

В. П. ИСАЕВ

**ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ
ПРОГНОЗА
И ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
НЕФТИ И ГАЗА**

Учебное пособие

Москва Вологда
«Инфра-Инженерия»
2022

УДК 553.98:550.84(075.8)

ББК 26.325:26.301я73

И85

Р е ц е н з е н т ы :

д-р геол.-минерал. наук *А. Г. Вахромеев*;

канд. геол.-минерал. наук *Н. П. Пастухов*

Исаев, В. П.

И85 Геохимические методы прогноза и поисков месторождений нефти и газа : учебное пособие / В. П. Исаев. – Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2022. – 196 с. : ил., табл.
ISBN 978-5-9729-0847-9

Рассмотрены структура и состав геохимического поля углеводородов, формируемого в нефтегазоносных провинциях. Освещены процессы преобразования газовых смесей в ходе латеральной и вертикальной миграции, происходящие не только механическим путем хроматографической дифференциации, но и химическими превращениями газовых смесей в соответствии с законами химической термодинамики. Представлены методы поиска нефтегазовых месторождений: газовый и битумный, гидрогеохимический, микробиологический, литогеохимический, геотермический, радиометрический.

Для студентов и аспирантов геологических специальностей и факультетов. Может быть использовано научными сотрудниками и специалистами научных и производственных учреждений, занимающихся прогнозом, поисками и разведкой месторождений нефти и газа.

УДК 553.98:550.84(075.8)

ББК 26.325:26.301я73

ISBN 978-5-9729-0847-9 © Исаев В. П., 2022

© Издательство «Инфра-Инженерия», 2022

© Оформление. Издательство «Инфра-Инженерия», 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

Список сокращений.....	5
Введение.....	6
Глава 1. ТЕОРИЯ ГЕОХИМИЧЕСКОГО ПОЛЯ.....	11
Глава 2. ФОРМЫ НАХОЖДЕНИЯ ГАЗОВ В ОСАДОЧНЫХ ПОРОДАХ.....	16
Глава 3. УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОЛЯ	30
Глава 4. МИГРАЦИЯ ГАЗОВ С ПОЗИЦИЙ ХИМИЧЕСКОЙ ТЕРМОДИНАМИКИ.....	43
Глава 5. МЕТОДЫ ПРЯМОГО ПРОГНОЗА И ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА.....	52
5.1. Газовый метод	52
5.1.1. Поверхностная газовая съемка	52
5.1.2. Газокерновое опробование.....	61
5.1.3. Газовый картаж скважин	62
5.1.4. Другие специфические газовые методы	79
5.2. Битуминологический метод	91
5.2.1. Основные задачи битуминологических исследований при поисковых и разведочных работах на нефть и газ	91
5.2.2. Люминесцентно-битуминологический анализ и его разновидности.....	92
5.2.3. Поверхностная битумная съемка.....	94
5.2.4. Битумный картаж скважин.....	96
Глава 6. КОСВЕННЫЕ МЕТОДЫ ГЕОХИМИЧЕСКОГО ПРОГНОЗА	99
6.1. Гидрогеохимический метод	99
6.2. Литогеохимический метод	102
6.3. Микробиологический метод	112
6.4. Фитогеохимический метод.....	117
6.5. Радиометрический метод.....	119
6.6. Физико-химический метод.....	121
6.7. Геотермический метод.....	122

Глава 7. МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОИСКОВ	125
7.1. Геохимические методы поисков как разновидность геологоразведочных работ.....	127
7.2. Стадийность и комплексирование геохимических методов поисков нефти и газа	135
7.3. Геохимические поисковые показатели газов и их геологическая интерпретация	143
7.4. Структура ореолов рассеяния газов над залежами.....	153
7.5. Методы первичной обработки проб и результатов анализов	162
7.6. Графическая и математическая обработка геохимической информации	166
Глава 8. ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПО ГЕОХИМИЧЕСКИМ ДАННЫМ	170
Темы лабораторных и практических занятий	183
Заключение	184
Библиографический список	188

Список сокращений

- АВГО** – активный водогазообмен
БР – буровой раствор
ВНИГРИ – Всероссийский научно-исследовательский нефтяной геологоразведочный институт
ВНИИЯГГ – Всесоюзный научно-исследовательский институт ядерной геофизики и геохимии
ВНК – водонефтяной контакт
ВРГ – водорастворенный газ
ГВК – газовойодяной контакт
ГГ – газовые гидраты
ГЗП – газы закрытых пор
ГНК – газонефтяной контакт
ГПНГ – геохимические поиски нефти и газа
Еh – окислительно-восстановительный потенциал, мВ
ИГУ – Иркутский государственный университет
K_{зр} – коэффициент зрелости газов (CH₄ / H₂)
K_с – коэффициент сухости газов (CH₄ / C₂–C₆)
ЛБА – люминесцентно-битуминологический анализ
МД – механическая дегазация
НГБ – нефтегазоносный бассейн
НГО – нефтегазоносная область
НГП – нефтегазоносная провинция
НГПП – нефтегазопроисковая геохимия
НГР – нефтегазоносный район
НУВ – непредельные углеводороды
ОВ – органическое вещество
ОВП – окислительно-восстановительный потенциал (Eh)
ПГХ – подземное газохранилище
ПЖ – промывочная жидкость
ПК – поле концентраций
pH – отрицательный логарифм концентрации водородных ионов (щелочно-кислотный показатель среды)
ПУВ – предельные углеводороды (метан + гомологи метана)
РОВ – рассеянное органическое вещество
C_{орг} – органический углерод
ТВД – термовакuumная дегазация
ТДС – термодесорбция
ТЗ – техническое задание
ТУВ – тяжелые углеводороды (гомологи метана: C₂–C₆)
УВ – углеводороды
УВГ – углеводородные газы
ХБ – хлороформенный битумоид
ХД – химическая дегазация
ЭПР – электронный парамагнитный резонанс
ЯМР – ядерно-магнитный резонанс

ВВЕДЕНИЕ

Изучение потенциально перспективных на нефть и газ территорий и акваторий предусмотрено государственным стандартом (ГОСТ Р 1.5-92. М., 2000) и последовательно проводится следующими этапами и стадиями:

- региональный этап состоит из двух стадий – прогноза нефтегазоносности и оценки зон нефтегазонакопления;
- поисково-оценочный этап включает в себя стадию выявления и подготовки объектов к поисковому бурению и стадию поиска и оценки месторождений (залежей);
- разведочный этап предусматривает бурение разведочных скважин для детального изучения характеристик обнаруженных месторождений, уточнения всех параметров изменчивости коллекторов, физико-химических свойств нефти, газа и воды, подсчета запасов углеводородов, проведения опытно-промышленной эксплуатации.

На всех этих этапах и стадиях возможно применение геохимических методов, так как только геохимическими исследованиями можно контролировать изменение состава и свойств органических, битуминозных и газообразных веществ, присутствующих в осадочных породах, как в рассеянном состоянии, так и в концентрированном. Только геохимическими методами можно определить направление миграции углеводородов и изменение их качественного и количественного состояния. И только этими методами можно изучить качество пластовых флюидов.

Основное применение геохимические методы находят на региональном этапе. Стадия прогноза нефтегазоносности предусматривает, наряду с изучением ранее проведенных геологических исследований, проведением геофизических работ по системам профилей и бурением параметрических скважин, использование геохимических исследований как в процессе бурения скважин (скважинная геохимия), так и для проведения площадных геохимических съемок (полевая геохимия).

В первом случае, т. е. при бурении параметрических скважин, изучается распределение по разрезу таких геохимических параметров, как содержание органического углерода, битуминозных веществ, рассеянных газов и их качественный состав. На основании этого выделяются в изученных разрезах возможные нефтегазоматеринские толщи и перспективные нефтегазосодержащие комплексы пород.

Нефтегазовая геохимия несколько условно подразделяется на два направления: классическая и прикладная.

Классическая геохимия занимается изучением нефти, газа, органического вещества осадочных пород, вопросами диагностики нефтегазоматеринских пород, преобразования рассеянного органического вещества на стадиях диагенеза и катагенеза, расчетами масштабов генерации газообразных и жидких углеводородов из органического вещества при разных термобарических условиях осадочно-породных бассейнов. С этим научным направлением в нашей стране связаны имена многих ученых – Т. К. Баженовой, Л. И. Богородской, В. П. Даниловой, Н. Б. Васюковича, Ф. Г. Гурари, А. Ф. Добрянского, Д. И. Дробота, А. Н. Исоимовой, В. А. Каширцева, А. Э. Конторовича, Н. В. Лопатина, С. Г. Неручева, И. И. Нестерова, О. А. Радченко, Е. А. Рогозиной, А. В. Рылькова, В. А. Соколова, О. Ф. Стасовой, А. А. Трофимука, В. А. Успенского, А. Н. Фомина, А. С. Фомичева и мн. др.

Прикладная геохимия занимается использованием методов классической геохимии для практических задач регионального и локального прогноза нефтегазоносности и поисков залежей нефти и газа. В это научное направление нефтегазовой геохимии, имеющее большое теоретическое и практическое значение, весомый вклад внесли такие исследователи, как П. А. Антонов, А. И. Анцыфоров, А. В. Архангельский, О. В. Барташевич, Л. А. Гуляева, Б. Г. Демин, Т. П. Емец, Л. М. Зорькин, В. В. Иванов, В. П. Исаев, Г. Г. Лебедь, В. Э. Левенсон, С. П. Левшунова, Н. В. Лопатин, А. Х. Махмудов, В. И. Медовый, Р. Н. Муругова, З. Н. Несмелова, И. И. Нестеров, Н. П. Пастухов, А. В. Петухов, Е. А. Рогозина, В. И. Ручнов, В. В. Самсонов, В. А. Соколов, Е. В. Стадник, И. С. Старобинец, В. В. Тихомиров, В. А. Успенский, Г. С. Федорова, В. Н. Флоровская, М. М. Элинсон, В. П. Якуцени и др. Большой вклад в развитие теории и методо-

логии нефтегазопроисходительной геохимии внесли сотрудники Всесоюзного научно-исследовательского института ядерной геофизики и геохимии (ВНИИЯГГ), ныне ВНИИгеосистем.

Параллельно с бурением параметрических скважин (а еще лучше до этого) на всей предположительно перспективной территории (или акватории) проводится площадная геохимическая съемка в масштабе 1:500 000, с целью обнаружения прямых признаков нефтегазоносности, районирования изученной территории и выявления первоочередных участков (объектов). На выделенных участках проводится полевая сейсморазведка, электроразведка, корректируется расположение параметрических скважин. На участках предполагаемых объектов проводится более детальная геохимическая съемка с обязательным применением колонкового бурения для получения глубинной геохимической информации, не искаженной в верхней зоне активного водогазообмена.

Теоретической основой применения прямых и косвенных геохимических методов являются следующие постулаты:

- все месторождения нефти и, особенно, газа не герметичны;
- рассеивание газов из залежей начинается сразу после их накопления (в соответствии с геохимическим законом Кларка – Вернадского о всеобщем рассеянии химических элементов);
- скорость и объемы рассеивания углеводородов обратно пропорциональны качеству флюидоупора;
- идеальных покрышек не бывает, они в той или иной степени проницаемы;
- над каждой залежью или месторождением формируется субвертикальный ореол рассеяния компонентов залежи или физико-химических эффектов, связанных с воздействием углеводородов на породы или подземные воды, через которые диффундируют или эффундируют УВ;
- главными задачами геохимических методов являются: оценка нефтегазоматеринских свойств осадочного разреза, выявление областей нефтегазонакопления, обнаружение в них геохимических аномалий, соответствующих залежам, выявление и оценка ореолов рассеяния при бурении скважин, районирование территорий по степени перспективности, по предполагаемому фазовому насыщению залежей, а также выработка рекомендаций

по размещению геофизических профилей, параметрических и поисковых скважин.

С момента зарождения поисковых геохимических методов (В. А. Соколов, 1929–1930 гг.) использовались только прямые методы прогноза, связанные с изучением углеводородов (газовый и битумный). Далее, по мере развития этого научно-производственного направления, стали появляться косвенные методы, так или иначе связанные с воздействием углеводородов на воду или горные породы. Их взаимоотношение изображено на рис. 1.

В эту классификацию включены геохимические методы, используемые как в теоретической, так и в прикладной геохимии. Это, прежде всего, газовый, битуминологический, гидро-геохимический и литогеохимический методы, которые в классической геохимии применяются при бурении скважин на нефть и газ. Это связано с изучением проб пластовых вод, газов, нефти, полученных как в процессе бурения скважин, так и в процессе испытания. При отборе керна или шлама изучается рассеянное органическое и битуминозное вещество, газы закрытых пор и газы, извлеченные методом термовакуумной дегазации. Эти же методы являются главными и в поисковой геохимии.

На Сибирской платформе нефтегазопосредственная геохимия стала применяться с 1964 г. в ПГО «Востсибнефтегазгеология», затем в Иркутском университете с 1974 г. и в ПГО «Ленанефтегазгеология» с 1978 г. С конца 90-х годов и до настоящего времени на обширной территории Сибирской платформы и за ее пределами проводит геохимическое картирование ЗАО НПФ «Сибэкосервис» и ее преемник ООО ПГК «Сибгеоком». Богатый научно-методический опыт этих организаций позволил разработать конкретные методики геохимических поисков нефти и газа и провести работы на территориях Иркутской области, Красноярского и Хабаровского краев, Республики Саха (Якутия), Амурской области, Монголии. В настоящем учебном пособии использованы материалы, полученные в разные годы перечисленными организациями на территории юга Сибирской платформы. Это сделано еще и потому, что большинство выпускников геологического факультета ИГУ остаются работать на обширных просторах Сибирской платформы.

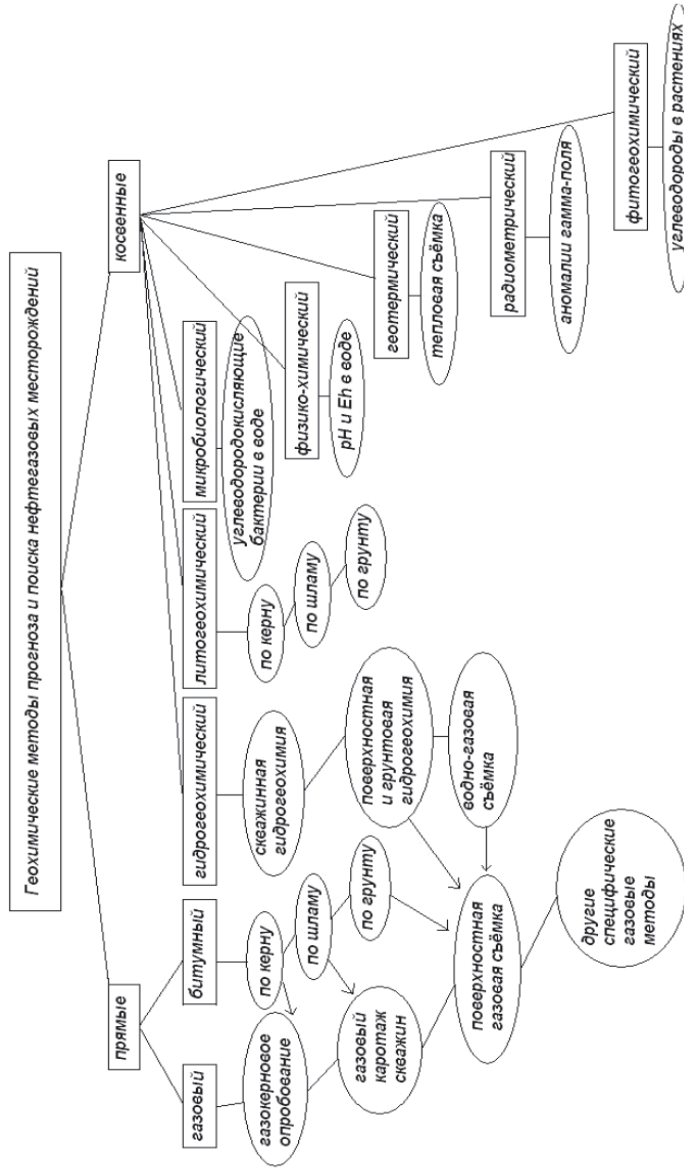


Рис. 1. Классификация геохимических методов, применяемых для оценки перспектив нефтегазоносности крупных территорий

Глава 1

ТЕОРИЯ ГЕОХИМИЧЕСКОГО ПОЛЯ

Наиболее обстоятельно теоретические вопросы геохимических полей в нефтегазовой геологии и геохимии рассмотрены в книге «Основы теории геохимических полей углеводородных скоплений» [39], в которой первая глава посвящена геохимическому полю. В классической физике выделяются три разновидности поля: гравитационное, электрическое и магнитное. Они существуют совместно и одновременно. «Поле – это часть пространства, в пределах которого наблюдается распределение тех или иных параметров или проявление каких-либо векторных величин (сил)» [39, с. 7].

В геологии существует два типа полей: геохимическое и геофизическое. Геохимическое поле, в отличие от геофизического, вещественно, т. е. представлено атомами и молекулами геологических объектов. Геофизическое поле, напротив, не вещественно, т. е. его объекты как бы виртуальны: их нельзя взвесить, пощупать, но можно измерить их физические параметры. Геохимические и геофизические поля существуют совместно и одновременно, но геохимическое поле является определяющим (т. е. главным или первичным). Это нужно понимать так: появление всякого геохимического объекта (минерала, горной породы) вызывает образование соответствующих геофизических свойств (электрических, магнитных и др.). Но нельзя утверждать обратное – что какое-то геофизическое свойство приведет к образованию каких-то геологических объектов (например, магнитное поле образует минералы).

Внутри геохимического поля всякий геологический объект состоит из химического вещества, которое, в свою очередь, обладает только ему принадлежащими физико-химическими и химическими свойствами (рис. 2).

Геохимическое поле всегда измеряется количественно: либо весом или объемом вещества, либо его физико-химическими свойствами (например, величиной окислительно-восстанови-

тельного потенциала). «*Геохимическое поле – это пространственное распределение концентраций ингредиентов (элементов, их изотопов, химических соединений) твердой, жидкой, коллоидной и газообразной фаз и физико-химических параметров среды в пределах некоторой части геологического пространства*» [39, с. 8].

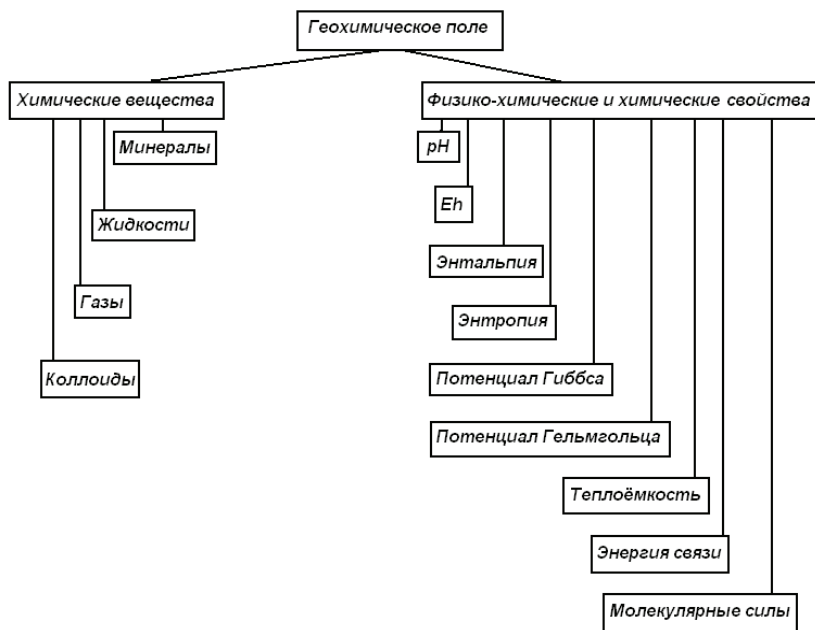


Рис. 2. Главные компоненты геохимического поля нефтегазоносных бассейнов [39, с. 7]

В нефтегазовой геохимии важнейшее значение имеет представление о нормальном и аномальном геохимических полях. В нормальном поле пространственные изменения количественных характеристик какого-либо геохимического компонента имеют систематический характер и выражаются нормальным законом распределения. Это означает, что концентрации изучаемого компонента характеризуются среднеарифметическим значением, совпадающим с модальным значением (фон). В аномальном геохимическом поле концентрации компонентов очень отличаются от фоновых значений в большую (положительная аномалия) или

меньшую (отрицательная аномалия) сторону. Фоновое поле всегда безгранично, аномальное – локально.

Наиболее общими свойствами геохимического поля, по А. В. Петухову [42; 44], являются непрерывность в пространстве и времени, случайный и аддитивный характер распределения концентраций. Важнейшей характеристикой геохимического поля является поле концентраций, а его главными характеристиками являются такие свойства, как случайность, изменчивость и непрерывность.

Таким образом, геохимическое поле характеризуется тремя свойствами:

- 1) аддитивность,
- 2) изменчивость, непрерывность,
- 3) вероятностный (случайный) характер.

Аномальное поле концентраций, возникающее на фоне нормального поля, всегда аддитивно, т. е. представляет собой сумму (суперпозицию) региональной и локальной составляющих поля (с лат. *additivus* – прибавляемый; аддитивность – это когда целое есть сумма его частей). *Это первое свойство поля.*

На практике геологам приходится решать обратную задачу, т. е. разделять геохимическое поле на локальную и региональную составляющие, отделять аномалию от фона. Это требует знания и учета геологического смысла статистических законов распределения значений концентраций в нормальных и аномальных полях.

Структура геохимического поля определяется характером, формой и положением в пространстве геологических неоднородностей (фациальной изменчивостью отложений, литологическим составом, петрофизическими и геохимическими свойствами пород, тепловым полем, наличием разрывных нарушений, геохимических барьеров и т. д.). Все это свидетельствует о нестационарности и непрерывности геохимических полей относительно пространственных координат, что позволяет описывать поле концентраций $C_j(x, y, z)$ математической моделью нестационарного случайного поля, учитывающей их пространственную изменчивость и непрерывность. Это второе свойство поля.

Главной операцией технологии прямых поисков является картирование параметров геохимических полей. Выводы по ре-

результатам картирования делаются на основе сравнительного статистического анализа изменчивости геохимических значений параметров полей. По величине колебаний различают равномерную изменчивость содержаний компонентов (когда интервал колебаний незначителен) и неравномерную. В том и другом случаях получается величина переменная, колеблющаяся в определенном диапазоне, но никогда не равная нулю. Следовательно, содержание компонентов никогда не бывает стабильным, даже в сходных геологических обстановках. Поэтому различают концентрацию однородную и неоднородную (табл. 1).

Таблица 1

Классификация полей концентраций по степени изменчивости [27, с. 67]

Группа поля концентраций	Степень неоднородности поля концентраций	Коэффициент вариации $W_c = (\sigma_c \times 100) / \bar{x}_{Cj}$, %
I	Однородное	≤ 39
II	Неоднородное	40–79
III	Весьма неоднородное	80–159
IV	Крайне неоднородное	≥ 160

Примечание: W_c – коэффициент вариации, σ_c – среднее квадратическое отклонение, \bar{x}_{Cj} – среднее арифметическое значение концентрации.

Анализ значений коэффициента вариации по концентрациям метана и, особенно, его гомологов в отложениях нефтегазоносных и непродуктивных площадей свидетельствует о том, что картируемые при геохимических поисках поля концентраций характеризуются различной степенью неоднородности. Однородные поля концентраций встречаются в большинстве случаев на всех территориях, бесперспективных в отношении нефтегазоносности (нормальное геохимическое поле). На перспективных территориях они практически не встречаются. Поля нормальных концентраций метана, обладающие повышенными значениями коэффициента вариации относительно фона (40–79), принадлежат ко второй группе неоднородности полей. Районы месторождений характеризуются аномальными полями концентраций III и IV групп неоднородности. Эту классификацию удобно исполь-

зовать для прогнозно-геохимического районирования по результатам площадных работ.

Второе свойство геохимического поля характеризуется как изменчивостью, так и непрерывностью. Действительно, как бы ни были близки два ближайших значения какого-либо параметра поля, при большом числе наблюдений всегда найдется такое значение, которое будет лежать между ними. Другими словами, в макрообъеме между соседними значениями концентраций не может быть резких границ, так как одна величина может быть сколько угодно близка к другой.

Следовательно, «непрерывность в пространстве и во времени – одно из наиболее общих и неотъемлемых свойств поля концентраций» [44, с. 66].

Третье свойство геохимических полей связано с их случайным, вероятностным характером. Любые значения геохимических параметров в геологическом пространстве являются функцией одновременного сочетания множества случайных факторов: наличия или отсутствия залежи, типа и содержания органического вещества, давления, пористости, проницаемости, плотности, влагонасыщенности и т. д. Большинство этих факторов не могут быть учтены при геохимических съемках. Силу воздействия каждого из этих факторов на конечное значение функции также определить невозможно. Поэтому множество факторов, определяющих структуру полей, порождают случайность их значений. В силу этих обстоятельств невозможно заранее точно предсказать значения параметров геохимического поля в конкретной точке геологического пространства [42].

Глава 2

ФОРМЫ НАХОЖДЕНИЯ ГАЗОВ В ОСАДОЧНЫХ ПОРОДАХ

Газонасыщенность любого осадочного разреза неравномерна и зависит от ряда факторов (генерирующей способности ОВ, коллекторских свойств пород, наличия залежей и т. д.), разнообразные условия существования газов в породах оказывают влияние на распределение их концентраций и изменение химического (компонентного) состава.

Первая классификация природных газов Земли была создана в 1912 г. В. И. Вернадским. Другие классификации, основанные на химических, морфологических, генетических, диагностических признаках, были предложены В. А. Соколовым, В. В. Белоусовым, В. П. Флоровской, М. И. Субботой, А. И. Карцевым, Н. А. Еременко, С. П. Максимовым, А. Л. Козловым, И. В. Высоцким и др.

Последние достижения в области геохимии рассеянных газов, теории ГПНГ, а также некоторые геологические особенности Сибирской платформы вызывают необходимость систематизации геолого-геохимических сведений о природных газах НГБ на уровне современных знаний и представлений. В работе [21] рассматривается классификация, в которой за первооснову разделения природных газов принят концентрационный признак, поскольку с термодинамических позиций фазовое состояние и химический состав газов очень сильно зависят от объемов газовых систем и концентрации вещества в них [26]. По этой же причине среди нетрадиционных классификационных признаков введена оценка термодинамического состояния газовых систем. В полном виде классификация опубликована в работе [21].

С точки зрения количественного распределения в осадочном чехле НГБ газы могут быть подразделены на рассеянные и концентрированные. Поскольку резких границ между этими типами газов не существует, следует выделить промежуточный (полуконцентрированный) тип газов.

Рассеянные газы осадочных пород составляют главную; основную часть всех природных газов НГБ (Соколов, 1971). Рассеянные газы плохо изучены, возможно, потому, что они не имеют практического значения. Однако для науки и, особенно, для теории геохимических методов прогноза и поисков месторождений это оказалось очень важным. Изучением рассеянных газов занимались Л. М. Зорькин, В. П. Исаев, А. Э. Конторович, С. Г. Неручев, И. И. Нестеров, Е. А. Рогозина, В. В. Самсонов, В. А. Соколов, Е. В. Стадник, И. С. Старобинец, В. А. Успенский и др. Большой объем научных исследований рассеянных газов был выполнен учеными ВНИИЯГГ (ныне ВНИИгеосистем) в связи с разработкой теории и методики геохимических поисков нефтегазовых месторождений.

В таблице 2 предлагается классификация рассеянных газов осадочных пород НГБ, представляющая собой несколько модернизированный фрагмент более общей классификации природных газов НГБ, опубликованной в 1991 г. книге [21].

Разнообразие состава рассеянных газов обусловлено не столько спецификой исходного РОВ или условиями его преобразования (хотя это, безусловно, имеет значение), сколько разнообразием условий залегания, многовариантностью термодинамических факторов равновесия и высокой миграционной способностью газов, приводящей к перераспределению концентраций компонентов и искажению первоначального облика газовых смесей [16; 19; 46; 47].

Природные газы НГБ могут находиться в трех физических состояниях: газообразном, жидком и твердом. К газообразной форме существования могут быть отнесены любые мелкие скопления свободных газов в кавернах, разломных зонах, а также рассеянные газы пор, трещин и других емкостных пространств осадочных пород. Кроме случаев сжижения газов при высоких давлениях, в стратиффере широко развиты газы, растворенные в подземных водах и нефтях («жидкие растворы» газов), которые встречаются как в рассеянном, так и в концентрированном виде.

Особую группу представляют газы, либо непосредственно перешедшие в твердое состояние при высоких давлениях и низких температурах (газогидраты), либо тесно связанные с минеральной частью пород (сорбированные на поверхности частиц и окклюдируемые в минералах).

Таблица 2

Классификация рассеянных газов осадочных пород нефтегазоносных бассейнов

Классификационные признаки	Рассеянные газы					
	Окклюдируемые	Гидратные	Сорбированные	Закрытых пор и др. изолированных пор и трещин	Свободные	Водорастворенные
Физическое состояние и форма нахождения газов	В кристаллической решетке минералов	Твердые включения в порах и трещинах	На поверхности минералов, органического вещества, стенок пор и трещин	Сообщающихся пор и трещин	Пластовых (поровых и капиллярных) вод	Трещиновых вод
Компоненты химического состава	Главные (десятики, %)	$\text{CH}_4, \text{C}_2\text{H}_6, \text{C}_3\text{H}_8, \text{i-C}_4\text{H}_{10}$	$\text{N}_2, \text{CO}_2, \text{CH}_4, \text{C}_2\text{H}_6$	$\text{N}_2, \text{CO}_2, \text{CH}_4$	$\text{CH}_4, \text{N}_2, \text{CO}_2, \text{C}_2\text{H}_6$	$\text{CH}_4, \text{N}_2, \text{CO}_2$
	Второстепенные (единицы, %)	$\text{C}_3\text{H}_{12}, \text{C}_6\text{H}_{14}$	$\text{C}_3-\text{C}_5, \text{H}_2, \text{NH}_3$	$\text{CH}_4, \text{C}_2-\text{C}_5, \text{NH}_3, (\text{H}_2)$	$\text{H}_2, \text{C}_2-\text{C}_5, \text{NH}_3$	$\text{C}_2-\text{C}_5, \text{H}_2, (\text{H}_2\text{S}), \text{CO}_2$
	Примеси (доли, %)	$\text{CO}_2, \text{N}_2, (\text{CH}_4, \text{H}_2)$	$\text{CO}_2, \text{H}_2\text{S}, \text{N}_2$	$\text{Ar}, \text{He}, \text{HUV}$	$\text{Ar}, \text{He}, \text{HUV}$	$\text{NH}_3, \text{Ar}, \text{He}, \text{H}_2\text{S}, \text{HUV}$
Способ извлечения	ХД карбонатов, МД силикатов, растворение галогенидов	Нагревание	ТВД, (ХД)	МД	ТВД	ТВД
Происхождение	Ювенильные газы магм, метаморфогенные, гидротермальные, пневматолитовые газы	Термобарическое. На дне водоемов, в разрезах газовых месторождений северных широт	Смешанное (диффузионно-фильтрационное)	Сингенетическое, в основном, диффузионное	Эпитенетическое, в основном, фильтрационное	Растворение газов закрытых пор и эмиграционных газов

Условные обозначения: C_2 – этан, C_3 – пропан, C_4 – бутаны, C_5 – пентаны, HUV – непредельные УВ, ТВД – термовакuumная дегазация, МД – механическая дегазация, ХД – химическая дегазация. В скобках указаны возможные компоненты.

Эти газы практически не способны к миграции. По своей физической сущности окклюдированные газы напоминают «твердые растворы» газов (например, растворы водорода в металлах). Они адсорбированы минералами, в основном, в процессе их роста и по данным термобарогеохимии имеют своеобразный состав (N_2 , CO_2 , H_2 , CH_4 , H_2S , NH_3). Таким образом, окклюдированные газы кластических минералов являются как бы «переотложенными» и не имеют генетического родства с сингенетичными газами осадочных пород.

Свободные газы месторождений. Этот тип газов хорошо изучен и описан во многих учебниках, книгах и статьях. По фазовому насыщению залежи и месторождения подразделяются на газовые, газоконденсатные, нефтегазоконденсатные, газоконденсатнефтяные, нефтяные с газовой шапкой и нефтяные. Углеводородный состав газов, находящихся в этих месторождениях, различается по соотношению концентраций метана и его гомологов (рис. 3).

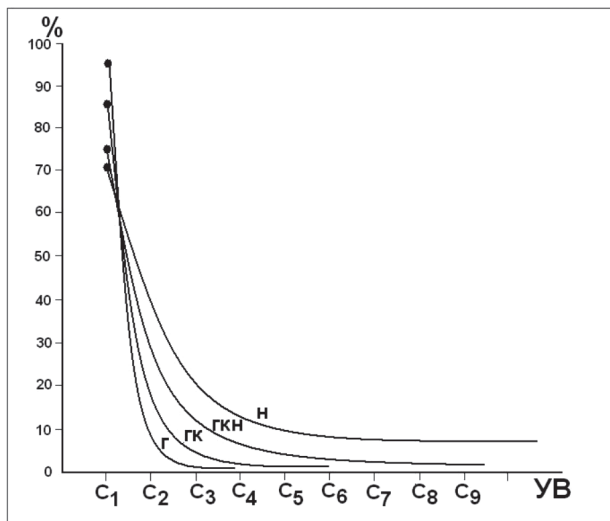


Рис. 3. Принципиальная схема изменения концентраций углеводородов, соответствующая термодинамически равновесному составу УВ в месторождениях нефти и газа.

Г – газовые, ГК – газоконденсатные, ГКН – газоконденсатнефтяные, Н – нефтяные

Из схемы (см. рис. 3) следует, что газы чисто газовых залежей характеризуются самым высоким содержанием метана и самым низким содержанием гомологов (табл. 3). На примере молодых нефтегазоносных провинций видно, что в газовых месторождениях содержание метана превышает 90 %, а коэффициент сухости повышается до десятков и сотен единиц.

Таблица 3

Средний состав свободных газов газовых месторождений [13]

Нефтегазоносные провинции	Состав газа, %							K _c
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂ +в	CO ₂	N ₂	
Западно-Сибирская, северная часть	98,2	0,11	0,03	0,02	следы	0,2	1,4	614
Среднеазиатская, Бухарская ступень	95,0	2,0	0,2	0,08	0,3	1,0	0,9	41
Северо-Кавказская, Ставропольский свод	98,2	0,3	0,2	0,08	0,01	0,4	0,8	166

В рассматриваемом ряду от газовых залежей к нефтяным также последовательно и противоположно изменяются концентрации метана и его гомологов. В этом же направлении снижаются значения коэффициента сухости и коэффициента зрелости. Одновременно уменьшается объем газовых систем.

Свободные и попутные газы залежей Сибирской платформы характеризуются преимущественно углеводородным составом, примесь азота, углекислого газа и инертных компонентов (табл. 4). В карбонатных коллекторах встречается сероводород. Соотношение между метаном и его гомологами (K_c) зависит от фазового состояния залежей: наиболее жирные газы приурочены к газоконденсатным залежам, нефтяным оторочкам и залежам легких нефтей. Сухие газы встречаются в газовых залежах и сопровождают залежи тяжелых нефтей. Но таких на Сибирской платформе крайне мало. В среднем по этому показателю свободные газы месторождений Сибирской платформы несколько суше (K_c = 9,4), чем попутные (K_c = 5), однако жирнее, чем газы чисто газовых залежей.