплексирования геофизических и геохимических методов при решении нефтегазопроисловых задач.

2.3. Методы, основанные на косвенных признаках нефтегазоносности недр

Физические свойства нефтегазонасыщенных коллекторов, подстилающих и перекрывающих их толщ, различаются между собой, а также от пород аналогичных структурно-литологических комплексов тех районов, где нефти и газа нет. Это объясняется тем, что присутствие УВ формирует следующие дополнительные физико-геологические неоднородности как в самой залежи, так и вокруг нее и особенно над ней (вплоть до земной поверхности): разуплотнение пород; растворение некоторых минералов и окисление УВ, приводящее к вторичным минеральным образованиям в порах и трещинах (пирит и др.); изменение минерализации подземных вод; образование вокруг залежи субвертикальных зонально-кольцевых физико-химических и деформационных полей, а над залежью — «столбов» пород с измененными физико-химическими свойствами. Для анализа этих явлений применяются различные съемки: биохимическая (микробиологическая); фитогеохимическая; литогеохимическая; геоэлектрoхимические; гелиевая. Они основаны на изучении полей концен-

траций химических элементов или соединений, минеральных новообразований, микрофлоры, физико-химических характеристик сред, не связанных прямо с залежью, но указывающих на ее возможное присутствие (повышенные концентрации: CO_2 , N_2 , H_2 , He; дефицит O_2 ; продукты взаимодействия УВ-газов с породами — сера, вторичный пирит и др.; значительные количества углеводородокисляющих бактерий в аномальных зонах). Объектами исследования служат породы, грунты, воды, почвенный и подпочвенный воздух, в которых определяется содержание разных элементов.

2.3.1. Биохимическая (микробиологическая) съемка

Одной из предпосылок возникновения комплекса биохимических методов поисков залежей УВ является тесная взаимосвязь между процессами газового обмена земной коры и жизнедеятельностью микроорганизмов [Вернадский, 1912]. Микробиологический метод базируется на следующих двух положениях: 1) УВ-газы из залежей нефти и газа непрерывно перемещаются через перекрывающие отложения к дневной поверхности, что приводит к образованию геохимических аномалий в приповерхностных слоях Земли [Соколов, 1947]; 2) в природе существуют группы микроорганизмов, способные избирательно окислять некоторые УВ-газы [Могилевский, 1938]. Масштабы окислительной деятельности микроорганизмов в зависимости от физико-географических условий среды и геолого-геохимических обстановок варьируют в широких пределах. Процессы биохимического окисления УВ-газов прослеживаются на значительную глубину, но наиболее интенсивно протекают в зоне гипергенеза. При благоприятных условиях среды бактерии, обитающие в подземных водах и верхней части осадочной толщи, могут существенно изменить количественный состав углеводородных компонентов подземной атмосферы и в отдельных случаях привести к их исчезновению или дифференцированному распределению вокруг залежей нефти и газа. Для получения достоверных данных об интенсивности миграционного потока и конфигурации

аномальных зон изучают свободные газы, микроорганизмы и продукты их жизнедеятельности на всей исследуемой площади. Развитие углеводородной микрофлоры определяется главным образом наличием источника углеводородного питания и его качественным составом. Установлено, что количество газа, обеспечивающее развитие углеводородной микрофлоры, измеряется тысячными долями процента [Геохимические методы..., 1954]. Подобные концентрации УВ по данным газовой съемки обычно наблюдаются над залежами нефти и газа. Вследствие этого УВ-газы, мигрирующие из недр, при наличии достаточно развитого бактериального фильтра могут быть полностью окислены. Бактерии, используемые при поисках нефти и газа, подразделяются на прямые и косвенные индикаторы и контрольные организмы [Могилевский, 1968]. Прямыми служат бактерии, избирательно окисляющие метан, этан, пропан, бутан и паробразные УВ, косвенными — десульфуризирующие бактерии. Микробиологический метод обычно применяется вместе с газовой съемкой для корректировки распределений отдельных УВ по интенсивности бактериального фильтра по отношению к ним.

Микробиологические изыскания на нефть и газ могут проводиться путем исследования подземных вод и грунтов на различных уровнях от дневной поверхности. Соответственно этому могут осуществляться:

- 1) микробиологические грунтовые съемки, когда образцы отбираются из подпочвенных отложений;
- 2) глубинные грунтовые съемки — отбор из мелких скважин;
- 3) биокаротаж, в этом случае микробиологическому анализу подвергается керн скважин;
- 4) водная съемка, при которой изучаются пластовые и грунтовые воды [Геохимические методы..., 1954].

Каждая из этих разновидностей метода характеризуется различными размерами обследуемой площади и детальностью проводимых наблюдений. Сначала была разработана грунтовая съемка, затем биокаротаж и позднее — водная съемка.

Нефтегазопроисковая геомикробиология базируется на биогеохимических эффектах в субвертикальных зонально-кольцевых зонах

литосферы, обуславливающих парагенезис геофизических, геохимических и биогеохимических полей в осадочном чехле [Могилевский, 1938, 1953; Карус, 1986; Петухов, Старобинец, 1993]. Микробиологический метод основан на способности определенных групп микроорганизмов потреблять УВ, используя энергию окисления для своей жизнедеятельности. Эти бактерии обитают там, где имеются УВ-газы, т. е. в почвах, водоносных горизонтах, располагающихся выше залежей нефти или газа. Эта съемка проводится обычно одновременно с газовыми и гидрохимическими исследованиями вод. При более детальных работах применяется грунтовая съемка, основанная на отборе и последующем анализе образцов подпочвенных отложений на присутствие бактерий, окисляющих метан, пропан и бутан. Пробы отбираются из мелких скважин глубиной 2–3 м и более, а также из канав и шурфов. Глубина скважин выбирается конкретно для каждого района в зависимости от интенсивности биохимических и других процессов, протекающих в верхних горизонтах. Скважины размещаются по профилям, ориентированным вкрест предполагаемого простиранья структур. Обычно расстояние между профилями составляет 0,5–2,0 км, а между скважинами по профилю — 100–500 м и более. С разных глубин отбирается по несколько образцов для газового и микробиологического анализов. Конечная задача микробиологических исследований состоит в том, чтобы, во-первых, выявить участки с аномальными значениями углеводородных показателей и, во-вторых, определить возможную связь этих аномалий с промышленными залежами нефти и газа. Первая задача решается совместно с газовой и газовой-керновой съемками, а вторая — на завершающем этапе работ: геохимической и геологической интерпретации полученных результатов.

Жизнедеятельность микробного сообщества бактериального фильтра вследствие разнообразия факторов многоступенчатого процесса преобразования миграционного потока УВ оказывает весьма существенное воздействие на среду обитания — подземные воды и породы в зоне поисково-геохимического зондирования и ореола рассеивания залежей УВ. Присутствуют не только интенсификация жизнедеятельности углеводородокисляющих бактерий, изменение

состава газовой фазы, но и в значительной степени (за счет жизнедеятельности сопутствующей микрофлоры) существенные изменения кислотно-щелочной реакции среды, миграционных свойств многих элементов. Это в итоге приводит к изменению минералогического состава и физических свойств пород (электропроводности, радиоактивности, магнитных свойств и т. д.).

Наиболее изучена деятельность микроорганизмов в преобразовании газов, поскольку они являются для бактерий необходимыми субстратами для роста и развития. Ведущая роль микробиологических сообществ в образовании азота, двуокиси углерода, сероводорода бесспорна. Это же можно утверждать и для синтеза метана и водорода в верхней зоне литосферы. С позиций нефтегазопроисхождения геомикробиологии главный фактор жизнедеятельности биоценоза бактериального фильтра — интенсивность развития углеводородгазоокисляющих бактерий, ассимилирующих метан и его гомологи, с окислением их в конечном счете до углекислоты и воды. Углекислота является субстратом роста для автотрофных микроорганизмов, широко распространенных в природных экосистемах лито- и гидросферы. Окисление миграционных УВ определяет прямую поисковую информативность бактериальных показателей и прежде всего в отношении бактерий, окисляющих пропан и бутан [Ившина, Пшеничнов, Оборин, 1987]. В зависимости от конкретных условий миграции УВ-газов и их исходного состава может устанавливаться и поисковая информативность метан- и этанокисляющих бактерий. Обычно в районах развития газовых месторождений и интенсивной неотектоники (Предкавказье, Предкарпатье, Туркмения) метанокисляющие бактерии играют ведущую роль, поскольку в составе миграционных газов резко преобладает метан. Данные о появлении в ряде случаев «отрицательных» газовых аномалий по грунтовым водам над контуром нефтеносности свидетельствуют об активности бактериального фильтра, а главное — о стабильности фоновых концентраций УВ-газов в атмосфере. Эффективность экранирующей роли бактериального фильтра обеспечивается, очевидно, используемыми не в полной мере потенциальными возможностями углеводородокисляющих бактерий. Это подтверждают расчеты, основан-

ные на количестве жизнеспособных клеток и оптимальной скорости утилизации ими УВ-газов, а также быстрая адаптация природного биоценоза к изменению условий поступления субстрата. Резкое увеличение численности бактерий в грунтах над подземными газохранилищами наблюдалось через год после их заполнения [Оборин, Стадник, 1996].

Кумулятивный эффект многолетнего процесса жизнедеятельности бактериального фильтра проявляется в относительном обогащении грунтов малыми химическими элементами. Как показал опыт многих исследователей, для каждой геолого-тектонической и ландшафтно-геохимической зоны характерен свой набор информативных элементов [Кузнецов, 1984; Оборин, Шишкин, Бачурин, 1988; Карцев, 1992]. Относительное накопление малых химических элементов в почвах отражается и на концентрации их в наземной растительности. Последнее обуславливает появление фитогеохимических аномалий над залежами нефти и газа [Зубайраев, 1982].

Кроме прямого поискового значения, весьма существенна роль биоценоза бактериального фильтра в изменении окислительно-восстановительных и щелочно-кислотных параметров в зоне поисково-геохимического зондирования за счет генерации углекислоты углеводородоокисляющими и сероводорода сульфатвосстанавливающими бактериями, а также водорода (бродильными хемотрофами) и азота денитрифицирующими микроорганизмами. Вариации физико-химических свойств среды под влиянием CO_2 и H_2S обуславливают резкие изменения миграционных свойств многих элементов с переменной валентностью и халькофильной группы (*Fe, Mn, Cu, Tl, Pb, Zn, S*), ведущих элементов карбонатных пород (*Ca, Mg, Ba, Sr*), глинистых минералов (*Si, Al*), органоминеральных соединений (*V, Ni, Co*) и др. Наибольшим изменениям подвергаются карбонатные отложения. В сводке крупных структур отмечаются перекристаллизация и доломитизация известняков, пиритизация, окремнение, восстановление окисного железа до закисного, разуплотнение пород с образованием вторичной пористости, в терригенных — хлоритизация, серпентинизация, каолинитизация, монтмориллонитизация, локализация сульфидных новообразований пирита, халькопирита,

сфалерита, галенита, киновари [Карус, 1986; Карцев, 1992; Петухов, Старобинец, 1993].

Прогнозирование нефтегазоносности объектов по комплексу биогеохимических данных прошло многолетние опытно-методические испытания специалистами Института экологии и генетики микроорганизмов УрО РАН в Пермской, Ульяновской, Курганской областях, Удмуртской АССР, Белоруссии, Ставропольском и Краснодарском краях. Доказана прямая нефтепоисковая информативность всего комплекса «приповерхностных» биогеохимических методов для оценки нефтегазоносности локальных объектов. Коэффициент удачи прогнозов составил 90–100 % для отрицательных и 60–75 % для положительных оценок. Эффективность же поиска только за счет отбраковки непродуктивных поднятий повышается на 20 % [Оборин, Стадник, 1996]. Максимальный экономический эффект нефтегазопоисковых исследований может быть достигнут при комплексировании биогеохимических методов с дистанционными и структурно-геоморфологическими.

2.3.2. Фитогеохимическая съемка

Фитогеохимические методы для поисков залежей нефти и газа начали применять сравнительно недавно [Dalziel, Donovan, 1981; Стадник, Комогорова, Юрин, 1982]. Сразу же наметились два основных направления: изучение УВ-газов, извлекаемых из растений, и микроэлементов, содержащихся во внешних органах растений (листья, кора) [Биогеохимический способ..., 1986; Геоботанический способ..., 1988]. Первое основано на представлении о том, что дегазация литосферы на суше в значительной мере (до 70–80 %) осуществляется через растения. Предполагается, что сквозь них проходят также и УВ-газы, мигрирующие из залежей нефти и газа. Второе опирается на предположение о том, что мигрирующие из залежей УВ-газы вызывают формирование специфических обстановок в вышележащих отложениях, вплоть до почвенного покрова. В частности, снижается Eh.

Коллективом Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН фитогеохимическая съемка проводилась по микроэлементам в сосновой хвое одновременно с газовой съемкой по снегу и отбором проб в одних и тех же точках (рис. 47) [Вышемирский, Симонова, 1988; Вышемирский, Симонова, Симонов, 1991; Прямые геохимические..., 1996]. Такое комплексирование обеспечивает более уверенную интерпретацию нефтепоисковых параметров и экономии затрат на отбор проб. Всего исследовано 1100 проб из разных районов Западной Сибири, в том числе по Шаимскому — 750. В Западной Сибири в зимнее время сосна — единственное растение, пригодное для фитогеохимической съемки, так как она встречается почти везде. Разработчики этого метода изучали малые элементы в иглах сосны и листьях шалфея [Dalziel, Donovan, 1981]. Они определяли содержание только железа и марганца. Эти элементы в восстановленных (двухвалентных) формах образуют соединения, хорошо растворимые в воде и легко выделяемые почти во всех природных



Рис. 47. Одновременный отбор проб снега и сосновой хвои на одной точке

объектах. Окисные формы (трехвалентное железо и четырехвалентный марганец) образуют соединения, практически нерастворимые в воде. Таким образом, снижение Eh под влиянием мигрирующих УВ-газов способствует усвоению растениями железа и марганца. Содержание этих элементов увеличивается в первую очередь в фотосинтезирующих органах растений: листьях, хвое и др. Марганец более чутко реагирует на снижение Eh, чем железо. Поэтому в растениях марганца столько же, как и железа, или даже больше. По ним различий между молодой и старой хвоей меньше, чем по большинству элементов в отдельности, но все же они существенные. Поэтому при этой съемке следует строить карты либо по молодой хвое, либо только по старой.

В.С. Вышемирский с коллегами (ИНГТ СО РАН) использовали для геохимических исследований молодую хвою, несмотря на то что содержания большинства элементов в ней ниже, чем в старой. Эта разница не столь велика, чтобы вызвать трудности в анализе молодой хвои. В отдельных случаях хвоя последнего года не вполне ясно отличается от старой, которая может оказаться в пробе в качестве примеси. Чтобы свести ее к минимуму, необходимо собирать иглы непосредственно с кончиков ветвей. Таких игл с низких сосен, произрастающих на заболоченных участках, может не хватить для пробы. В этих случаях приходится брать одну пробу с нескольких деревьев. С другой стороны, у никеля, ванадия и хрома, образующих основные фитогеохимические показатели нефтегазоносности, различия между молодой и старой хвоей незначительные. Поэтому небольшая примесь старой хвои в пробе не является существенным искажающим фактором.

Для фитогеохимической съемки большое значение имеет стабильность микроэлементного состава сосновой хвои во времени. В.С. Вышемирский и В.И. Симонова (1988) изучали ее (стабильность) на территории новосибирского Академгородка. С семи сосен, расположенных в нескольких сотнях метров друг от друга, пробы хвои отбирались трижды: осенью (сентябрь), зимой (январь) и весной (май). По каждой пробе проводилось по 3–5 определений. Всего выполнено 80 анализов. Сезонные изменения значительно превы-

шают аналитические погрешности только у железа, в существенной мере — у калия и алюминия. У большинства элементов разница незначительная, а у хрома, никеля и цинка она даже обратная, т. е. сезонные отклонения, в которые входят также и аналитические погрешности, оказались меньше этих погрешностей. Поскольку железо, калий и алюминий не входят в состав используемых авторами микроэлементных показателей нефтегазоносности, сезонные изменения состава сосновой хвои не являются препятствием для фитогеохимической съемки. В течение полевого сезона микроэлементный состав хвои можно считать вполне стабильным, и нет необходимости отбирать все пробы в короткое время. Более того, отбор и анализ хвои можно производить в течение всего года, необязательно связывая ее с газовой съемкой по снегу.

Этими исследователями опробован широкий круг микроэлементных показателей нефтегазоносности. Одни из них заимствованы из литературных источников [Dalziel, Donovan, 1981; Стадник, Комогорова, Юрин, 1982; Биогеохимический способ..., 1986], другие выбраны авторами, руководствуясь свойствами элементов, в первую очередь подвижностью их в разных геохимических обстановках. Для выделения фитогеохимических аномалий, предположительно связанных с нефтяными залежами, из всех микроэлементных показателей, коррелирующихся с суммарным содержанием гомологов метана в снеге, использовались наиболее информативные. Всего на различных объектах было опробовано 17 микроэлементов, 6 из которых (*K, Fe, Mn, Cr, Cu, Ni*) определялись во всех пробах. Большинство показателей сложные (мультипликативные) и выбирались следующим образом. Сначала все малые элементы коррелировались с суммой гомологов метана в снеге, элементы с одинаковым знаком у коэффициента корреляции образовывали в мультипликативных показателях произведения или суммы, а содержания элементов с разными знаками делились один на другой. Получаемые показатели изменяются по площади более резко, чем содержания отдельных элементов. Из всех изученных малых элементов существенные коэффициенты корреляции с метаном и суммой всех УВ-газов (где обычно доминирует метан) образуют только медь и стронций. Однако газовые

аномалии, связанные с залежами нефти и газа, выделяются не по метану, а по его гомологам и олефинам. Поэтому в качестве показателя нефтегазоносности из всех изученных элементов представляет интерес только никель, образующий значимые связи с гомологами метана, олефинами и суммой всех тяжелых УВ-газов. Из 31 соотношения между содержаниями микроэлементов и мультипликативного показателя только 9 значимо связаны с суммарным содержанием гомологов метана: во всех в той или иной форме участвует никель. Эти микроэлементные показатели коррелируются также и со всеми другими газовыми параметрами.

В каждом районе высокой информативностью в отношении нефтегазоносности характеризуются разные микроэлементные показатели. На Верхтарском нефтяном месторождении (Новосибирская область) наиболее четко согласуются с контуром залежи отношение $Mn/Cr + Ni$ (пониженные значения), менее четко — сумма Cr и Ni (еще хуже по отдельности) и отношение K/Na (повышенные значения). Отношение марганца к железу не обнаруживает ясной зависимости от нефтяной залежи [Вышемирский, Симонова, 1988]. В Шаимском районе, где выполнен основной объем фитогеохимических исследований, не было возможности сравнить микроэлементные показатели в контуре нефтяной залежи и за ее пределами. Единственное изучавшееся Среднемулымбинское месторождение не было разведано. Здесь многочисленные элементные показатели, большей частью мультипликативные, коррелировались с газогеохимическими данными снежной съемки [Вышемирский, Симонова, Симонов, 1991]. При этом исходили из предположения, что углеводородная залежь может повлиять на микроэлементный состав сосновой хвои в основном (или исключительно) благодаря газовому потоку от нее. Однако следует иметь в виду, что часть УВ-газов может расходоваться на восстановительные процессы в почве и микроэлементные показатели не будут коррелироваться с газовыми.

Для выделения фитогеохимических аномалий, предположительно связанных с нефтяными залежами, и построения соответствующих карт из 10 микроэлементных показателей, коррелирующихся с суммарным содержанием гомологов метана в снеге, использовались три

параметра: никель, отношения хрома к никелю и ванадия к никелю [Вышемирский, Симонова, 1988]. Никель выбран потому, что он является единственным элементом (из изученных), тесно связанным с суммарным содержанием гомологов метана, и входит во все мультипликативные показатели нефтеносности. Два других параметра взяты из-за распределения, наиболее близкого к логнормальному. К тому же ванадий и хром информативны во многих районах [Стадник, Комогорова, Юрин, 1982; Комогорова, Стадник 1989]. В. С. Вышемирский и В. И. Симонова расположили три использованных микроэлементных показателя по убыванию их надежности в следующий ряд: отношение ванадия к никелю → отношение хрома к никелю → содержание никеля. У последнего слабо выражена логнормальность распределения. Содержания хрома определяются менее надежно, чем ванадия и никеля. По этим трем показателям закартировано 40 микроэлементных аномалий, перспективных для прогноза залежей УВ. Контрастность их невысокая (табл. 7), но сходимость с газовыми аномалиями по снегу очень хорошая. В большинстве случаев контуры газовых и фитогеохимических аномалий практически совпадают. Но иногда контуры по трем фитогеохимическим показателям существенно различаются и не согласуются с контуром газовой аномалии. Однако и в этих случаях центральная часть аномалии по всем показателям намечается в одном и том же месте.

Таблица 7

Контрастность микроэлементных показателей

Контрастность	Количество аномалий
> 4	3
3–4	9
2–3	18
1,4–2,0	10

Микроэлементный состав сосновой хвои зависит не только от мигрирующих из залежи УВ-газов, но и от физико-географических условий. Поэтому при выделении аномалий эти условия учитывались.

Пробы хвои, как и снега, отобранные в пределах Славинского нефтяного месторождения Шаимского района, по физико-географическим условиям были разделены на три группы: из лесных массивов (т. е. относительно сухие участки), низин (увлажненные участки) и болот. Поскольку сосна плохо переносит излишнее увлажнение, на болотах удалось отобрать только единичные пробы хвои. Обобщенные данные по Славинской площади приведены в табл. 8. На аномалиях все три микроэлементных показателя в лесу и на болотах практически одинаковые. Содержание Ni в низинах на аномалиях несколько повышенное (в 1,25 раза, что соизмеримо с контрастностью одной аномалии, но ниже всех других). В области фона среднее содержание Ni в низинах, наоборот, минимальное. Причина этого различия пока неясна. Очевидно, использование Ni в качестве поискового показателя наименее эффективно на низинных участках.

Таблица 8

**Влияние физико-географической обстановки
на микроэлементный состав сосновой хвои**

Микроэлементные показатели	Аномалия			Фон		
	Лес	Низина	Болото	Лес	Низина	Болото
Ni	0,70	0,88	0,70	1,53	0,98	1,80
V/Ni	0,66	0,47	0,68	0,30	0,32	0,44
Cr/Ni	2,37	1,76	2,35	0,98	1,01	0,67

Здесь средняя контрастность аномалий составляет лишь 1,11, тогда как на лесных участках — 2,19. О болотистых участках судить трудно из-за малого количества проб. Отношение V/Ni на аномалиях минимальное в низинах: в 1,4 раза меньше, чем в лесных массивах. В области фона этот показатель в низинах несколько выше, чем в лесу. Максимальная контрастность аномалий (в среднем 2,2) отмечается на лесных участках, а минимальная (1,47) — в низинах. Отношение Cr/Ni на аномалиях тоже минимальное в низинах, а в области фона различий между лесными и низинными участками практически нет. Контрастность аномалий максимальна (2,42) также

на лесных участках, но и в низинах она довольно значительная (1,74). В общем, анализ имеющихся данных показывает, что физико-географические условия в Шаимском районе не затрудняют выделения аномалий по микроэлементному составу хвои.

Коллективом СНИИГТиМС выполнялись комплексные геохимические прогнозно-рекогносцировочные работы по оценке нефтегазоносности локальных структур, подготовленных сейсмогеологическим моделированием перспективных территорий Лена-Тунгусской нефтегазоносной провинции Сибирской платформы. Для повышения эффективности прогноза в комплексе геохимических методов использовался и фитогеохимический, который прошел опытно-производственную адаптацию к ландшафтно-геологическим условиям на некоторых месторождениях этой территории. Опыт фитогеохимических исследований на нефтегазоносных площадях Сибири показывает его хорошую сходимость с результатами традиционных геохимических методов, полученными при анализе как глубинных проб, так и материалов поверхностного опробования. В работе А. М. Сурнина (2007) представлены результаты фитогеохимического прогноза в южной части Камовского свода Байкитской антеклизы. В процессе комплексной геохимической съемки исследуемой территории выполнено фитогеохимическое опробование по листу березы (380 фитопроб) на Манкурско-Оморинской и Среднекамовской площадях.

Опробование проводилось в дневное время при однородных погодных условиях, что позволило исключить вариации фитогеохимических показателей растений под влиянием сезонных и суточных ритмов фотосинтеза. Состав листьев березы изучен количественным атомно-эмиссионным спектрографическим анализом. Набор элементов включает: металлы *Ti, Cr, Ba, V, Zn, Ni, Co*; щелочноземельный комплекс *K, Na, Ca, Mg*; *общую зольность* (минерализацию сухого растительного материала). Полученные абсолютные значения содержаний фитохимических компонентов были нормализованы и представлены в виде коэффициентов аномальности — отклонений от их среднего арифметического, где каждое выражено в долях стандартного отклонения. Такое отображение данных позволило

корректно сравнивать взаимосвязи и закономерности распределения микро- и макрокомпонентов, разница концентраций которых достигает четыре порядка. Последующий анализ нормированных фитогеохимических данных выполнялся методами математической статистики с определением законов распределения элементов, их геохимического фона, плотности корреляционных связей, выделением статистически однородных групп и ведущих факторов формирования химического состава растений.

Продуктивность Оморинского газоконденсатного месторождения связана с вендскими терригенно-карбонатными отложениями, и геохимические поля в его ландшафте изучены в качестве эталона. Доказано, что внутри контура продуктивности выделяются зоны обогащенного минерального питания растений. Это явление может быть связано с тем, что восходящие из залежей УВ окисляются в зоне гипергенеза до CO_2 , а также используются метанпаразитирующими бактериями. В результате растворения CO_2 и деятельности микроорганизмов меняется кислотность грунтовых вод, возрастает подвижность поливалентных и халькофильных металлов и, соответственно, их способность к накоплению в растениях. Наоборот, низковалентные металлы (Co , Mn , V) в кислой среде малоподвижны и их накопление в растениях подавлено.

В качестве наиболее информативных показателей для фитогеохимического районирования были выбраны *общая зольность* (минерализация) листьев березы и значения факторов, сформированных двумя противоборствующими геохимическими ассоциациями металлов — Co^*V и Pb^*Zn , являющимися показателями баланса окислительно-восстановительных условий в зоне питания растений. Активность халькофильных металлов (Pb , Zn и др.) свидетельствует о закрытости, стабильной геолого-тектонической обстановке, при которой восходящая миграция УВ имеет диффузионный характер и в приповерхностной геохимической зоне формируется «кислая» среда. Напротив, накопление Co и V указывает на восстановительную обстановку, формирование которой происходит под прямым влиянием УВ. Это возможно, если геолого-тектонические условия допускают фильтрационные формы движения флюидов

и восходящие потоки УВ из залежей достаточно интенсивны, т. е. имеются зоны разгрузки вблизи дневной поверхности. Зольность представляет собой показатель минерального питания растений и на 90–95 % сформирована макрокомпонентами (*K, Ca, Mg, Na*). В тесной корреляции с металлами-индикаторами зольность расценивается А. М. Сурниным (2007) как определяющий показатель нефтегазоносности площадей.

На территории фитогеохимического районирования поле продуктивности Оморинского месторождения выделяется положительными ($>+0,5 \sigma$) аномалиями зольности, халькофильных металлов (*Pb, Zn*), поливалентных *O* и *Ba*. За ее пределами коэффициенты аномальности $< -0,5 \sigma$ (ниже фона). По значениям Co^*V фактора поле продуктивности и законтурные области месторождения выделялись даже более отчетливо, чем по зольности, хотя в целом конфигурация границ залежи по рассмотренным показателям совпадает. Но главное различие этих показателей состоит в противоположной направленности Co^*V фактора: на перспективных землях содержания данных металлов в растениях минимальны. Здесь нет противоречия, так как *Co* и *V* относятся к геохимической группе металлов, которые хорошо мигрируют (участвуют в биологическом круговороте) в восстановительной обстановке и малоподвижны в кислой среде.

Полученные А. М. Сурниным (2007) данные позволили ему сделать следующие выводы: над Оморинским месторождением существует восходящий диффузионный поток УВ, который достигает дневной поверхности и формирует в корнеобитаемом слое геохимическую обстановку, благоприятную для обогащения почвенного раствора *Ca, K, Mg, Pb, Zn, Ba, Cr* и накопления их в растениях, а миграция и накопление *Co, V* подавлены; фитогеохимические показатели из разных ассоциаций металлов позволяют дифференцировать в ландшафте нефтегазоносные и «пустые» площади; месторождение можно рассматривать в качестве эталона, а проверенные на нем фитогеохимические показатели применять для оценки нефтегазоносности подготовленных локальных площадей Камовского свода.

Для фитогеохимической оценки нефтегазоносности перспективных участков юга Камовского свода А. М. Сурниным (2007) построена схематическая карта районирования по показателю общей зольности листьев березы. На территории исследования выделен ряд локальных площадей с положительными аномалиями минерализации листьев, которые по аналогии с эталоном оцениваются как нефтегазоперспективные. Охарактеризованные по минерализации листьев березы геохимические условия в корнеобитаемом слое на Манкурской площади аналогичны Оморинскому месторождению: относительно «кислая» среда, свидетельствующая о диффузионной эманации УВ из залежи. В пределах площади зафиксированы два аномальных участка, совпадающие с выделенной по сейсмогеологическому моделированию Чегалбуканской литологической ловушкой. Так, на участках Брусонской площади с богатым минеральным питанием растений (повышенная зольность) преобладают диффузионные (окисленные) формы УВ. Обстановка здесь более восстановительная, указывающая на повышенную проницаемость разреза и возможность фильтрации к поверхности не полностью окисленных форм УВ. Здесь прогнозируются два аномальных участка, которые совпадают с Усть-Вэдршевской и Ядулийской литологическими ловушками по сейсмогеологическим данным.

Рекомендованные по фитогеохимическим аномалиям участки подтверждаются результатами поверхностного литогазогеохимического опробования и неотектоническими построениями. По результатам изучения растительной составляющей ландшафта Оморинского месторождения-эталона выбран оптимальный комплекс фитогеохимических показателей, распределение которых дифференцировано на заведомо «пустых» и нефтегазоносных землях. Таким образом, получено дополнительное подтверждение информативности фитогеохимической съемки как важной составляющей комплекса геохимических методов прогноза нефтегазоносности. Ее эффективность заключается в доступности, возможности площадного опробования с необходимой детальностью на любых элементах ландшафта за счет выбора оптимального растения-накопителя, высокой чувствительности и информативности.

2.3.3. Литогеохимическая съемка

Литогеохимические исследования при поисках залежей УВ начались почти одновременно с газогеохимическими, т. е. в 1930–1940-х гг. Теоретическими предпосылками этого метода являются изменения окислительно-восстановительного потенциала и кислотно-щелочных свойств среды в разрезах, перекрывающих нефтегазовые залежи. Впервые окислительно-восстановительный потенциал в качестве показателя нефтегазоносности был разработан и использован В. Э. Левенсоном в 1939 г. при изучении пород в районах грязевых вулканов Крымско-Кавказской провинции, где он отмечал усиление восстановительных свойств пород на нефтеносных участках. Известно, что УВ в осадочной толще являются относительно восстановленными соединениями. Поэтому наличие УВ в породах должно понижать окислительно-восстановительный потенциал последних. В общем случае это явление должно сказываться тем сильнее, чем ближе к поверхности и крупнее залежь. Именно такая идея была положена В. Э. Левенсоном в основу предложенного им метода окислительно-восстановительного потенциала. Позднее И. П. Сердобольский (1948) и С. Я. Вайнбаум (1953) установили повышение рН и понижение E_h в зоне углеводородного насыщения и предложили разновидности этого метода: почвенную и подпочвенную съемки.

Литохимические поиски проводятся путем отбора проб из коренных и рыхлых образований, анализа (приближенно-количественного) их на широкий круг химических элементов, оконтуривания аномальных концентраций на площадях и разрезах. Оценка выявленных аномалий заключается во всестороннем изучении их параметров: морфологии, среднем содержании химических элементов, их соотношений, площади аномалии, удельного содержания полезного компонента на единицу площади аномалии и др. Сеть опробования зависит от детальности проводимых поисковых работ.

Экспериментально подтверждено участие воды и углекислого газа (продуктов биохимического окисления УВ) в выщелачивании, переносе, аутигенном минералообразовании и других процессах, приводящих к накоплению в породах (почвах) карбонатов железа, кальция,

кремнезема, глинозема и других новообразований, парагенетически связанных с УВ-газами, образующими аномалии над нефтегазовыми залежами. Эти явления были положены в основу почвенно-солевых литогеохимических съемок. Основоположник геохимических методов поисков залежей нефти и газа В. А. Соколов (1947) в своей классификации геохимических признаков нефтегазоносности выделил в отдельную группу методы, базирующиеся на распределении редких и рассеянных элементов, а также другие признаки, которые могут быть связаны с общей геохимической обстановкой месторождений УВ. По его мнению, взаимодействие УВ с окружающей средой возможно за счет медленно текущих реакций каталитического воздействия пород, физических, химических и биохимических явлений при учете чрезвычайно длительного геологического времени соприкосновения УВ с осадочной толщей. Как отмечает Н. М. Страхов (1962), мигрирующие от залежей УВ вызывают процессы восстановления химически активных соединений, сопровождающиеся изменением валентности отдельных элементов и перераспределением их в породах. Масштабы эффектов, их проявление тесно связаны с тектоникой, литологией и наличием миграционных флюидов от залежей. Карбонатные породы, в отличие от терригенных, обладают более щелочными условиями, а среди терригенных глинистые более благоприятны для создания восстановительной обстановки, т. е. процессы воздействия на породы флюидов, мигрирующих от нефтегазовых залежей в разных литологических типах пород, специфичны. Наиболее выразительные эффекты воздействия флюидов на породы наблюдаются на контакте зон активного и затрудненного газообмена. Привносимые в виде металлоорганических соединений поливалентные элементы *Mn*, *Fe*, *V*, *Ni* и др. под воздействием кислорода атмосферы, а возможно, и активной бактериальной деятельности переходят в более высокую валентность и резко уменьшают подвижность (осаждаются). Таким образом, на этом барьере накапливается ряд поливалентных элементов в виде новых форм или соединений, сорбированных на минералах [Дорогокупец, Кондратов, 1980].

Перераспределение элементов в породах при воздействии флюидов от нефтегазовых залежей фиксируется уже при изучении эле-

ментного состава пород спектральным методом. С помощью тонких исследований (микрозонд, микроскан, нейтрон-активационный анализ) выявляется генетическая сторона и обосновывается применимость для практических целей изучения элементного состава пород спектральным методом. Подобные эффекты перераспределения элементов зафиксированы на Северо-Голубовском газоконденсатном и Шебелинском газовом месторождениях (Днепровско-Донецкая впадина), нефтяных месторождениях Бахор-2 (Каспийское море) и Каражанбас (Западный Казахстан), газоконденсатном месторождении Сигово-Подкаменная (Восточная Сибирь), газонефтяном месторождении Тасбулат (Западный Казахстан). Особенно четкими оказались эффекты изменения отношений Mn/Cu и V/Ni . По вариациям минерального состава зафиксированы процессы монтмориллонитизации гидрослюд (Северо-Голубовское, Бахор-2, Тасбулат), пиритизации и доломитизации карбонатных пород (Северо-Голубовская, Сигово-Подкаменная), карбонатизации в песчаниках (Воскресенское), перекристаллизации известняков (месторождение Алагаты). На непродуктивных площадях отмеченные эффекты перераспределения элементного и минерального составов пород не зафиксированы (площадь Сенек в Западном Казахстане, Покровская в Западной Сибири). Так, на Покровской площади в результате изучения элементного и минерального составов пород, их физических и физико-химических свойств выявлено, что в верхней части осадочного чехла отсутствуют какие-либо тенденции в распределении поливалентных элементов, однотипность минерального состава пород, однообразие в распределении плотности, окислительно-восстановительного потенциала и рН по разрезу всех скважин. Равномерное распределение рассмотренных параметров пород по всему разрезу, по-видимому, отражает установившееся за геологическое время относительное равновесие системы. На Северо-Варьганском нефтяном месторождении Западной Сибири в палеогеновых отложениях это равновесие нарушено мигрантами от залежи, что и привело к перераспределению вещественного состава пород [Дорогокупец, Кондратов, 1980].

Таким образом, по сопоставлению результатов литогеохимических съемок на нефтегазовых месторождениях и заведомо непро-

дуктивных площадях можно судить о существенных различиях в характере распределения ряда поливалентных элементов, их некоторых соединений, минерального состава пород, физико-химических свойств, которые могут использоваться как нефтегазопоисковые критерии. Другой важной особенностью этих исследований являются обнаружение связи в изменениях физических свойств пород и перераспределение их вещественного состава под воздействием мигрирующих флюидов из нефтегазовых залежей.

Для поиска залежей УВ в СНИИГТиМСе используется метод ДГМ (диагностики генезиса минералов), разработанный на основе приближенно-количественного спектрального анализа (ПКСА) новой модификации [Способ определения..., 1987; Малюшко, Ларичев, Коробов, 2006]. В ДГМ применяется эффект закономерного изменения интенсивности спектральных линий не только от количества элемента, входящего в состав минерала, но и от типа его кристаллической структуры, сформировавшейся в различных физических (переменные электромагнитные (E, H) поля), термодинамических (T, P), а также химических условиях среды — кислотно-щелочных (pH) и окислительно-восстановительных (Eh). Показателем процессов генезиса служат значения коэффициента генетической информации (КГИ), установленные при изучении эталонных коллекций минералов. Коэффициент генетической информации — это величина отношения значений концентрации элемента, полученная двумя методами: химического анализа (истинное) и ПКСА (ориентировочное); $KGI = C_{ист.} (хим. ан.) / C_{орент.} (ПКСА)$. Возможность применения метода ДГМ для поисков залежей УВ связана с наличием вторичной минерализации пород под воздействием вертикального потока флюидов, мигрирующих из залежей УВ. Пары воды и различные газы, поступающие вверх по разрезу вплоть до дневной поверхности, приводят к физическим, химическим и минералогическим преобразованиям пород, в результате чего формируются концентрически-зональные «колонки» измененных пород, регистрируемые геофизическими и геохимическими методами [Явление парагенезиса..., 1981]. Это выражается в развитии вторичных минеральных парагенезисов, которые создаются в условиях восстановительного эпигенеза, т. е. при избытке свободных электронов.

Выявленные закономерности в сочетании с данными газовой хроматографии позволили построить физико-химическую модель зонального поверхностного геохимического поля, формирующегося над залежами УВ [Малюшко, Ларичев, Коробов, 2006]. Авторами установлено: 1) подпочвенные отложения с глубины 1,2–1,5 м (из расчета вскрытия горизонта, расположенного ниже зоны поверхностного газообмена) насыщены углеводородными (метан, этан, пропан) и сопутствующими (CO_2 , CO , H_2O , N_2 , H_2) газами; 2) повышенные значения потерь при прокаливании, которые для суглинков составляют $> 4\%$, связаны (по данным фазового анализа) с процессами вторичной минерализации, среди которых выделяются следующие минералы: карбонатные (кальцит, доломит), глинистые (смешаннослойные иллит-монтмориллонит), гидратированные кремнистые (опал, халцедон).

Наиболее информативным и чутко реагирующим на изменение условий реакционной среды является кальций, минералы которого могут формироваться в щелочных ($pH \geq 7,0$) условиях, при температуре $T \geq +18^\circ C$ и подтоке CO_2 , независимо от окислительно-восстановительных условий среды. В то же время подток УВ-газов, поступающих из залежи, обеспечивает формирование локальных участков с восстановительными ($Eh < 0$) условиями, где слабый процесс образования карбонатных минералов идет совместно с глинизацией и слабым окремнением, о чем можно судить по закономерно меняющимся значениям КГИ для Al , Na , K , Si . Следовательно, изучение подпочвенных отложений территорий, предположительно перспективных на нефть и газ, можно осуществлять с помощью значений КГИ, полученных для различных элементов. В частности, на эталонных площадях Сибирской платформы (Юрубчено-Тохомская зона, Омринское и Куymbинское месторождения нефти и газа) установлено следующее.

А. Подпочвенные отложения (верхняя геохимическая зона) наиболее часто формируются по триасовым трапповым полям под влиянием поступающих УВ и сопутствующих газов из нижней геохимической зоны. Степень проработки зависит от количества поступающих газов и соотношения отдельных составляющих.

Б. Последовательность преобразовательных процессов — разложение Са-плагиоклаза и формирование вторичных минеральных фаз (окремнение, глинизация, карбонатизация, сидеритизация и др.) — носит закономерный характер распространения и связана с физическими полями изменением химизма среды, поэтому большинство аномалий имеют кольцеобразную форму.

В. По КГИ для кальция в литогеохимическом поле эталонных территорий локально устанавливались центральная зона над залежью УВ ($0,17 < \text{КГИ} < 0,22 \pm 0,05$) и зона водонефтяного контакта ($0,33 < \text{КГИ} < 0,5 \pm 0,05$). В центральной, характеризующейся эффектом повышенной поляризации, развиты процессы окремнения (вторичный опал, халцедон) и глинизации (смешаннослойные слюды Na-K состава с преобладанием процесса К-метасоматоза ($\text{КГИ}_K > 1,8$)). В зоне ВНК и ГНК выделяются два барьера: внутренний — геохимический ($\text{КГИ}_{\text{Ca}} = 0,33 \pm 0,05$), характеризующийся наличием левовращательного спинового момента валентного электрона кальция, приводящего к формированию хемогенного кальцита с повышенной величиной магнитной восприимчивости, регистрируемой геофизическими методами, и внешнего — биогеохимического ($\text{КГИ}_{\text{Ca}} = 0,50 \pm 0,05$), связанного с жизнедеятельностью соответствующих микроорганизмов.

Г. За пределами аномальных полей значения КГИ элементов свидетельствуют об условиях окислительного эпигенеза [Малюшко, Ларичев, Коробов, 2006].

Представленная этими авторами физико-химическая модель совпадает с петрофизической моделью нефтегазоносной структуры, в которой выделяются участки повышенной поляризуемости (в центре) и магнитности (по периферии), обязанные восстановительно-му воздействию УВ [Петрофизика, 1997]. Таким образом, зональное расположение концентраций газовых компонентов и продуктов вторичного минералообразования, а также концентраций породообразующих и рассеянных элементов, связанное с изменениями Eh и pH среды, возникает в результате воздействия вертикального потока глубинных флюидов (содержащих в своем составе УВ и неуглеводородные газы) на приповерхностные отложения. Эти закономерности

сти используются при прогнозе ловушек нефти и газа. Полученные значения КГИ для кальция, в соответствии с точками отбора проб, наносят на карту исследуемой площади. Точки с близкими значениями КГИ соединяют изолиниями и, соответственно, выделяют продуктивную, непродуктивную зоны и зону ВНК [Способ прямых..., 2001]. Данные параллельно проводимой Eh- и pH-метрии изучаемых подпочвенных отложений позволяют выявлять условия и особенности вторичного минералообразования в верхнем геохимическом поле, а также прогнозировать залежи УВ на глубине [Способ прогнозирования..., 2005] и с большой степенью достоверности подтверждать геохимический прогноз по методу ДГМ. Поскольку определение наиболее информативных ионов (*Ca*, *Mg*, *Fe*, *Mn*, *K*, *Na*) производится из одного раствора эффективным методом атомной абсорбции, а также еще более доступным методом спектрального анализа, то в целом метод ДГМ является экономичным и информативным при поисковых работах.

Комплексная литогазогеохимическая съемка проводилась коллективом СНИИГГиМС в нефтегазоносных районах Красноярского края, на территории Байкитской НГО (Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления, Чандашеминское поднятие), Катангской НГО (Собинское месторождение, Аявинский участок), Южно-Тунгусской НГО (Бахтинская площадь), на левобережье р. Енисей (Маковский, Костровский участки, Ванкорское месторождение) и в Магаданской области (Омулевское поднятие). В ходе этих работ на эталонных участках подтвержден кольцеобразный характер аномалий приповерхностного газогеохимического поля (Юрубченское, Собинское, Ванкорское, Тагульское месторождения), отмечается близкое совпадение прогнозных контуров ВНК и материалов бурения. На Куюмбинском участке Юрубчено-Тохомской зоны по данным литогазогеохимической съемки прогнозируется сложное мозаичное распространение нефтенасыщенных участков, что подтверждается результатами испытания скважин. Пробуренные на Куюмбинском месторождении три скважины (нефтяная, водяная и без притока) находятся в продуктивной, ВНК и непродуктивной зонах соответственно. На большинстве объектов эти работы проводились совместно с сей-

смогеологическими. Установлена высокая сходимость литогеохимических аномалий и ловушек, прогнозируемых по сейсмическим данным. Предлагаемая модификация комплексной литогазогеохимической съемки зарекомендовала себя как метод, с помощью которого при низких финансовых затратах можно прогнозировать возможную продуктивность как структурных, так и более сложно построенных ловушек [Малюшко, Ларичев, Коробов, 2006].

2.3.4. Геоэлектрохимические съемки

Основателем данных съемок является Н. И. Сафронов, который предложил в 1934 г. для разбраковки геофизических аномалий один из вариантов геоэлектрохимических поисков, названный позднее частичным извлечением ионов металлов [Some aspects..., 1996]. Оно происходило под действием постоянного электрического тока в подкисленную воду, залитую в пористый сосуд, установленный в почву. Для физико-химического анализа микроэлементов применялся один из первых полярографов. Но его чувствительность была недостаточной для уверенного обнаружения микроэлементов, поэтому позднее Н. И. Сафронов предложил использовать эмиссионно-спектральный анализ образцов почв, т. е. проводить собственно литохимическую съемку по вторичным ореолам рассеяния [Инструкция по..., 1983]. В отличие от литохимических методов исследования валового химического состава пород и почв, геоэлектрохимические основаны на изучении различных форм нахождения химических элементов в пробах. В первую очередь это подвижные формы, в которых химические элементы выделяются из глубинного объекта, мигрируют на значительные расстояния и накапливаются вблизи дневной поверхности [Струйная миграция..., 1987]. Такая миграция может происходить в форме простых и комплексных ионов. Вблизи дневной поверхности эти элементы продолжают существовать в подвижных формах или переходят в закрепленное состояние, сорбируясь на органических комплексах почв, железомарганцевых соединениях или глинистых частицах. Каждый из геоэлектрохимических методов

направлен на селективный анализ определенных форм нахождения химических элементов, который увеличивает глубину исследований.

Сначала геоэлектрохимические методы были апробированы и внедрены при прогнозе залежей твердых полезных ископаемых. Высокая геологическая и экономическая эффективность этих технологий привлекла к ним внимание горнорудных компаний, они прошли производственные испытания и используются в Канаде, Австралии, Китае и других странах. Выяснилось, что изучение нового типа ореолов этими методами позволяет получать на дневной поверхности сигнал от глубокозалегающих месторождений, когда традиционная геохимия не эффективна. В ряде случаев как в России, так и за рубежом по результатам этих съемок открыты новые рудные тела. Довольно быстро и удачно геоэлектрохимические методы были адаптированы применительно к прогнозу и поискам залежей УВ. При этом использовались факты наличия в УВ в повышенных концентрациях многих химических элементов. Наложенные ореолы рассеяния элементов-индикаторов УВ в легкоподвижных и слабозакрепленных формах нахождения фиксировались даже над сравнительно небольшими по размерам залежами УВ, залегающими на глубинах до 6 км. Выяснилось, что ни плотные глинистые перекрывающие породы, ни мощные пласты каменной соли (до 200 м и более), ни вечная мерзлота не являются помехой для образования таких ореолов.

Форма наложенных ореолов над залежами антиклинального типа кольцеобразная и обычно связана с контуром водонефтяных контактов. Наличие на участках разломов, в особенности водо- и нефте непроницаемых, может в значительной мере отразиться на форме ореола. Для ловушек УВ неструктурного типа форма наложенного ореола далека от концентрического вида, чаще всего вытянута в каком-нибудь направлении. В любом случае форма ореола определяется структурой самих ловушек. При этом наиболее интенсивные аномальные концентрации элементов-спутников обычно тяготеют к контактам залежей. В тех случаях, когда их покрывки имеют какие-либо дефекты или выклиниваются, непосредственно над самой залежью также возможно формирование наложенного ореола. Аналогичная картина может возникнуть, когда месторождение УВ

многопластовое. Если гипсометрически вышерасположенная залежь по своим размерам меньше нижележащей, то в этом случае в пределах аномального контура может четко проявиться наложенный ореол верхней залежи [Ворошилов, Вешев, Алексеев, 2004].

Элементный состав наложенных ореолов тесно увязывается с наличием в УВ химических элементов-спутников. Так, над некоторыми нефтегазовыми залежами Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП), для нефтей которых характерны повышенные концентрации цинка, в зафиксированных наложенных ореолах наиболее четко проявляется именно этот элемент. В наложенных ореолах различных углеводородных объектов Волго-Уральской и Тимано-Печорской НГП доминируют ванадий, никель и кобальт, те же особенности наблюдаются и в элементном составе нефтей. В Калининградской области в наложенных ореолах над залежами легких нефтей преобладают редкие и редкоземельные элементы, тогда как содержания ванадия и никеля довольно низкие. В элементном составе наложенных ореолов и их форм прослеживается зональность. Так, при площадных съемках над антиклинальными нефтегазоносными структурами нередко выявляются не одно, а два аномальных кольца: внутреннее, обычно пространственно тяготеющее к водонепроницаемому контакту залежи, и внешнее с большим радиусом. Первое из аномальных колец представлено повышенными концентрациями ванадия, никеля, кобальта, для второго характерны халькофильные элементы: медь, свинец, цинк, кадмий и др. Недостаточность исследований в этой области не позволяет пока сказать что-либо определенное о причинах такой зональности. Неясно даже, является ли она следствием миграционных свойств элементов в различных формах нахождения или результатом уже приповерхностного перераспределения элементов в гипергенных условиях [Ворошилов, Вешев, Алексеев, 2004].

Линейные размеры наложенных ореолов, например ширина, слабо зависят от характера перекрывающих пород, глубины залегания залежей и возраста нефтей. Вместе с тем прослеживается устойчивая зависимость ширины ореолов от линейных размеров самих залежей. По мере продвижения от мелких к крупным ширина наложенных

ореолов увеличивается от 200 до 2500 м и более. Так, для концентрических ореолов над антиклинальными ловушками с нефтью в среднем она составляет ~10 % от диаметра залежи. Подобного рода зависимость намечается и для интенсивности аномальных концентраций элементов-индикаторов в наложенных ореолах. Установлено, что на концентрации микроэлементов в наиболее подвижных формах нахождения влияет множество факторов [Зональность «наложенных»..., 2000]. Кроме геологических (состава пород, наличия или отсутствия залежей УВ, тектонических нарушений и др.) и ландшафта участка, концентрации микроэлементов зависят от сезона года, температуры и др.

Основное внимание в дальнейшей разработке геоэлектрохимических методов было направлено на усовершенствование технологии селективного выделения вторично закрепленных форм нахождения элементов, аккумулируемых почвой за продолжительный период (до нескольких десятков и сотен лет). Они образуют более устойчивые наложенные ореолы по сравнению с подвижными. Поэтому стали широко применяться следующие геоэлектрохимические методы поисков: по металлорганическим формам нахождения элементов (изучение элементов, взаимодействующих с природными фульво- и гуминовыми кислотами почв); термомагнитный геохимический метод (анализ элементов, накапливающихся вблизи земной поверхности на гидроокислах железа и марганца); метод диффузионного извлечения — изучение элементов, сорбированных глинистыми частицами почвы. Установлено, что наибольшая эффективность работ достигается при использовании нескольких геоэлектрохимических методов, направленных на анализ различных форм нахождения микроэлементов в почвах [Геохимический способ..., 1996].

Главным достоинством этой комплексной технологии является ее глубинность. В связи с этим остановимся на скорости формирования наложенных ореолов. Расчеты показали, что скорость миграции микроэлементов-спутников нефти с глубины к дневной поверхности может быть не менее 1 мм/год. Следовательно, вероятные скорости вертикальной миграции элементов в легкоподвижных формах нахождения значительно превышают таковые для диффузионного

массопереноса. Диффузия и вертикальная фильтрация водных растворов в принципе не могут сформировать наложенных ореолов наблюдаемой формы и контрастности над залежами, расположенными на глубинах несколько километров. Поэтому пользователи геоэлектрохимических методов отдадут предпочтение пузырьково-конвективному механизму миграции элементов, включающему естественную ионную флотацию на поверхности пузырьков природных свободных газов. Рассчитанные физико-математические модели удовлетворительно согласуются с имеющимися эмпирическими данными [Some aspects..., 1996].

Применительно к нефтегазопроисковым работам геоэлектрохимические технологии используются: при прогнозе нефтегазонасности крупных малоизученных территорий (региональный прогноз); оценке нефтегазонасности выявленных сейсморазведкой структур; определении масштабов залежей в плане при наличии единичных продуктивных скважин; поисках новых скоплений на периферии открытых месторождений УВ (локальный прогноз). Имеются положительные результаты применения методов при анализе донных проб в шельфовых зонах [Перспективы применения..., 2004]. В ряде случаев последующим после съемок бурением выявлены новые нефтегазовые залежи. Результаты геоэлектрохимических работ, проведенных более чем на 50 месторождениях Волго-Уральской, Западно-Сибирской, Тимано-Печорской, Прикаспийской, Днепровско-Припятской НГП, Балтийской нефтеносной области, позволили выявить прогнозно-поисковые критерии разноранговых УВ систем и объектов [Региональные геоэлектрохимические..., 1994]. Эти критерии являются универсальными, поскольку базируются на комплексном использовании нескольких методов, изучающих различные химические элементы, сорбированные почвой УВ-газы и физико-химические свойства почвы (Еh, рН, магнитную восприимчивость до и после обжига). По мнению указанных выше исследователей, применение результатов геоэлектрохимических съемок актуально при оценке слабоизученных сейсморазведкой значительных площадей, но перспективно на обнаружение залежей нефти и газа по геологическим данным.

2.3.5. Гелиевая съемка

Основоположником данной съемки в России является И. Н. Яницкий. Созданная им лаборатория и специальное оборудование позволили в свое время сделать определенные успехи в этом направлении. Гелиевая съемка традиционно использовалась для картирования перекрытых разрывных структур высокого ранга с дальнейшим выделением так называемых геопатогенных зон и т. д. Недостатком ее является рекордная диффузия гелия в воздушной среде. Он образуется в результате распада тория, урана и радионуклидов. Гелиеносные природные газы содержат обычно до 2% гелия по объему и очень редко больше. Кларковое содержание его в воздухе $5,2 \cdot 10^{-4}\%$, а максимальное — $1-10 \cdot 10^{-5}\%$, т. е. аномалии гелия крайне слабые. Все значимые результаты с применением гелиевой съемки получены при опробовании водной среды: ручьи, болота, реки со слабым течением, грунтовые воды. В воде гелий хорошо растворяется, а его аномальные концентрации значительно выше. Он легко растворим в нефтях и является сопутствующим газом на газовых промыслах. Проблема заключается в следующем. По своему происхождению гелий является мантийным или как минимум газом, не связанным с нефтематеринскими породами. Мигрируя вверх, он может накапливаться в ловушках и частично растворяться в нефтях. Если из-за физико-химических условий в определенный момент нефтяная или газовая залежь накапливает гелий, являясь своеобразным буфером, то при изменении этих условий углеводородная среда месторождения способна выделять гелий в окружающее пространство. В какой момент происходит накопление гелия, а когда его выброс, определить невозможно.

Поверхностная гелиевая съемка, теоретическая и практическая значимость которой рассмотрена в работах многих исследователей [Якуцени, 1968; Яницкий, 1979; Происхождение и формирование..., 1981], способствует выявлению разломов и трещин, зон улучшенной проницаемости. Комплексирование полученных данных с имеющимися скважинными, сейсмическими и другими геофизическими материалами дает возможность локального прогноза коллекторских

свойств и характера насыщения. Применение гелиевой съемки (определение концентрации гелия в подпочвенном слое) для решения геологических задач имеет серьезное физико-геологическое обоснование. В современных флюидодинамических потоках носителями являются глубинный (неатмосферный) азот, CO_2 , CH_4 и другие УВ-газы, гелиенасыщенность высокая и составляет от 1–10 до 20% об. Изменение исходной газонасыщенности, степени вертикальной проницаемости тектонических нарушений и характеристик трещинных коллекторов находит отражение в изменении концентрации гелия в подпочвенном слое.

Гелий из-за химической инертности не сорбируется породами и не образует соединений с другими химическими элементами. Миграционная способность его выше, чем у остальных газов, кроме водорода. Существует два глобальных первичных источника гелия: мантия и породы земной коры. Коровый гелий образуется в результате радиоактивного распада. Главными его источниками являются породы, из кристаллической решетки радиогенный гелий мигрирует в поровое и трещинное пространство. На распределение гелия в разрезе осадочного чехла влияет содержание в пустотном пространстве пород сингенетичного гелия, а также поступившего в осадочную толщу из кристаллического фундамента. Содержание сингенетичного гелия в порах и трещинах зависит от концентрации материнских элементов (U , Th), продолжительности выделения газов (возраста пород), степени потерь образовавшихся газов в породах, объема пор. Наибольшее количество гелия генерируется глинами и обогащенными органическим веществом породами.

Гелий, перешедший в пустотное пространство из кристаллической решетки окружающих пород, выделяется в газовую фазу и мигрирует к поверхности. В пустотном пространстве пород осадочного чехла находится гелий, поступивший из кристаллического фундамента, который содержит больше элементов, способных его генерировать. Роль «фундаментного» гелия в условиях «гранитного» фундамента более значительна, чем «осадочного». В последний гелий из фундамента поступает путем фильтрации по трещинным тектоническим нарушениям. По мере удаления от фундамента концентрация и упругость

гелия в газовых залежах уменьшаются. Распределение стационарного потока гелия в осадочном чехле определяется близостью, возрастом фундамента, мощностью и общей проницаемостью чехла. При мощном чехле тектонические нарушения находят отражение в повышенных концентрациях гелия в пластовых флюидах и гелиевые аномалии контрастно выражены. Наиболее четкие аномалии, как поверхностные, так и глубинные, зафиксированы там, где имеются скопления УВ под первой от фундамента ненарушенной покрывкой. По мере удаления от фундамента и приближения к поверхности определяющим фактором формирования гелиевых аномалий становятся флюидопоры осадочного чехла и сформированные залежи нефти и газа.

Фундаментальным для прогноза залежей УВ по гелию является факт, что его растворимость в нефти на порядок больше, чем в воде, а содержание в свободном газе еще на порядок выше. Наиболее высокие концентрации гелия связаны с залежами свободных газов, перекрытых эвапоритовыми покрывками. Глинистые не являются барьером, приводящим к значительному накоплению гелия в залежах, что видно на примере сеноманских газовых залежей Западной Сибири, где его содержание составляет сотые и тысячные доли процента. На поверхности локальные зоны с аномальным содержанием гелия формируются за счет вертикальной миграции флюидов с повышенной гелиеносностью. Четкость и контрастность аномалий, проецирующиеся на поверхности, наблюдаются под первым от поверхности земли водоупором при благоприятных условиях на уровне грунтовых вод. Положительные аномалии по гелию в контуре нефтеносности являются индикаторами высокой проницаемости и нарушения продуктивного разреза трещинными коллекторами, высокого газового фактора, неоднородного характера насыщения резервуара.

Полевое определение концентрации *He* производится обычно по сети 1000 x 200 м в специальных шурфах глубиной 100–150 см и диаметром ≥ 7 см. Измерения содержания гелия выполняются в трехцикловом режиме с компенсацией значений в каждой точке измерений: сначала определяют концентрации *He* в приповерхностном воздухе, затем в шурфе и потом снова в воздухе. Данная методика устраняет влияние аппаратного дрейфа гелиевых течеискате-

лей. При выполнении измерений приустьевые части шурфов, в месте сопряжения с пробоотборником, тампонируются подручными материалами, а верхняя часть пробоотборника плотно сопряжена со щупом течеискателя, что предотвращает быстрое разубоживание исследуемого объема. Цикл измерения на каждой точке проводится с экспозицией 3–5 мин до момента установления стабильного отсчета. Ежедневно выполняются контрольные измерения по методике 10% повтора наблюдений двух предыдущих дней с бурением новых шурфов (на расстоянии 5–10 м от контролируемой точки). Погрешность определения концентрации гелия в почвенном воздухе по данным основных и контрольных наблюдений составляет 18%.

Основной задачей таких геохимических работ является районирование территории по величинам концентрации He в подповерхностном воздухе, поскольку они позволяют выявить прямые признаки присутствия скоплений УВ в разрезе, что определяется процессами миграции его из нефтегазовых залежей через покрывающие породы до поверхности. Опыт гелиеметрических исследований показывает, что концентрация его в подповерхностном воздухе из-за разубоживания в зоне аэрации незначительно отличается от фоновых значений. Выполнение трех циклов замеров приводит к увеличению надежности результатов. Тем не менее вариации концентраций He в подповерхностном воздухе искажают информационные параметры съемки. Практика показывает, что данные о изменениях концентрации гелия на постоянном контрольном пункте не решают эту проблему, так как его вариации являются функцией не только времени, но и координат, места отбора. Поэтому полевые определения содержания гелия нормируются на средние значения по каждому отдельному одновременно выполненному профилю, что решает проблему учета временной и координатной составляющей вариаций концентраций He . По результатам нормированных данных полевых измерений концентраций гелия в шурфах составляются карты районирования площади работ по его содержанию в подповерхностном воздухе. Статистика концентраций He по близко временным интервалам позволяет составить дополнительный набор карт районирования (в том числе со значениями стандартного

отклонения концентраций He). На эти карты по характеристикам поля гелиевых содержаний выносятся информация о присутствии в почвенном воздухе метана и тяжелых УВ. Выполняется качественная оценка концентраций тяжелых УВ (C_3 и выше) по следующим градациям: отсутствие тяжелых СН; следы тяжелых СН; содержание тяжелых СН $\cong 0,001$ (или следы тяжелых СН); содержание тяжелых СН = $0,001-0,002$; содержание тяжелых СН $> 0,002$.

Большой объем исследований по гелиевой съемке выполнен коллективом ЗАО «Актуальная геология» под руководством В.Б. Чистякова на территории Западной и Восточной Сибири [Выделение коллекторов..., 2004ф; Прогноз полей..., 2006ф; Гелиевая съемка..., 2006ф, 2007ф]. В результате проведенных работ с углеводородной привязкой выявленных аномалий на ряде локальных участков, исследований проницаемости резервуаров и дренирования разреза выявлены закономерности нефтеносности в условиях различной проницаемости и трещиноватости пород, показаны экранирующие разломы и трещинные системы, построены карты перспектив нефтеносности коллекторов с трещинной проницаемостью, с результатами обработки сопоставлены материалы геолого-геофизических работ. По материалам гелиевой и индикаторной углеводородной съемки выполнено районирование территории по суммарным и послойным коллекторским характеристикам и нефтенасыщенности, закартированы перспективные площади, оценена степень нефтенасыщенности коллекторов с трещинной проницаемостью, установлены перспективные для дальнейшей разработки контуры залежей. Выявленные линейные и изоморфные положительные гелиевые аномалии четко выражены, контрастны и интенсивны, значительная нефтенасыщенность доказана промысловыми данными. При интерпретации результатов гелиевой съемки и промысловой привязке гелиевых аномалий авторы исходят из того, что положительные аномалии по гелию являются индикаторами высокой проницаемости и газонасыщенности объекта и дренирования продуктивного разреза трещинными коллекторами. Пониженные значения содержания гелия — индикаторы высокой изолированности залежи, разреза, низкой газонасыщенности и проницаемости целевого объекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотрены возможности различных геохимических съемок (газовая по грунтам и снежному покрову, биохимическая, фитогеохимическая, литогеохимическая, геоэлектрохимические, гелиевая), применяемых для нефтегазопроисковых работ. Все они с той или иной степенью достоверности позволяют дать прогноз перспектив нефтегазоносности изучаемой территории. Данные площадных съемок демонстрируют связь геохимических аномалий с залежами УВ независимо от глубины их залегания. Эти методы можно успешно использовать в малоизученных районах, они не требуют затрат на бурение, что обеспечивает высокую их эффективность, ускоряет темпы промышленного освоения территории и снижает стоимость подготовки запасов. Прямые геохимические поиски нефтяных и газовых месторождений обладают рядом важных преимуществ по сравнению с геофизическими методами: они направлены на поиск не ловушек, а самих залежей. Геохимические методы определяют наличие или отсутствие скоплений УВ в тех или иных районах и на конкретных площадях по данным исследования слоев, залегающих вблизи поверхности. С целью экономии средств и времени газогеохимические съемки целесообразно проводить до начала буровых работ. По результатам съемок строятся различные карты в изоляциях отдельных или комплексных геохимических параметров, специфически аномальные изменения которых связываются с влиянием нефтегазовых залежей. Эти карты, дополняющие структурные построения, позволяют прогнозировать пространственное положение залежей до постановки поискового бурения, а в конце поискового и начале разведочного этапов — уточнять положение контура нефтегазоносности с использованием первых продуктивных скважин. В ряде регионов эти исследования способствовали открытиям новых месторождений.

Рассмотрение достоинств и недостатков различных методов позволяет констатировать, что в наибольшей мере требованиям массового мобильного метода отвечает традиционная газеогехимическая съемка по свободным газам и, как ее разновидность, газовая съемка по газам, сорбированным снежным покровом. Она является одним из вариантов прямых геохимических методов прогноза нефтегазоносности территорий, адаптированным к условиям Сибири. Газовая съемка по снегу обладает рядом важных преимуществ перед другими геохимическими методами. Снежный покров представляет собой более однородную в геохимическом отношении среду, чем воздух, поверхностные воды, почвы, осадки и породы. Снег экранирует газовый поток, способствуя накоплению в нем УВ. Все УВ-газы в нем аллохтонные и современные, как и сам снежный покров. В зимнее время биохимические процессы заторможены, количество болотного метана резко снижается и не так сильно, как летом, маскирует газовый поток, поднимающийся от залежей. Относительно длительный временной промежуток накопления полезного сигнала в снеговом покрове способствует нивелированию суточных колебаний интенсивности почвенных эманаций. Для проведения работ доступны практически любые участки, что особенно ценно в условиях заболоченной равнины Западной Сибири. Газовая съемка по снегу является принципиально новым методом в практике нефтегазопоисковых работ, который показал высокие результаты обнаружения залежей УВ. Комплексование геохимических показателей газовой съемки по снежному покрову вместе с сейсмостратиграфическими, литогеохимическими и традиционными геологическими методами исследований позволит существенно повысить эффективность поисково-разведочного бурения на нефть и газ. Отражая разные грани геологических объектов (морфологию и химический состав залежей), эти методы дополняют друг друга и создают надежную основу для повышения достоверности прогнозирования глубинных скоплений УВ.

Без выяснения геологического строения исследуемой территории невозможны надежная интерпретация геохимических данных и прогноз нефтегазоносности. Так, не всегда непосредственно под газовой аномалией находится залежь, она может быть смещена в сторону,

а подток УВ происходит по наклонным пластам, зонам разуплотнения, дизъюнктивным нарушениям и т. д. Поэтому для более надежной геологической интерпретации наземных геохимических и геофизических аномалий необходимо проводить геолого-геодинамические исследования осадочного чехла и верхней части бассейна. В результате можно отыскать зоны повышенной трещиноватости, геодинамически активных участков, напряженных и ослабленных тектонических блоков, наиболее благоприятных объектов для аккумуляции нефти или газа, т. е. ловушек УВ. Для этого необходимо иметь материалы стандартного комплекса геофизических исследований (сейсмических, гравиметрических, магнитометрических). Только комплексирование наземных геофизических и геохимических методов позволит определить возможное местонахождение залежи и тем самым снизить затраты на подготовку объектов под глубокое бурение. Главным результатом этих экономически выгодных и эффективных исследований является сокращение числа непродуктивных скважин и ускорение отдачи от капиталовложений недропользователей.

Однако, несмотря на значительные успехи геохимических методов, экономическая эффективность которых при поисках залежей УВ доказана в различных регионах России, широкое внедрение их в геологоразведочные работы сдерживается несовершенством ряда методических приемов и аппаратуры полевого комплекса исследований. Поэтому применяемые методы поиска залежей нефти и газа не всегда характеризуются определенностью конечного результата. Фиксируемые значения концентраций полеобразующих ингредиентов сформированы под влиянием множества факторов, осложнены различными помехами и могут быть случайными. По этой причине рекомендации любых съемок должны подтверждаться и другими исследованиями.

Автор благодарен организатору ширококомасштабной геохимической съемки по снежному покрову в Западной Сибири профессору В. С. Вышемирскому и продолжившему позднее эти работы академику А. Э. Конторовичу; аналитикам лаборатории геохимии нефти и газа и конструкторского отдела ИНГГ СО РАН; многочисленному отряду полевиков, отбиравших пробы снега в суровых условиях Сибири.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Bailey C. E., Stutman M. B. Soil-gas sampling apparatus // US patent № 5235863, 17.08.1993.
2. Bishlawy S. et al. Soil gas survey detects microseepage through thick evaporitic sequence in Egipt // Oil and Gas Journal. 2001. № 5. P. 36–42.
3. Dalziel V. C., Donovan T. J. Pine needles, sage baves-keys to finding oil // Oil and Gas Journal. 1981. Vol. 79, № 35. P. 97.
4. Davidson J. L., Morris B. R. Geochemical soil sampling for oil and gas exploration // US patent № 5922974, 13.07.1999.
5. Horvitz Z. Qeochemical exporation for petroleum // Science. 1985. Vol. 229, № 4716. P. 821–827.
6. Klusman R. W., Voorhees K. S. A new development in petroleum exploration technology // Mines Magazine. 1983. V. 73, № 3.
7. Some aspects of practical use of geoelectrochemical methods of exploration for deep-seated mineralization // S. G. Alekseev, A. S. Dukhanin, S. A. Veshev, N. A. Voroshilov // J. of Geochemical Exploration. 1996. № 56. P. 79–86.
8. Voorhees K. S, Klusman R. W. Apparatus and method for geochemical prospecting // US patent № 4573354, 04.03.1986.
9. Барс Е. А., Коган С. С. Методическое руководство по исследованию органических веществ подземных вод нефтегазоносных областей. М.: Недра, 1979. 156 с.
10. Барташевич О. В. Нефтегазопроисковая битуминология. М.: Недра, 1984. 244 с.
11. Белоносов А. Ю., Тимшанов Р. И. Основы концепции вариационных углеводородно-геофизических исследований для поисков скоплений углеводородов // Мат-лы междунар. науч. конгресса «Гео-Сибирь-2006». Новосибирск, 2006. С. 154–158.

12. Биогеохимический способ поиска нефтеперспективных площадей // Авторское свидетельство СССР № 1260907 1986. БИ № 36 / Л. Г. Комогорова, Е. В. Стадник, Б. А. Колотов и др.

13. Вайнбаум С. Я. Прибор для измерения величины E_n в забоях газосъемочных скважин // Полевая и промысловая геохимия. М.: Гостехиздат, 1953. Вып. 1. С. 56–62.

14. Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти // Изв. АН СССР. 1967. Сер. геол., № 11. С. 137–142.

15. Вернадский В. И. О газовом обмене земной коры // Изв. Императорской АН. 1912. № 6. С. 141–162.

16. Ворошилов Н. А., Вешев С. А., Алексеев С. Г. Наложённые ореолы рассеяния химических элементов-спутников углеводородов как прогнозный и поисковый признак нефтегазоперспективных геологических структур // ТЭК России — основа процветания страны. СПб.: ВНИГРИ, 2004. С. 191–195.

17. Временные инструктивные указания по технике и методике отбора проб, дегазации вод и пород, транспортировке проб и анализу газов в связи с разработкой прямых методов поисков нефти и газа / под ред. М. Т. Гурина. М.: ОНТИ ВНИИЯГГ, 1964. 211 с.

18. Вышемирский В. С., Конторович А. Э., Пастух П. И. Эффективность газовой съемки по снегу // Геология нефти и газа. 1992. № 1. С. 31–33.

19. Вышемирский В. С., Конторович А. Э., Фомин А. Н. Газовая съемка по снегу в условиях Сибири // Особенности геологического строения и разработки месторождений Шаимского нефтегазозонного района / под ред. П. Ф. Печеркина, Н. Л. Веремко и В. В. Гузеева. Урай-Тюмень: ТПП Урайнефтегаз, 2002. С. 93–96.

20. Вышемирский В. С., Симонова В. И. Влияние нефтяной залежи на микроэлементный состав сосновой хвои // Геология и геофизика. 1988. № 2. С. 38–41.

21. Вышемирский В. С., Симонова В. И., Симонов Н. А. Поиск нефтяных залежей в Западной Сибири по сосновой хвое // Геология и геофизика. 1991. № 7. С. 37–43.

22. Вышемирский В. С., Шугуров В. Ф. Газовая съемка по снегу на юге Западной Сибири // Геология и геофизика. 1987. № 6. С. 17–22.

23. Газообразные гомологи метана и олефины у поверхности земли в связи со скоплениями углеводородов / В. С. Вышемирский, П. И. Пастух, А. Н. Фомин, В. Ф. Шугуров // Геология и геофизика. 1992. № 2. С. 3–7.

24. Галимов Э. М. Генезис газов на севере Западной Сибири по данным $\delta^{13}\text{C}$ и δD метана // Доклады РАН. 1995. Т. 342, № 3. С. 371–374.

25. Геоботанический способ поиска нефти // Авторское свидетельство СССР № 1402996. 1988. БИ № 22 / Г. Ю. Валуконис, В. Г. Лизанец.

26. Геодекян А. А., Карус Е. В. Геохимические методы поисков месторождений нефти и газа. М.: Наука, 1983. 199 с.

27. Геохимическая съемка на стадии доразведки месторождений нефти и газа, геохимические исследования керна с целью выявления нефтенасыщения // Междунар. конференция «Геохимические методы исследований: технологии, инновации, развитие». Красноярск, 2017.

28. Геохимическая съемка по снежному покрову как эффективный метод поиска и разведки залежей нефти и газа в юрских отложениях Западной Сибири / М. Д. Заватский, В. А. Гуцин, А. В. Рыльков // Перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской нефтегазовой провинции. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 2005. С. 50–54.

29. Геохимические исследования при выборе и эксплуатации подземных объектов хранения газа / Е. В. Стадник, Н. С. Гулиев, Ф. Г. Дадашев, А. А. Файзуллаев // Геология нефти и газа. 1987. № 3. С. 47–50.

30. Геохимические методы поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений / А. А. Карцев, З. А. Табасаранский, М. Н. Суббота, Г. А. Могилевский. М.: Гостоптехиздат, 1954. 430 с.

31. Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений / О. В. Барташевич, Л. М. Зорькин, С. Л. Зубайраев и др. М.: Недра, 1980. 300 с.

32. Геохимический способ поисков углеводородов // Патент России № 2097796, 3.04.96 / Н. А. Ворошилов, С. А. Вешев, С. Г. Алексеев и др.

33. Грузнов В. М., Балдин М. Н., Науменко И. И. Физические основы газового анализа и геохимической съемки: учеб. пособие. Новосибирск: НГТУ, 2019. 163 с.

34. Детальные геохимические нефтегазопоисковые работы по опорным газометрическим горизонтам: методические указания / В. А. Строганов, И. Г. Кенниг, М. Г. Петренко. М.: ОНТИ ВНИИЯГГ, 1975. 101 с.

35. Дорогокупец Т. И., Кондратов Л. С. К теории литогеохимического метода поисков месторождений нефти и газа // Теоретические вопросы геохимических методов поисков залежей нефти и газа. М.: ОНТИ ВНИИЯГГ, 1980. С. 105–116.

36. Дыхан С. В., Ларичев А. И., Коробов Ю. И. Прогнозирование скоплений углеводородов на территории Катангской седловины по комплексу геолого-геохимических данных и результатам наземных газогеохимических исследований // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. № 7. С. 42–44.

37. Зональность «наложенных» ореолов рассеяния металлов над нефтяными залежами / С. Г. Алексеев, С. А. Вешев, Н. А. Ворошилов, К. И. Степанов // Отечественная геология. 2000. № 1. С. 40–43.

38. Зубайраев С. Л. Газобактериальная съемка по снежному покрову и приземному воздуху при поисках нефти и газа (инструктивные указания). М.: ВНИИЯГГ, 1981. 35 с.

39. Зубайраев С. Л. Методические рекомендации по применению фитогеохимической съемки при работах на нефть и газ. М.: ВНИИЯГГ, 1982. 29 с.

40. Иванов В. В., Гулиев И. С. Массообмен, углеводородообразование и фазовые переходы в осадочных бассейнах. Баку: Нафта-Пресс, 2001. 104 с.

41. Ившина И. Б., Пшеничнов Р. А., Оборин А. А. Пропаноксиляющие родококки. Свердловск: УНЦ АН СССР, 1987. 124 с.

42. Инструктивные указания по проведению газобиохимических поисковых работ на нефть и газ / под ред. Г. А. Могилевского, Е. В. Стадника. М.: ОНТИ ВНИИЯГГ, 1974. 116 с.

43. Инструкция по геохимическим методам поисков рудных месторождений. Министерство геологии СССР. М.: Недра, 1983. 191 с.

44. Исаев В. П., Королев В. И., Костюченкова Е. П. Геохимические методы поисков залежей нефти и газа на юге Сибирской платформы. Иркутск: ИГУ, 1986. 224 с.

45. Карус Е. В. Физико-химические основы прямых поисков залежей нефти и газа. М.: Недра, 1986. 336 с.
46. Карцев А. А. Теоретические основы нефтегазовой гидрогеологии. М.: Недра, 1992. 208 с.
47. Катаев О. И., Борковский А. А., Верес С. П. Перспективы нефтегазоносности юрских отложений в пределах южного Ямала по результатам геохимической съемки // Геология нефти и газа. 2007. № 1. С. 15–22.
48. Комогорова Л. Г., Стадник Е. В. Фитогеохимические исследования в нефтеносных районах и возможность комплексной интерпретации их результатов с данными дистанционного зондирования. М.: ВИЭМС, 1989. 52 с.
49. Комплексирование методов разведочной геофизики: справочник геофизика. М.: Недра, 1984. 383 с.
50. Коробов Ю. И., Малышко Л. Д., Дыхан С. В. Критерии локального прогноза зон нефтегазоаккумуляции на территории Сибирской платформы на основе анализа газо- и литогеохимических полей Куюмбинского и Собинского месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2002. № 9. С. 49–53.
51. Кузнецов О. Л. Временные методические рекомендации по литогеохимическим исследованиям при поисках месторождений нефти и газа. М.: ВНИИЯГТ, 1984. 60 с.
52. Курчиков А. Р., Белоносов А. Ю., Тимшанов Р. И. Динамика концентраций ароматических углеводородов C_6 - C_8 в приповерхностных средах в связи с прямыми геохимическими поисками залежей нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2010. № 4. С. 44–48.
53. Курчиков А. Р., Белоносов А. Ю., Тимшанов Р. И. Метод временной вариации параметров при сборе, обработке и интерпретации геохимико-геофизических данных на стадии подготовки объектов к поисковому бурению // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. VII науч.-практич. конф. Ханты-Мансийск: ИздатНаука-Сервис, 2004. Т. 2. С. 187–199.
54. Левенсон В. Э. Проблемы грязевого вулканизма и геохимическая битуминология // Результаты исследования грязевых вулка-

нов Крымско-Кавказской провинции. М.: Известия АН СССР, 1939. С. 17–26.

55. Локализация промышленных запасов нефти и газа методом площадной газовой съемки по снегу в условиях Западной Сибири / В. А. Гуцин, М. Д. Заватский, В. М. Карапетянц, А. В. Рыльков // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск: Путиведь, 2003. С. 89–97.

56. Маловичко А. К., Костицын В. И., Тарунина О. Л. Детальная гравиразведка на нефть и газ. 2-е изд. М.: Недра, 1989. 224 с.

57. Малюшко Л. Д., Ларичев А. И., Коробов Ю. И. Метод ДГМ (диагностики генезиса минералов) — эффективный физико-химический способ локального прогноза залежей УВ при проведении прямых поисковых работ на нефть и газ // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. № 7. С. 45–50.

58. Могилевский Г. А. Микробиологические исследования в связи с газовой съемкой // Разведка недр. 1938. № 4–5. С. 59–66.

59. Могилевский Г. А. Микробиологический метод поисков газовых и нефтяных залежей. М.; Л.: Гостоптехиздат, 1953. 56 с.

60. Могилевский Г. А. Основные вопросы микробиологического метода поисков нефти и газа // Проблема геохимических поисков нефтяных и газовых месторождений и вопросы ядерной геологии. М.: Недра, 1968. С. 157–191.

61. Могилевский Г. А. Экспресс-метод определения индикаторной микрофлоры при геохимических поисках нефти и газа (методические рекомендации). М.: ОНТИ ВНИИЯГТ, 1976. С. 32 с.

62. Нефтегазопроисходящая газобиохимическая съемка по снежному покрову / Е. В. Стадник, Г. А. Могилевский, В. М. Богданов и др. // Изв. вузов. 1978. Сер. Геология и разведка., № 3. С. 81–92.

63. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / А. Э. Конторович, Н. М. Бабина, Л. И. Богородская и др. Л.: Недра, 1967. 224 с.

64. Оборин А. А., Стадник Е. В. Нефтегазопроисходящая геомикробиология. Екатеринбург: УроРАН, 1996. 408 с.

65. Оборин А. А., Шишкин М. А., Бачурин Б. А. Оценка нефтегазоносности локальных объектов Приуралья по биогеохимическим критериям. Свердловск: Уро АН СССР, 1988. 124 с.

66. Опыт применения несейсмических геофизических и геохимических методов для решения задач локального прогноза нефтегазоносности // Междунар. конф. «Геохимические методы исследований: технологии, инновации, развитие». Красноярск, 2017.

67. Перельман А. И. Геохимия ландшафта. М.: Географиз, 1961. 392 с.

68. Перспективы применения геоэлектрохимических методов при поисках месторождений углеводородов на шельфе и в условиях транзитного мелководья / Н. А. Ворошилов, С. А. Вешев, С. Г. Алексеев и др. // Транзитное мелководье — первоочередной объект освоения углеводородного потенциала морской периферии России. СПб.: ВНИГРИ, 2004. С. 72–85.

69. Петрофизика: учебник для вузов // под ред. Г. С. Вахромеев. Томск: ТГУ, 1997. 399 с.

70. Петухов А. В., Старобинец И. С. Основы теории геохимических полей углеводородных скоплений. М.: Недра, 1993. 332 с.

71. Проблемы развития прямых геохимических методов поиска скоплений углеводородов в Западной Сибири / А. В. Рыльков, В. А. Гущин, В. Е. Силич, М. Д. Заватский // Использование геохимической информации при прогнозе нефтегазоносности. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1996. С. 84–94.

72. Происхождение и формирование состава природных газов по данным изотопной геохимии / под ред. Э. М. Прасолова. Л.: Недра, 1981. 132 с.

73. Прямые геохимические методы поисков месторождений нефти и газа в условиях Западной Сибири / В. С. Вышемирский, А. Э. Конторович, А. Н. Фомин и др. // Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1996. С. 108–110.

74. Прямые геохимические поиски нефти и газа на шельфе Черного моря / В. С. Вышемирский, Е. Ф. Доильницын, В. О. Красавчиков, В. Ф. Шугуров. Новосибирск: Наука, 1991. 93 с.

75. Прямые поиски залежей углеводородов на территории степного Алтая методом газеохимической съемки по снегу // Новые направления и перспективы поиска и разведки месторождений полезных ископаемых / А. Э. Конторович, А. Н. Фомин, Н. В. Сенников и др. Новосибирск: СГГА, 2007. С. 60–65.

76. Региональные геоэлектрохимические исследования на европейской части России с целью металлогенического прогноза / С. Г. Алексеев, Н. А. Ворошилов, В. И. Васильева и др. // Российский геофизический журнал. 1994. № 3–4. С. 38–40.

77. Результаты применения геохимической съемки по снегу для выявления и оконтуривания нефтяных залежей в Шаимском районе (Западная Сибирь) / В. С. Вышемирский, А. Э. Конторович, А. Н. Фомин и др. // Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1992–1993 гг. Новосибирск: ОИГГиМ СО РАН, 1995. Ч. 2. С. 95–100.

78. Соколов В. А. Геохимия природных газов. М.: Недра, 1971. 334 с.

79. Соколов В. А. Прямые геохимические методы поисков нефти. М.: Гостоптехиздат, 1947. 224 с.

80. Способ газовой съемки // Авторское свидетельство СССР № 269514. 1970. БИ № 15 / Г. А. Могилевский, Ф. А. Алексеев, Н. В. Поршнева и др.

81. Способ определения концентраций элементов // Патент России № 1337740, кл. G01V 9/00. 1987. БИ № 34 / Л. Д. Малюшко.

82. Способ прогнозирования залежей углеводородов // Патент России № 22444326, кл. G01V 9/00. 2005. БИ № 1 / Л. Д. Малюшко, А. И. Ларичев, Ю. И. Коробов, Н. А. Власова.

83. Способ прямых геохимических поисков залежей углеводородов // Патент России № 2176407, кл. G01V 9/00. 2001. БИ № 33 / Л. Д. Малюшко, А. И. Ларичев, Ю. И. Коробов и др.

84. Стадник Е. В., Комогорова Л. Г., Юрин Г. А. Фитогеохимический метод поисков месторождений нефти и газа // Методы нефтегазопоисковой геохимии. М.: ВНИИЯГГ, 1982. С. 12–26.

85. Старобинец И. С., Калинин М. К. Отбор проб и анализ природных газов нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, 1985. 239 с.

86. Страхов Н. М. Основы теории литогенеза // Типы литогенеза и их размещение на поверхности Земли. М.: АН СССР, 1962. Т. I. 212 с.

87. Струйная миграция вещества в образовании вторичных ореолов рассеяния / Ю. С. Рысс, И. С. Гольдберг, С. Г. Алексеев и др. // ДАН СССР. 1987. Т. 297, № 4. С. 956–958.

88. Сурнин А. М. Фитогеохимический прогноз перспектив нефтегазоносности локальных площадей на малоизученных территориях Байкитской НГО // Новые направления и перспективы поиска и разведки месторождений полезных ископаемых. Новосибирск: СГГА, 2007. С. 47–50.

89. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа / под ред. Э. А. Бакирова и В. Ю. Керимова: учеб. для вузов. // Методика поисков и разведки скоплений нефти и газа. 4-е изд. М.: Недра, 2012. 416 с.

90. Хмелевской В. К. Геофизические методы исследований земной коры. Дубна: Междунар. университет природы, 1999. Кн. 1. 203 с. 92.

91. Экспрессный анализ объектов окружающей среды с применением портативных газовых хроматографов и поликапиллярных колонок / В. М. Грузнов, А. Т. Шишмарев, В. Г. Филоненко и др. // Журнал аналитической химии. 1999. Т. 54, № 3. С. 957–961.

92. Явление парагенезиса субвертикальных зонально-кольцеобразных геофизических, геохимических и биогеохимических полей в осадочном чехле земной коры // Открытия в СССР. М.: ВНИИПИ, 1981. С. 34–37.

93. Якуцени В. П. Геология гелия. Л.: Недра, 1968. С. 232.

94. Яницкий И. Н. Гелиевая съемка. М.: Недра, 1979. 96 с.

ФОНДОВЫЕ РАБОТЫ

1. Выделение коллекторов с улучшенной трещинной проницаемостью в фундаменте Ловинского месторождения на основе гелиевой съемки / В.Б. Чистяков и др. СПб.: Фонды ЗАО «Актуальная геология», 2004. 108 с.

2. Газовая и фитогеохимическая съемка в районе Иусской труппы поднятий / А.Э. Конторович, В.С. Вышемирский, С.В. Даниленко и др. Новосибирск: Фонды ИГиГ СО АН СССР, 1992. 56 с.

3. Газовая и фитогеохимическая съемка в районе Лазаревского месторождения / А.Э. Конторович, В.С. Вышемирский, С.В. Даниленко и др. Новосибирск: Фонды ИГиГ СО АН СССР, 1991. 56 с.

4. Газовая и фитогеохимическая съемка в районе Славинской площади / А.Э. Конторович, В.С. Вышемирский, В.Ф. Шугуров и др. Новосибирск: Фонды ИГиГ СО АН СССР, 1990. 91 с.

5. Газовая съемка по снегу в районе Узбекского месторождения / В.С. Вышемирский, В.Ф. Шугуров, П.И. Пастух и др. Новосибирск: фонды ИГиГ СО АН СССР, 1989. 40 с.

6. Газовая съемка по снегу в районе Умытшинского локального поднятия / А.Э. Конторович, В.С. Вышемирский, С.В. Даниленко и др. Новосибирск: Фонды ИГиГ СО АН СССР, 1993. 85 с.

7. Газовая съемка по снегу на Южно-Даниловском участке / А.Э. Конторович, В.С. Вышемирский, С.В. Даниленко и др. Новосибирск: Фонды ИГиГ СО АН СССР, 1994. 85 с.

8. Гелиевая съемка для выделения активных тектонических нарушений в поле рудника «Октябрьский» / В.Б. Чистяков и др. СПб.: Фонды ЗАО «Актуальная геология», 2006. 83 с.

9. Гелиевая съемка с промысловой привязкой выявленных аномалий на Галяновском, Средне-Назымском и Апрельском лицензионных участках / В.Б. Чистяков и др. СПб.: Фонды ЗАО «Актуальная геология», 2007. 54 с.

10. Комплексный научный анализ геохимической и геолого-геофизической информации на базе проведения площадной газовой геохимической съемки по снегу на Панкрушихинском, Тальменском, Залесовском и Шипуновском участках с целью оценки перспектив нефтегазоносности территории Алтайского края / А. Н. Фомин, А. Э. Конторович, Н. В. Сенников и др. Новосибирск: Фонды ИНГГ СО РАН, 2006. 162 с.

11. Прогноз полей нефтеносности, выявление и трассирование разрывных нарушений на основе гелиевой съемки и геофизических работ методом КМТЗ на Чатылькынском месторождении / В. Б. Чистяков и др. СПб.: Фонды ЗАО «Актуальная геология», 2006. 45 с.

12. Создание эффективной методики прямых поисков углеводородов комплексом наземных геохимических и геофизических методов / А. Э. Конторович, А. Н. Фомин, В. М. Грузнов и др. Новосибирск: Фонды ИНГГ СО РАН, 2008. 314 с.

13. Хэррингтон П. А., Фэнстермейкер Р. Поисково-разведочное обследование по методу GORETM. Карабашский район, Тюменская область, Западная Сибирь Когалым: Фонды LUKoil-Westsibiria GmbH, 2006. 39 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
Глава 1. Краткая характеристика основных геофизических и геохимических методов поисков залежей углеводородов	5
1.1. Геофизические методы	10
1.2. Геохимические методы	30
Глава 2. Прямые геохимические методы поисков залежей углеводородов	42
2.1. Краткая история развития прямых геохимических методов поисков залежей углеводородов	49
2.2. Методы, основанные на прямых признаках нефтегазоносности недр	65
2.2.1. Газогеохимическая съемка по грунтам и водам	65
2.2.2. Газогеохимическая съемка по снежному покрову	84
2.3. Методы, основанные на косвенных признаках нефтегазоносности недр	153
2.3.1. Биохимическая (микробиологическая) съемка	154
2.3.2. Фитогеохимическая съемка	159
2.3.3. Литогеохимическая съемка	170
2.3.4. Геоэлектрохимические съемки	177
2.3.5. Гелиевая съемка	182
Заключение	187
Список литературы	190
Фондовые работы	199

Учебное издание

Фомин Александр Николаевич

**ВОЗМОЖНОСТИ ПРЯМЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ
ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ**

Учебно-методическое пособие

Редактор *Д. И. Ковалёва*
Верстка *А. С. Терёшкиной*
Обложка *Е. В. Неклюдовой*

Подписано в печать 12.02.2020 г.
Формат 60 × 84/16. Уч.-изд. л. 12,6. Усл. печ. л. 11,7.
Тираж 60 экз. Заказ № 20.

Издательско-полиграфический центр НГУ.
630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 2.