В. П. ИСАЕВ

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПРОГНОЗА И ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

«Инфра-Инженерия»

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 каротаж 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 каротаж 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 геолого-горазведочный институт
ВНИИЯГГ – Всесоюзный научно-иссследовательский институт ядерной геофизики и геохимии
ВНК – водонефтяной контакт
ВРГ – водорастворенный газ
ГВК – газоводяной контакт
ГГ – газовые гидраты
ГЗП – газы закрытых пор
ГНК – газонефтяной контакт
ГПНГ – геохимические поиски нефти и газа
Eh – окислительно-восстановительный потенциал, мВ
ИГУ – Иркутский государственный университет
$К_{зр}$ – коэффициент зрелости газов (CH_4 / H_2)
$К_{с}$ – коэффициент сухости газов (CH_4 / C_2–C_6)
ЛБА – люминесцентно-битуминологический анализ
МД – механическая дегазация
НГБ – нефтегазоносный бассейн
НГО – нефтегазоносная область
НГП – нефтегазоносная провинция
НГПГ – нефтегазопоисковая 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
$С_{орг}$ – органический углерод
ТВД – термовакуумная дегазация
ТДС – термодесорбция
ТЗ – техническое задание
ТУВ – тяжелые углеводороды (гомологи метана: C_2–C_6)
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. Вассоевича, Ф. Г. Гурари, А. Ф. Добрянского, Д. И. Дробота, А. Н. Изосимовой, 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. Мурогова, 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 нефтегазопоисковой 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, гидрогеохимический 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 нефтегазопоисковая 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.

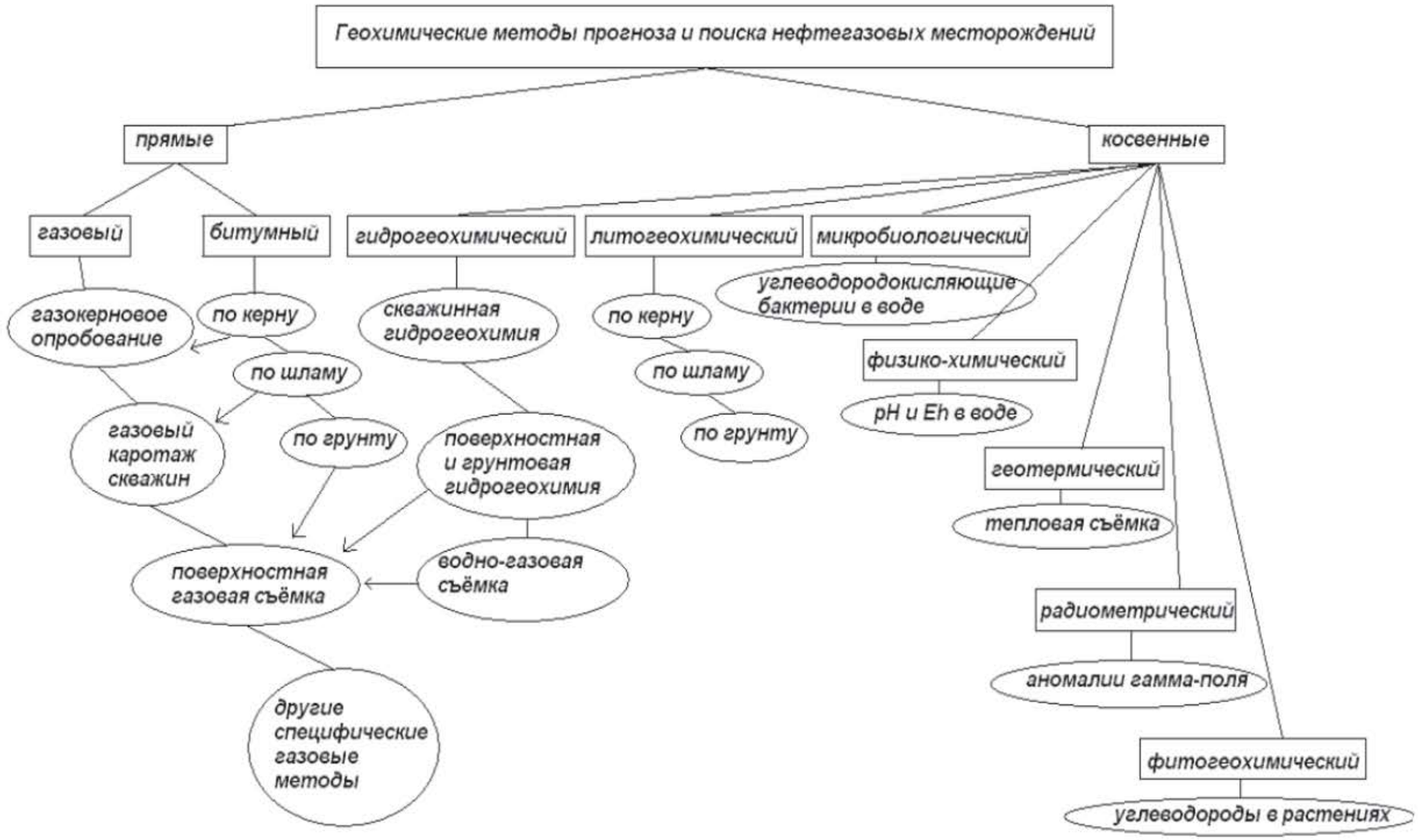


Рис. 1. Классификация геохимических методов, применяемых
для оценки перспектив нефтегазоносности крупных территорий

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].

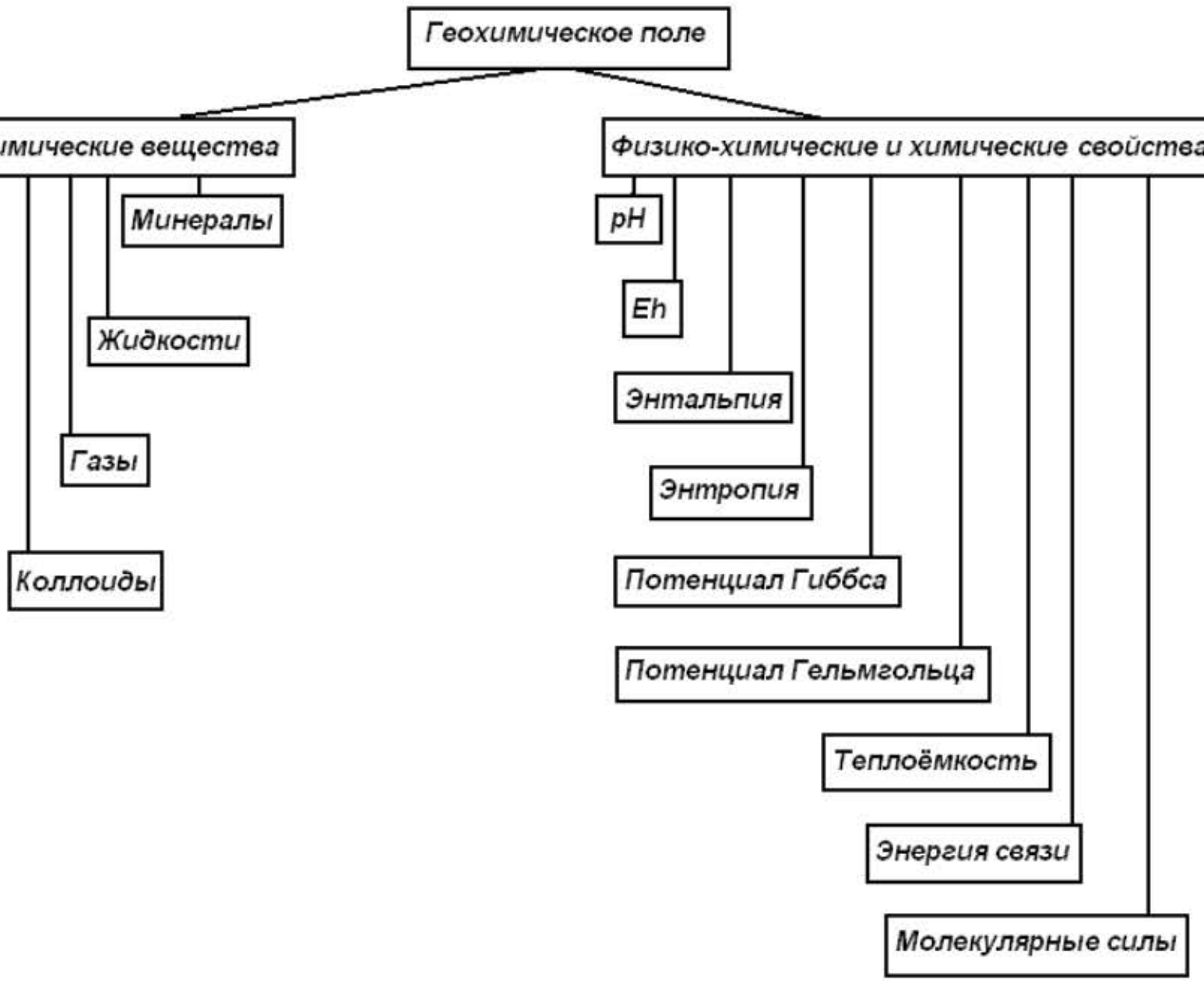


Рис. 2. Главные компоненты геохимического поля нефтегазоносных бассейнов [39, с. 7]

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 Cj(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-

зультатам 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 $W_c = (\sigma_c \times 100) / xCj$, %
I	Однородное	≤ 39
II	Неоднородное	40–79
III	Весьма неоднородное	80–159
IV	Крайне неоднородное	≥ 160

Примечание: W_c – коэффициент вариации, σ_c – среднеквадратическое отклонение, xCj – 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 стратисфере 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 окклюдированные в минералах).

Таблица 2

Классификация рассеянных газов осадочных пород нефтегазоносных бассейнов

Классификационные признаки		Рассеянные газы						
Физическое состояние и форма нахождения газов		Окклюдированные	Гидратные	Сорбированные	Свободные		Водорастворенные	
		В кристаллической решетке минералов	Твердые включения в порах и трещинах	На поверхности минералов, органического вещества, стенок пор и трещин	Закрытых пор и др. изолированных пустот	Сообщающихся пор и трещин	Пластовых (поровых и капиллярных) вод	Трещинных вод
Компоненты химического состава	Главные (десятки, %)	H_2, (CO_2, N_2)	CH_4, C_2H_6, C_3H_8, i-C_4H_{10}	N_2, CO_2 CH_4, C_2H_6	N_2, CO_2, H_2, (CH_4)	N_2, CO_2, CH_4	N_2, CO_2, CH_4	CH_4, N_2, (CO_2)
	Второстепенные (единицы, %)	CO_2, N_2, (CH_4, H_2)	C_5H_{12}, C_6H_{14}	C_3–C_5, H_2, NH_3	CH_4, C_2–C_5, NH_3, (H_2)	H_2, C_2–C_5, NH_3	C_2–C_5,(?) (CO_2) H_2	C_2–C_5, H_2, (H_2S), CO_2
	Примеси (доли, %)	CH_4, H_2S, CO	CO_2, H_2S, N_2	Ar, He, НУВ	Ar, He, НУВ	Ar, He, НУВ	NH_3, Ar. He, H_2S, НУВ	Ar, НУВ He, H_2S, (H_2)
Способ извлечения		ХД карбонатов, МД силикатов, растворение галогенидов	Нагревание	ТВД, (ХД)	МД	ТВД	МД+ТВД	ТВД
Происхождение		Ювенильные газы магм, метаморфогенные, гидротермальные, пневматолитовые газы	Термобарическое. На дне водоемов, в разрезах газовых месторождений северных широт	Смешанное (диффузионно-фильтрационное)	Сингенетичное, в основном, диффузионное	Эпигенетичное, в основном, фильтрационное	Растворение газов закрытых пор и эмиграционных газов	Растворение и миграция рассеянных газов

Условные обозначения: C_2 – этан, C_3 – пропан, C_4 – бутаны, C_5 – пентаны, НУВ – непредельные УВ, ТВД – термовакуумная 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, газоконденсатнонефтяные, нефтяные с газовой шапкой и нефтяные. Углеводородный состав газов, находящихся в этих месторождениях, различается по соотношению концентраций метана и его гомологов (рис. 3).

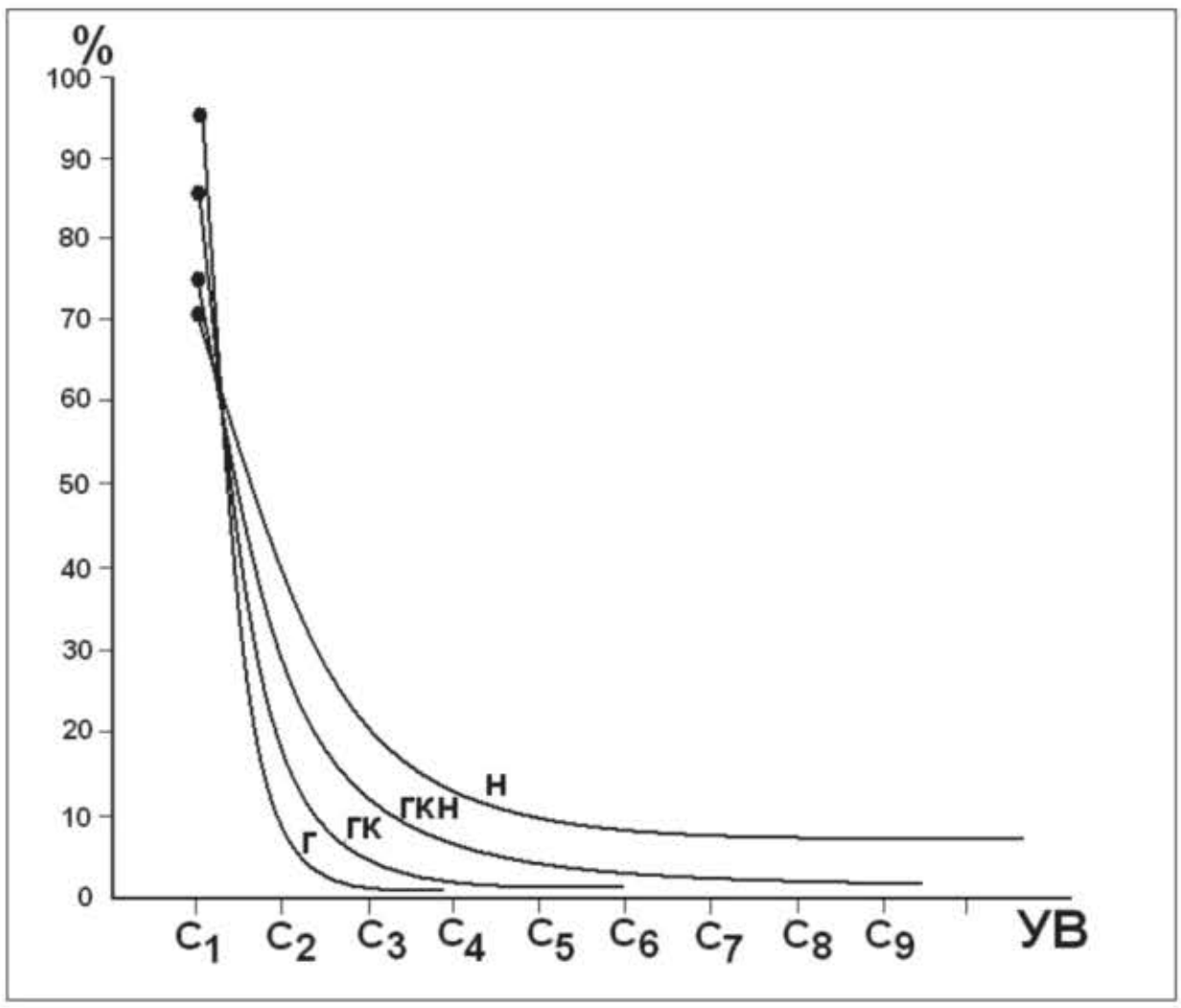


Рис. 3. Принципиальная схема изменения концентраций углеводородов, соответствующая термодинамически равновесному составу УВ в месторождениях нефти и газа.

Г – газовые, ГК – газоконденсатные, ГКН – газоконденсатнонефтяные, 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, %							$К_с$
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{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, примесью азота, углекислого газа и инертных компонентов (табл. 4). В карбонатных коллекторах встречается сероводород. Соотношение между метаном и его гомологами ($К_с$) 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 ($К_с$ = 9,4), чем попутные ($К_с$ = 5), однако жирнее, чем газы чисто газовых залежей.

Таблица 4

Средний состав свободных и попутных газов месторождений Сибирской платформы

Тип газа	Содержание, % об.									Число анализов
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5+C_6	N_2	CO_2	H_2	He	
Свободный	83,78	5,95	1,90	0,76	0,31	6,22	0,53	0,19	0,29	215
Попутный	76,88	9,58	3,80	1,40	0,62	6,12	0,93	0,31	0,11	34

Содержание гелия всегда максимально в базальных слоях и сильно снижается вверх по разрезу. Высокое содержание гелия характерно для свободных газов (0,2–0,3 % об.), в попутных газах его в два-три раза меньше, в законтурных водах еще меньше.

Концентрация водорода в газах залежей обычно составляет 0,1–0,2 %, реже сотые доли процента, но иногда достигает 1 % и более. В последнем случае такие газы характерны для мелких залежей и газопроявлений, приуроченных к зонам трещиноватости, разломам, и встречаются, как правило, по периферии платформы. Свободные газовыделения с повышенным и высоким содержанием H_2 известны в кимберлитовых и железорудных трубках, а также за пределами Сибирской платформы, во впадинах байкальского и забайкальского типов.

Концентрация углекислого газа обычно не превышает 1 %, но иногда в газах карбонатных коллекторов и в попутных газах повышается до 10 % и более.

Азот чаще всего содержится в количестве 4–5 %, но в районах крупных поднятий (Непско-Ботуобинская антеклиза) его концентрация заметно возрастает. Причина этого кроется, по-видимому, как в усилении нефтяного характера залежей, так и в возрастании степени криптогипергенной окисленности УВ-систем. Последнее сопровождается ростом CO_2 и подтверждается сопряженным окисленным характером нефтей Непско-Ботуобинской антеклизы (Исаев, 1971; Дробот, 1976).

Свободные газы залежей различных НГБ по компонентному составу могут быть подразделены на четыре основных типа: 1) углеводородные, 2) углекислотно-азотно-углеводородные,

3) углеводородно-углекислотно-азотные, 4) углекислотно-азотные. Углеводородные газы значительно преобладают над другими типами, неуглеводородные встречаются очень редко.

Таким образом, для свободных газов месторождений любого НГБ характерно:

- Существенно углеводородный состав.
- Резкое преобладание метана над этаном.
- Убывание концентраций последующих гомологов метана по сравнению с предыдущими.
- Присутствие в заметных концентрациях углекислого газа (десятые доли, реже единицы процентов) и азота (единицы, реже десятки процентов).
- Низкое содержание водорода (от тысячных до десятых долей процентов).
- Наличие микроконцентраций инертных газов.

Водорастворенные газы. Этот тип газа широко распространен во всех осадочно-породных и, особенно, в нефтегазоносных бассейнах.

В гидрогеологии нефтегазоносных бассейнов можно выделить три главных направления: гидродинамику, гидрогеотермию и гидрогеохимию, которые играют важную нефтегазопоисковую роль. Гидрогеохимия относится также к геохимии нефти и газа, а ее раздел, занимающийся изучением водорастворенных газов, непосредственно контактирует с геохимией природных газов. Водорастворенные газы (ВРГ) Сибирской платформы рассматриваются в этом учебном пособии именно с такой позиции.

Газы природных вод Сибирской платформы изучали А. С. Анциферов, О. А. Бобошина, Е. А. Басков, В. Н. Борисов, В. И. Вожов, Г. Д. Гинсбург, Л. А. Грубов, А. А. Дзюба, И. К. Зайцев, Г. А. Иванова, Е. В. Ильина, В. П. Исаев, А. И. Косолапов, И. С. Ломоносов, В. Н. Любимиров, В. Ф. Обухов, В. В. Павленко, Е. В. Пиннекер, В. И. Славин, Н. И. Толстихин, П. И. Трофимук, Н. Н. Тычино и др.

По классификации Л. М. Зорькина и др. [13] в НГБ выделяются три класса газов – углеводородные, азотные и смешанные. Среди них на Сибирской платформе встречаются следующие типы: метановый, азотно-метановый, метаново-азотный и

азотный. Азотные газы преобладают в верхней части осадочного чехла, углеводородные – в основании. По территории артезианских бассейнов платформы установлена зональность химического состава газов: азотные газы приурочены к окраинным частям бассейнов, углеводородные – к центральным.

По данным А. С. Анциферова и др. [8; 36], газонасыщенность пластовых вод на юге платформы колеблется очень широко – от 0,4 до 2000 $см^3/л$ и увеличивается с глубиной. Главным источником УВГ считаются подсолевые терригенные отложения. Азот имеет смешанное, в основном биогенное происхождение. В рассолах терригенного комплекса возрастает доля эндогенного азота. Углекислый газ и сероводород имеют, в основном, вторичное происхождение. Гелий и водород поступают в пластовые воды, главным образом из фундамента.

Основной интерес представляют газы солевой и подсолевой гидрогеологических формаций (табл. 5). В этой части разреза, представляющей примерно три нижних четверти осадочного чехла юга Сибирской платформы, наблюдается довольно четкая вертикальная зональность состава ВРГ. Концентрация метана с глубиной возрастает, а азота и углекислого газа снижается. В солевой формации присутствуют газы углеводородно-азотные с заметной примесью CO_2 (имеющей явно вторичное происхождение), для подсолевой формации характерны азотно-углеводородные газы.

Концентрация H_2 максимальна в рифей-вендском комплексе (до 7–29 %), вверх по разрезу она снижается и вновь возрастает в соленосной толще. Как правило, высокое содержание H_2 в ВРГ приурочено либо к разломам, либо к блоковым выступам фундамента.

По данным табл. 11 из коллективной монографии [8], состав водорастворенных газов Ангаро-Ленской и Непско-Ботуобинской НГО принципиально не отличается от описанного выше, закономерности распределения его по разрезу аналогичны (см. табл. 5).

Обращает на себя внимание не только пониженное содержание УВ, CO_2 и N_2, но и более высокая концентрация H_2 в солевой формации. Из данных табл. 5 видно также, что в верхней части разреза газы становятся существенно азотными.

Таблица 5

Средний состав водорастворенных газов природных резервуаров юга Сибирской платформы (коэффициенты подсчитаны по данным А. С. Анциферова [8])

Гидрогеологические формации, комплексы	Состав газа, % об.					Коэффициенты	
	CH_4	C_2H_6+в	N_2	CO_2	H_2	K_c	Кзр
Солевая	38,8	6,22	46,19	13,61	1,81	6,2	21,2
Верхнемотско-осинский карбонатный комплекс	62,05	8,57	26,08	2,42	0,88	7,2	70,5
Рифей-вендский терригенный комплекс	69,28	6,08	21,17	1,65	2,82	11,2	24,2
Среднее	62,48	6,56	25,32	3,38	2,26	9,5	27,6

Примечание: 1) в подсчет средних значений не приняты инертные газы; 2) в подсчете участвовало 96 площадей, 150 скважин, 232 анализа.

Факт возрастания газонасыщенности пластовых вод, упругости ВРГ и увеличения доли УВ в их составе по мере приближения к залежам отмечался многими исследователями и считается в нефтегазовой гидрогеологии доказанным. Собственно на этом и базируется один из гидрогеологических методов прогноза нефтегазоносности. В пределах месторождений также имеют место закономерные различия состава ВРГ в подошвенных и законтурных водах. Подошвенные воды, имея большую площадь контакта с углеводородной залежью, сильнее обогащены УВГ, особенно метаном, но в них содержится значительно меньше N_2, CO_2 и особенно H_2. Так, на Братском месторождении, H_2 в газах подошвенных вод почти в 39 раз меньше, чем за контуром месторождения.

Вследствие противоположного изменения концентраций CH_4 и H_2 коэффициент зрелости газов подошвенных вод выше, чем в законтурных водах, более чем в 50 раз. Такие закономерные различия состава ВРГ в контуре месторождения и за его пределами в точности соответствуют распределению по ГЗП и газам буровых растворов.

В Тунгусском артезианском бассейне [2; 7] водорастворенные газы кембрийских и докембрийских отложений принципиально не отличаются от газов Ангаро-Ленского и Якутского бассейнов (табл. 6), но в них заметно меньше УВ и больше CO_2.

Таблица 6

Водорастворенные газы кембрийских и докембрийских отложений Тунгусского бассейна [7, табл. 13]

Формации	Содержание компонентов в % об.				K_c
	CH_4	ТУ	N_2	CO_2	
Костинская	31,53	1,693	26,29	41,9	18,6
Нижняя	50,29	5,2	31,5	3,61	9,7

Таким образом, в отличие от рассеянных газов пород, водорастворенные газы природных резервуаров содержат значительно больше УВ, но меньше N_2, CO_2 и H_2, а по составу приближаются к газам залежей.

Кристаллогидратная форма газов. Это особая форма физического состояния газа, возникающая в условиях низких температур и повышенных давлений. Эта форма состояния газов в недрах еще недостаточно изучена.

Кристаллогидраты УВ представляют собой твердое вещество, по внешнему виду похожее на белый лед или плотный снег (изморозь, иней), содержащее в своем составе несколько молекул воды. Например, кристаллогидрат метана имеет формулу $CH_4 \times 6H_2O$, пропана – $C_3H_8 \times 17H_2O$.

Кристаллогидраты неустойчивы и при снижении давления или повышении температуры легко разлагаются на газ и воду (при этом объем газа увеличивается примерно в 180 раз).

Каждый углеводород имеет свою критическую температуру, выше которой образование и сохранение его кристаллогидратной формы невозможно ни при каких давлениях. А. С. Смирнов (1950 г.) приводит следующие критические температуры для некоторых газов: CH_4 – 21,5 °С, этан – 14,5 °С, пропан – 5,5 °С, изобутан – 2,5 °С, н-бутан – 1,0 °С. При докритических температурах образование кристаллогидратов происходит при определенных давлениях (табл. 7).

На основании данных табл. 7 можно предположить, что в районах развития многолетней мерзлоты метан в гидратной форме может существовать до глубины 500–600 м, этан –

750–850 м, пропан – 450–550 м. Ниже указанных глубин гидраты УВ переходят в газообразное состояние. Газовые гидраты встречаются во всех глубоких водоемах: во всех океанах, в северных морях, в Каспийском море-озере и в озере Байкал.

Таблица 7

Константы равновесия кристаллогидратной формы углеводородов

Условия	Метан	Этан	Пропан
T, °C	0,0; 4,0; 8,5; 12,8; 16,1; 20,4	0,6; 1,7; 13,0; 14,5	1,7; 5,5
P, атм.	26,5; 37,4; 63,5; 102,0; 152,0; 165,0	5,1; 5,8; 27,0; 34,0	2,4; 4,8

Газ в твердом состоянии впервые был открыт еще в 1930-е гг. в газопроводах, которые даже летом закупоривались чем-то, похожим на снег. Но этот «снег» тотчас же таял, как только давление в газопроводе уменьшалось. В условиях отрицательных температур, газогидраты стабильны и при атмосферном давлении. Поэтому не удивительно, что спустя несколько десятилетий геологи обнаружили и природные месторождения газогидратов – сначала на суше, в районах вечной мерзлоты, а потом в прибрежной зоне в донных осадках морей и океанов, где температуры не опускаются ниже 4 °C, но царит высокое давление (по крайней мере выше 30 атмосфер). Это явление было зафиксировано советскими учеными еще в 1963 г., как научное открытие (Черский, 1963).

Предположение о возможности нахождения в пластовых условиях естественных газовых кристаллогидратов впервые высказал И. Н. Стрижов в 1946 г. Изучая районы Крайнего Севера со свойственной им низкой годовой температурой и наличием мощного пояса (300–400 м и выше) вечной мерзлоты, он высказал мысль о возможности нахождения целых месторождений газа в форме кристаллогидратов. Впервые газовые гидраты в нашей стране были изучены в месторождении Мессояха.

Д. С. Коробов (1969) предполагал, что крупнейшие газовые месторождения севера Западной Сибири (Губкинское, Уренгойское, Тазовское и др.) сохранились от рассеивания благодаря

наличию здесь вечной мерзлоты и ГГ, в пределах которых миграционная способность УВ-газов сведена к нулю.

Таким образом, все рассмотренные выше типы газов различаются по химическому составу. Предельно высокое содержание CH_4 характерно для газовых месторождений. В газоконденсатных, газонефтяных и особенно в нефтяных залежах роль метана заметно снижается, а его гомологов наоборот возрастает. В этом же ряду увеличивается содержание азота. В водорастворенных газах и, особенно, в рассеянных газах пород углеводородов значительно меньше, а неуглеводородных компонентов больше. В этом же направлении возрастает роль H_2 (табл. 8).

Таблица 8

Сравнительная геохимическая характеристика природных газов венд-нижнекембрийских отложений южной части Сибирской платформы

Типы газов	Состав газов, % объемные					K_c	$K_{зр}$	Число данных
	CH_4	C_2–C_6	N_2	CO_2	H_2			
Свободные газы залежей	82,80	8,77	6,23	1,73	0,16	9,4	517	200
Попутные газы из нефти	76,88	15,36	6,12	0,93	0,31	5,0	248	34
Водораство-ренные газы	62,31	6,53	25, 36	3,48	2,30	9,5	27,1	234
Газы буровых растворов	2,67	1,955	-	-	0,25	1,4	10,7	7224
Газы закрытых пор пород	7,57	3,59	60,01	12,81	16,02	2,1	0,5	583
Рассеянные газы фундамента	3,59	2,06	58,38	4,55	31,39	1,74	0,1	21

Примечание: под газами буровых растворов понимаются результаты газового каротажа глубоких скважин.

По соотношению УВ свободные газы являются самыми сухими, рассеянные – жирными, водорастворенные газы занимают промежуточное положение. Специальные исследования, проведенные для оценки термодинамического состояния газовых систем, показали, что любая газовая система НГБ характеризуется

термодинамически равновесным состоянием при фиксированных условиях ее нахождения в породах. Однако уровень свободной энергии (потенциал Гиббса) в разных условиях различен и снижается от закрытых систем к открытым, от сложных к простым.

Минимальные значения потенциала Гиббса характерны для свободных газов залежей, следовательно, они более устойчивы, а их состав представляется наиболее зрелым. Степень зрелости газов предлагается выражать величиной коэффициента зрелости, вычисляемого в виде отношения CH4/H2 (подробнее см. гл. 4 и разд. 7.3).

По генезису основная (углеводородная) часть природных газов НГБ сингенетична осадочной толще и является результатом, в основном, катагенетического превращения ОВ. Вне связи с органическим веществом могут образоваться в осадочных породах такие газы, как CO_2, H_2S, H_2, CO, O_2 и благородные газы.

Баланс природных газов стратисферы будет неполным, если не учесть газы атмосферы, седиментогенные и ювенильные. Первые могут проникать в осадочный чехол вместе с инфильтрационными водами, либо в областях питания подземных вод. Седиментогенные газы накапливаются в нелитифицированных осадках и в какой-то мере отражают состав атмосферы на момент седиментации. Кроме атмосферных компонентов в осадках бассейнов седиментации могут также присутствовать газы, образовавшиеся на дне водоемов (CH_4, CO_2, H_2S, NH_3, H_2 и др.) Ювенильные газы, поступающие в осадочный чехол нефтегазоносных бассейнов из пород фундамента и верхней мантии, представлены H_2, N_2, CO_2, CH_4, He, H_2S, SO_2, NH_3, HCl. Их присутствие в составе газов стратисферы, с одной стороны, не отрицается, с другой стороны – роль ювенильных газов в процессах формирования состава газовых систем и их эволюции не учитывается. Это связано, прежде всего, с трудностью изучения состава этих газов и отсутствием методики, хотя бы приближенной оценки масштабов их проникновения в стратисферу.

Таким образом, газы осадочных пород – это всегда смесь различных по генезису типов газов (продуктов термокаталитического превращения ОВ, седиментогенных, атмосферных, биохимических, ювенильных, а также газов, образовавшихся в самих осадочных породах в результате механо-химических,

окислительно-восстановительных и прочих реакций), и не учитывать это при геохимических исследованиях нельзя. Разумеется, доля вклада этих типов газов в каждом отдельном случае различна и может быть определена лишь приблизительно с учетом общей геологической обстановки.

Подземные воды природных резервуаров играют, в основном, транзитную роль, иногда имея самостоятельное значение в образовании промышленных или полупромышленных газовых скоплений. К сожалению, подземным водам не уделяется должного внимания как генераторам газов и трансформаторам состава мигрирующих газовых смесей.

Свободные газы залежей образуются в результате миграции рассеянных газов и их накопления в ловушках. Окончательное формирование химического состава этих газов завершается в самой залежи в результате скачкообразного перехода иммигрирующих газов из водорастворенного состояния в свободную фазу.

Говоря о свободных газах залежей, следует отметить, что процесс метанизации газов в залежах обусловлен гидрированием высших УВ до CH_4 при наличии H_2. Этот процесс протекает тем полнее, чем больше объем газа в залежи.

Возвращаясь к классификации рассеянных газов, необходимо отметить, что в ней сознательно не показаны газы приповерхностных отложений, грунтов и почв, а также газы пластовых, трещинных, грунтовых и поверхностных вод зоны активного водогазообмена (АВГО). Их введение в описанную классификацию сделало бы ее более громоздкой, к тому же газы зоны АВГО представляют собой особую группу газов, имеющую большее значение при производстве геохимической съемки и интерпретации ее результатов. Для них требуется отдельная классификация.

Глава 3
УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОЛЯ

В нефтегазоносных бассейнах залежи нефти и газа представляют собой скопления УВ в ловушках в результате их миграции по природным резервуарам из первоначально рассеянного состояния. В каждой точке нефтегазоносного бассейна (НГБ) присутствуют рассеянные газообразные и жидкие УВ, количество и состав которых зависят, прежде всего, от количества и качества исходного рассеянного органического вещества (РОВ) и степени его катагенетической преобразованности [28; 46].

Органическая составляющая пород создает первичный газовый фон в осадочном разрезе бассейна. Поскольку РОВ распределено по вертикали неравномерно (в соответствии с литологией и условиями осадконакопления), то и первичное газовое поле имеет полосчато-зональное строение. То же самое касается и жидких углеводородов, образовавшихся в породах, представляющих собой битуминозные вещества, называемые битумоидами.

При дальнейшем геологическом развитии НГБ под действием различных физических и физико-химических процессов происходит перераспределение концентраций рассеянных газов, в основном, в направлении их выравнивания в результате диффузионно-фильтрационного массопереноса, что приводит в конечном итоге к формированию нормального геохимического поля. Рассеянные газы нормального геохимического поля в начале региональной миграции из материнских пород имеют углеводородно-углекислотно-азотный состав. То есть азота и углекислого газа в материнских породах больше, чем углеводородов. Метан и его гомологи присутствуют в соизмеримых количествах, иногда гомологи преобладают. Водорода, как правило, много (единицы и десятки процентов), часто его больше, чем углеводородов.

В процессе региональной миграции по природным резервуарам из погруженных областей в приподнятые постепенно нарастает концентрация метана за счет процессов гидрирования

гомологов метана водородом. При этом геохимическое поле дифференцируется, все более приобретая углеводородный состав. Формирование нефтяных и газовых месторождений приводит к превращению нормального геохимического поля в аномальное. В аномальных полях состав рассеянных газов изменяется, с приближением к залежам он становится более углеводородным. Над залежами и вокруг них образуются ореолы рассеяния. Концентрации азота, углекислого газа и водорода снижаются, среди УВ преобладает метан.

Отмеченные закономерности позволяют прогнозировать местоположение залежей по рассеянным газам как на количественной, так и на качественной основе. Главной трудностью при этом является получение надежной информации по содержанию и составу рассеянных газов осадочных пород, для чего используется изучение рассеянных газов по керну глубоких скважин или по результатам газометрических исследований. Первый путь трудоемкий, затратный и потому недостаточно эффективный. Второй наиболее приемлем, хотя бы уже потому, что во всех регионах накоплен большой газокаротажный материал, позволяющий проводить статистические обобщения, построение геохимических разрезов и прогнозных карт.

Таким образом, обнаружение месторождений нефти и газа было бы сравнительно легкой задачей, если бы в верхней части литосферы на границе с атмосферой не существовала зона активного водогазообмена, содержащая кислород.

Природные газы зоны активного водогазообмена

Геохимические съемки методами нефтегазопоисковой геохимии (НГПГ) проводят обычно путем опробования поверхностных и приповерхностных объектов – осадочных пород, грунтов, почв, вод, растений, снега, воздуха и т. д., т. е. в пределах зоны активного водогазообмена (АВГО), что затрудняет истолкование получаемых материалов. Искажение геохимической информации при этом обусловлено господством окислительной обстановки в зоне АВГО. Поэтому изучение условий формирования геохимических полей в приповерхностной зоне геохимического зондирования представляется очень важной задачей дальнейшего совершенствования теории, методики и практики ГПНГ.

Особую роль в формировании специфического состава *газов зоны АВГО* играют почвы, которые в силу своей высокой биологической и химической активности могут не только утилизировать, но и генерировать различные газы. Специально проведенные в Иркутском университете полевые и лабораторные работы показали [15], что газовая фаза почв представлена двумя типами газов: почвенный воздух, находящийся в свободных пространствах почвы, и почвенный газ, сорбированный на поверхности почвенных частиц.

В таблице 9 приведен состав сорбированного газа почвы, извлеченного способом термовакуумной дегазации (ТДВ). Свободного почвенного воздуха всегда больше и по составу он близок атмосферному воздуху. Сорбированного газа почв значительно меньше, а по своему качеству он резко отличается от воздуха.

Главной особенностью сорбированных почвенных газов является пониженное (по сравнению с атмосферным воздухом в среднем в три раза) содержание кислорода и повышенные концентрации азота, углекислого газа, водорода и углеводородов. Характерной чертой этих газов является высокое содержание водорода, которое примерно в 2 тыс. раз превышает воздушный фон. Если учесть, что таких высоких содержаний водорода нет ни в одной другой биокосной системе, то станет ясно, что этот водород образуется в почвах, по-видимому, в результате жизнедеятельности водородобразующих бактерий. Основная часть этого водорода либо превращается в воду, либо покидает почвенный слой, диссипируя в атмосферу, и лишь незначительная доля (5–10 %) растворяется в водах. Азот-аргоновое отношение в почвенных газах (81) близко к атмосферному (83), что свидетельствует о воздушном происхождении этих компонентов.

Углеводороды в составе почвенных газов заслуживают особого внимания. Давно известно, что метан в почвах образуется в результате жизнедеятельности метанобразующих бактерий и часто сопровождается эквивалентным количеством непредельных углеводородов ряда этилена. В отношении гомологов метана мнения исследователей разделяются, хотя большинство склонно считать их образование в современных приповерхностных условиях невозможным.

Таблица 9

Средний состав природных газов различных биокосных систем Преображенской площади

№	Биокосные системы		Среднеарифметический состав газов								Коэффициенты			Число данных
			% об.				% об. × 10^{-4}				K_c	ПУВ / НУВ	CH_4 / H_2	
			N_2	O_2	CO_2	Ar	H_2	CH_4	ПУВ	НУВ				
1	Почвы		91,5	7,1	0,3	1,13	935,0	9,4	6,7	6,0	1	1,1	0,01	68
2	Воды	Поверхностные (ручьи, озера, болота)	82,1	11,9	4,4	1,52	55,0	413,4	0,7	2,3	591	0,3	7,5	175
3		Приповерхностные (родники, источники)	80,4	13,3	4,6	1,66	62,5	254,8	0,5	2,4	510	0,2	4,1	75
4	Коренные породы (гл. 25 м)	Газы открытых пор (ТВД)	81,5	17,6	0,7	–	2,0	33,5	3,8	1,4	9	2,6	16,7	42
5		Газы закрытых пор (МД)	77,4	18,0	4,6	–	36,5	495,2	152,2	172,5	3	0,9	13,6	47

Примечание: ПУВ – предельные УВ; НУВ – непредельные УВ; K_c – коэффициент сухости.

Результаты исследований показывают, что тяжелые углеводороды ряда метана и этилена присутствуют в почвенных газах в соизмеримых количествах и отношение между ними (ПУВ/НУВ) примерно равно 1. Этот факт позволяет сделать предположение о том, что почва, являясь хорошим сорбентом, аккумулирует мигрирующие из осадочных пород гомологи метана, доводя их концентрацию до значительных величин.

Эпигенетичность ПУВ подтверждается высокой степенью жирности углеводородной части почвенных газов ($К_с$ = 1), что не могло бы наблюдаться в случае их сингенетичности. С другой стороны, такая высокая степень жирности углеводородных газов почв может объясняться лучшей растворимостью метана в воде по сравнению с тяжелыми углеводородами, что вызывает обеднение почвенных газов метаном.

Таким образом, почвенные газы являются совершенно особой, специфичной разновидностью природных газов, отличной по своему составу и генезису от всех других газов геосфер Земли.

Изученные *природные воды зоны АВГО* характеризуются своеобразным газовым составом, главной особенностью которого является пониженное содержание кислорода, высокое содержание азота, углекислого газа, аргона, метана. В углеводородной части газов метан резко преобладает над тяжелыми углеводородами ($К_с$ = 510–590).

Во всех типах вод наряду с метаном обнаруживаются как его гомологи, так и непредельные УВ. Максимально обогащены углеводородами воды озер и болот, содержание метана в них составляет в среднем 0,058 % об., тогда как в родниковых водах оно равно 0,01 %. Наиболее сухими по углеводородному составу являются газы, выделенные из вод ручьев, озер и источников, наиболее жирными – ВРГ родников.

Для всех типов ВРГ характерно преобладание непредельных УВ над предельными в 3–5 раз. Олефины встречаются в 94 % случаев от всего количества проб, тогда как гомологи метана лишь в 63 % (в 1,5 раза реже). Такое соотношение говорит о том, что олефины являются характерными компонентами поверхностных вод.

Близкий состав ВРГ, низкая концентрация кислорода (12–19 % об.) и высокое содержание УВ (3,5–3,8 % об.) свиде-

тельствуют о преимущественном питании поверхностных водотоков этого района за счет подземных вод.

Рассеянные газы коренных пород условно подразделяются на газы открытых пор и трещин (газы ТВД) и газы закрытых (изолированных) пор (газы МД). Существенной разницы в содержании воздушных компонентов между ними не обнаруживается (см. табл. 9), хотя в большинстве случаев ГЗП характеризуются пониженной концентрацией кислорода.

Наиболее существенная разница между этими типами газов наблюдается в содержании углекислого газа, водорода и, особенно, УВ. Так, в газах закрытых пор (МД) концентрация CO_2 превышает таковую в сорбированных газах (ТВД) в 6 раз, водорода в 18 раз, метана в 15 раз, предельных УВ в 40 раз. Газы закрытых пор по углеводородному составу жирнее свободных в 3 раза. Отсюда следует, что газы МД (т. е. газы закрытых пор) несут более ценную, неискаженную влиянием АВГО информацию о составе мигрирующих газов.

Наиболее заметна разница между газами открытых и закрытых пор в содержании УВ, как это было показано выше. В генетическом смысле эта разница заключается, видимо, в том, что газы открытых пор формируются преимущественно под влиянием ВРГ, которые в породах переходят в свободное, либо сорбированное состояние и потому соотношение между компонентами изменяется (углекислого газа, водорода и метана становится меньше). В формировании газов закрытых пор существенную роль играют мигрирующие снизу углеводороды (метан, тяжелые предельные и непредельные УВ).

В пределах зоны АВГО состав рассеянных газов пород непостоянен, с увеличением глубины изменяется в сторону снижения доли кислорода, азота и углекислого газа и возрастания роли УВ. В районах месторождений содержание УВ-компонентов в рассеянных газах приповерхностных отложений возрастает в 5–10 раз.

Приведенные материалы по составу почвенных, водорастворенных и рассеянных в породах газов указывают, с одной стороны, на общность генезиса главных составляющих (азота, кислорода, аргона, углекислого газа), с другой стороны – на их различие по газам-примесям (водороду и углеводородам), часть

которых рассматривается в качестве геохимических показателей нефтегазоносности недр (рис. 4).

Преобразование этих газов в направлении атмосфера – вода – почва – порода происходит ступенчато под влиянием физико-химических и биохимических процессов. Механизм, а точнее сказать, химизм этих превращений представляется следующим. Атмосферный воздух, проникая в почву, резко изменяет свой состав, прежде всего, за счет окисления органических веществ гумусового слоя кислородом воздуха. Потеря кислорода компенсируется образованием эквивалентных количеств углекислоты. Для свободных газов хорошо аэрируемых и нормально увлажненных почв сумма кислорода и двуокиси углерода должна быть равна примерно 21 %. При нарушении этих условий, в частности при переувлажнении почв, эта закономерность не выдерживается и тем сильнее, чем больший объем воды фильтруется через один и тот же объем почвы (CO_2 растворяется в воде).

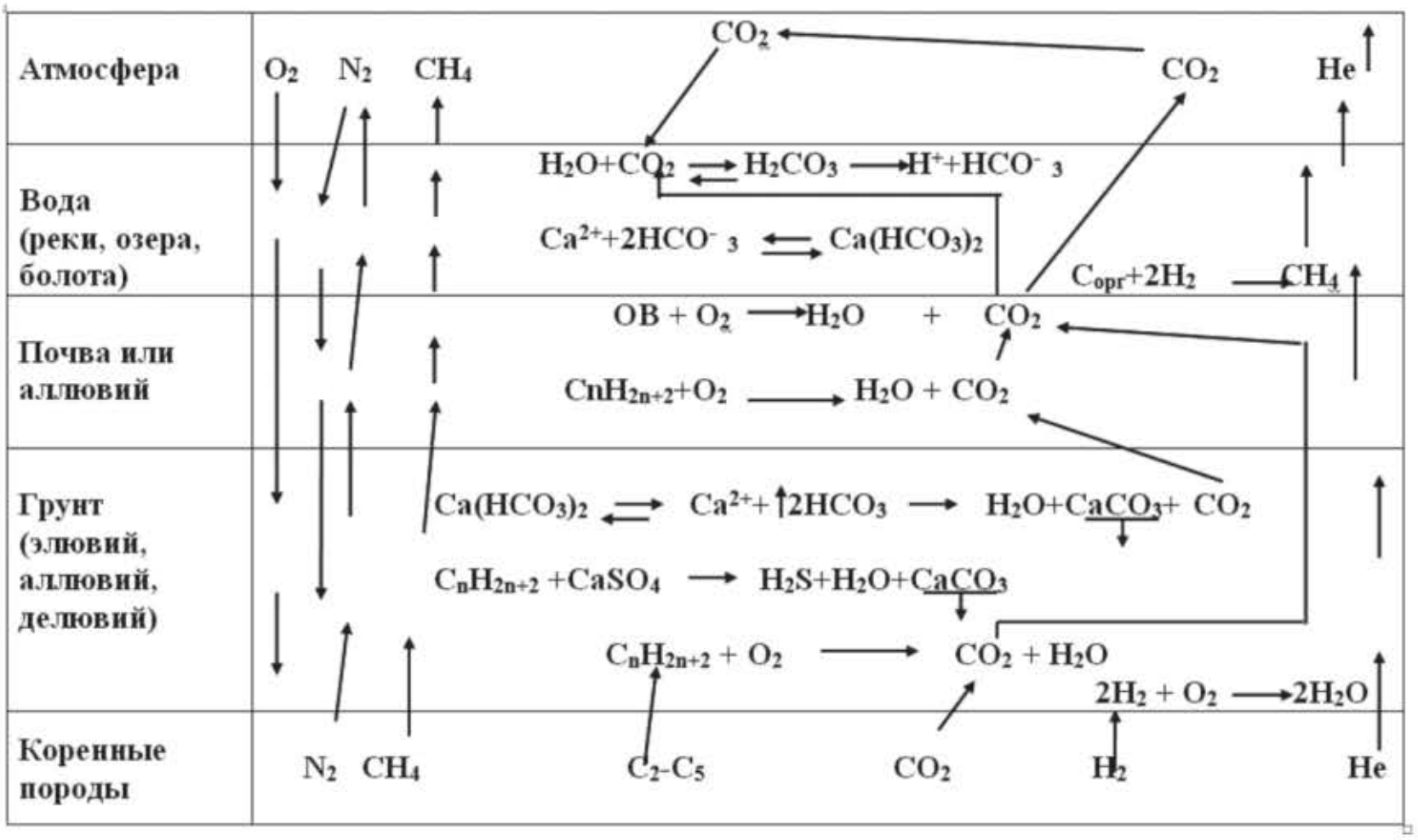


Рис. 4. Схема формирования газовых смесей в поверхностных водах, почвах и грунтах зоны активного водогазообмена (АВГО)

Как видно из приведенных выше материалов, и свободные газы, и газы, сорбированные на поверхности почвенных частиц, содержат мало углекислого газа. Этот дефицит углекислоты может быть объяснен ее выносом из почв водой. Этот процесс идет

настолько широко, что повсеместно формирует гидрокарбонатный состав поверхностных и приповерхностных вод.

В результате этого процесса и поверхностные, и грунтовые (приповерхностные) воды обогащаются почвенными газами, т. е. количество кислорода снижается, а концентрация углекислоты возрастает. При этом относительно накапливаются азот и аргон. Заметного обогащения вод «почвенным» водородом не происходит вследствие его плохой растворимости в воде, окисления кислородом и улетучивания в атмосферу. Концентрация метана в водах, по сравнению с почвами, возрастает более чем в 40 раз; по тяжелым углеводородам этого не наблюдается: во-первых, потому что они хуже растворяются в воде; во-вторых, потому что почвы сорбируют их лучше, чем метан. Вследствие этого водорастворенные газы являются очень сухими.

Рассеянные газы осадочных пород в зоне АВГО формируются главным образом под влиянием ВРГ, которые проникают в породы вместе с инфильтрационными водами. Непосредственное проникновение атмосферного воздуха в коренные породы, минуя стадию почвенных и водорастворенных газов, представляется маловероятным, хотя и возможным (например, по системе открытых трещин, карстовым полостям и т. д.).

Гелий, как видно из схемы АВГО (см. рис. 4), поступая в грунты, почву, воду и в атмосферу, нигде не задерживается и уходит в космос.

Таким образом, в пределах зоны АВГО присутствуют разнообразные смеси газов, основная часть которых имеет поверхностный генезис (воздушный и почвенный). Углеводородные (и некоторые другие) газы, являющиеся объектом геохимического изучения, смешиваются с газами АВГО и вступают с ними во взаимодействие.

Газы зоны АВГО вуалируют и заметно искажают истинную картину распределения геохимических полей концентраций газов-индикаторов, мигрирующих из недр к земной поверхности. Это вызывает необходимость создания классификации изученных газов на морфологической и генетической основе (табл. 10). В этой классификации природные газы зоны АВГО подразделяются по морфологическому признаку (т. е. по условиям их нахождения), по химическому составу; объясняется происхож-

дение отдельных групп газовых компонентов. Произведенное в классификации подразделение типов газов по морфологическому принципу отвечает по сути дела четырем геосферам: атмосфере, биосфере, гидросфере и литосфере (в нашем случае, стратисфере).

Таблица 10

Морфогенетическая классификация природных газов зоны АВГО

Формы нахождения газов	Газовые компоненты			Генезис газов
	Главные	Второстепенные	Примеси	
Газы атмосферы	N_2, O_2	Ar	CO_2, H_2, He, Ne, Kr, Xe, CH_4	Смешанный (условно атмосферный): химический, биохимический, радиогенный
Газы почв и грунтов	N_2	O_2, Ar	CO_2, H_2, CH_4, ПУВ, НУВ, N_2O	N_2, O_2, Ar – атмосферный, CO_2, N_2O, H_2, CH_4, НУВ и частично ПУВ – биохимический, ПУВ – химический (глубинный)
Газы поверхностных и приповерхностных вод	N_2, O_2	CO_2, Ar	CH_4, H_2, НУВ, ПУВ, He	N_2, O_2, Ar –атмосферный, CO_2, CH_4, H_2, ПУВ – биохимический (почвенный), CH_4, ПУВ, H_2 – химический (глубинный), He – радиогенный (глубинный)
Газы осадочных пород (до глубины 30 м)	N_2, O_2	CO_2, Ar	CH_4, ПУВ, НУВ, H_2, He	N_2, O_2, Ar – атмосферный, CO_2, CH_4, НУВ, ПУВ, H_2 – биохимический (почвенный), CH_4, ПУВ, НУВ, H_2, CO_2 – химический (глубинный), He – радиогенный (глубинный)

Генетически газы дифференцируются на отдельные группы компонентов, объединенных общностью происхождения. Это позволяет с большей уверенностью устанавливать между различными типами газов черты сходства (или различия).

Из этой классификации видно, что главной составной частью всех типов газов зоны АВГО являются азот и кислород, в почвенных газах азот резко преобладает, во всех газах присутствует аргон. Следовательно, атмосферный воздух является наиболее существенным источником для формирования всех типов газов в зоне АВГО.

Весьма специфичными по составу являются почвенные газы, образующиеся, с одной стороны, за счет газов атмосферы и, с другой – за счет активно протекающих современных биохимических процессов. Эта специфичность состава газов почв накладывает отпечаток на свойства ВРГ и в меньшей степени рассеянных газов пород. С увеличением глубины и уменьшением проницаемости пород влияние атмосферных и почвенных газов ослабевает, а доля мигрирующих снизу глубинных газов возрастает.

Таким образом, анализ состава газов зоны АВГО позволяет сделать следующие выводы относительно условий их формирования.

Почвенные газы, в отличие от других типов газов, характеризуются преимущественно азотным составом с очень низким содержанием кислорода и повышенным – углекислого газа. Среди микрокомпонентов резко преобладает водород. Углеводородные газы отличаются высокой степенью жирности. Есть основания полагать, что почвы способны генерировать непредельные УВ, из которых возможно образуется и некоторое количество легких гомологов метана (этан и пропан). Почвенные газы оказывают существенное влияние на формирование газового состава вод, особенно поверхностных и грунтовых.

Состав рассеянных газов осадочных пород в меньшей степени зависит от влияния почвенных газов. В коренных породах до подошвы АВГО, где присутствуют современные гумусовые ОВ и микроорганизмы, по-видимому, идут процессы биохимического образования метана и олефинов. Знание закономерностей динамики состава газов в зоне АВГО необходимо для того, чтобы учитывать их влияние при интерпретации результатов геохимических поисков нефти и газа.

Геохимический антагонизм метана и водорода

Внимательный анализ состава типов природных газов позволяет заметить противоположное изменение концентраций метана и водорода в самых разных геологических обстановках: в генерирующих комплексах пород, на путях миграции, в залежах и перекрывающих отложениях. Эта эмпирически установленная закономерность проявляется в том, что повышенное и высокое содержание водорода в газовых смесях обычно сопровождается пониженной или низкой концентрацией метана. И наоборот, если в газах много CH_4, то водорода мало или нет совсем. Это яв-

ление названо геохимическим антагонизмом метана и водорода [20–22]. Примеры геохимического антагонизма метана и водорода можно увидеть при анализе табличных материалов (см. гл. 2, 3, 4), а также в различных справочных материалах [13], в том числе по Сибирской платформе [6].

Геохимический антагонизм CH_4 и H_2 присущ не только газам осадочных пород, он наблюдается и в газовых включениях различных минералов, в газах вулканических эманаций, термальных и минеральных источников, в газовых струях кимберлитовых трубок, глубинных разломов и т. д. Его можно заметить в современных газах биохимического брожения иловых осадков озер и морей, также в результатах лабораторных экспериментов по моделированию процессов нефтегазообразования, пиролизу каменных углей, торфов, сланцев и т. д. Справедливости ради надо отметить, что геохимический антагонизм CH_4 и H_2 проявляется не всегда в явном виде. Многочисленные фактические материалы свидетельствуют о том, что геохимический антагонизм CH_4 и H_2 отчетливо регистрируется при сравнении однотипных газов в пределах одного геологического объекта. Наиболее ярко он проявляется при переходе рассеянных форм газов к промежуточным и особенно концентрированным, при котором содержание CH_4 резко возрастает, а концентрация H_2 падает (табл. 11).

Из данных табл. 11 видно не только противоположное содержание этих компонентов в различных газовых смесях, но и, самое главное, закономерное изменение их концентраций при переходе от непродуктивных пород к продуктивным, от рассеянных форм газов к концентрированным. Только в свободных газах залежей содержание водорода минимально, а метана – максимально.

Если сопоставить состав рассеянных газов пород в координатах $CH_4 – H_2$, то можно увидеть, что в бесперспективных районах почти по всему разрезу в рассеянных газах водород преобладает над метаном; в тех регионах, где известны нефтегазовые месторождения, метана в рассеянных газах всегда больше, чем водорода.

Многочисленные примеры геохимического антагонизма CH_4 и H_2 можно встретить в материалах разных исследователей и по другим нефтегазоносным территориям (Зорькин, 1973; и др., 1975; Гуревич, 1967; Кузнецов, 1970; Алексеев, Войтов, Лебедев, Несмелова, 1978 и др.).

Таблица 11

Соотношения метана и водорода в различных типах газов продуктивного пласта (ярактинская пачка песчаников) Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения

Тип газа	Содержание % об.		CH_4 / H_2	Число данных
	CH_4	H_2		
Свободный газ залежи	82,36	0,29	284,0	10
Растворенный газ пластовых вод ярактинской пачки	84,16	0,87	96,7	9
ГЗП ярактинских песчаников в пределах газовой части залежи	68,03	2,55	26,7	13
ГЗП ярактинских песчаников в пределах нефтяной части залежи	60,32	8,59	7,0	16
ГЗП ярактинских песчаников в водонасыщенной зоне (ВНК)	48,22	29,58	1,6	14
ГЗП в зоне отсутствия коллекторских свойств («сухие» скважины)	34,67	43,06	0,8	16

Примечание: недостающая до 100 % часть газовых смесей представлена гомологами метана, азотом, диоксидом углерода и инертными газами.

Геохимический антагонизм CH_4 и H_2, выявленный на эмпирической основе, не следует отожествлять с термодинамическим антагонизмом. Настоящим термодинамическим антагонистом водорода является кислород. Именно эти два газа (а точнее, химических элемента) ответственны за все окислительно-восстановительные превращения в природе. В нашем случае геохимический антагонизм означает, что в тех системах, где появляется в избытке H_2 и есть условия (углеродистые вещества) для протекания процессов гидрирования, образуется метан. Главным условием при этом является увеличение объема газовых систем. Ярким примером таких систем могут быть свободные газы залежей, где метан накапливается, как конечный продукт гидрирования, а водород при этом расходуется. Если условий для гидрирования нет (низкие концентрации компонентов в газовых микросистемах), то даже при очень высоком содержании водорода в этих газах, метан не образуется. Примерами таких микрогазовых систем могут быть рассеянные газы пород, окклюдированные газы минералов, мелкие скопления газов в кавернах и других полостях.

Таким образом, наблюдающийся в природе геохимический антагонизм метана и водорода обусловлен в первую очередь термодинамическими свойствами самих газов и условиями их существования.

Завершая главу об условиях формирования углеводородного поля, необходимо отметить, что с точки зрения распределения концентраций УВ это поле может быть однородным и неоднородным. Однородное поле с фоновыми значениями концентраций УВ встречается в осадочно-породных бассейнах, где месторождения отсутствуют. В осадочных разрезах нефтегазоносных бассейнов всегда присутствуют аномальные поля концентраций УВ, пространственно приуроченные, главным образом, к месторождениям нефти или газа и выражающиеся ореолами рассеяния газообразных и жидких УВ, а также другими компонентами и свойствами, характерными для нефтегазовых залежей.

В практике геохимических поисков, особенно при построении геохимических карт и разрезов, постоянно используются понятия геохимического фона и геохимической аномалии. При этом конкретные величины фоновых и аномальных значений концентраций по разным геохимическим показателям устанавливаются только методами вариационной статистики.

Многолетний опыт проведения геохимических съемок и обобщения полученных результатов показывает, что в разных нефтегеологических провинциях и областях существует разный углеводородный фон, в пределах которого его величина закономерно изменяется, повышаясь в направлении к зонам нефтегазонакопления (например, к Непско-Ботуобинской антеклизе на Сибирской платформе). На этом фоне внутри зон нефтегазонакопления обнаруживаются аномальные зоны концентраций УВ, соответствующие месторождениям. В пределах месторождений существует свой геохимических фон и свои аномальные участки, связанные с разгрузкой УВ (ореолы рассеяния). Таким образом, понятия о геохимическом фоне и аномалии всегда относительны. Однако конкретные значения и фона, и аномалий могут использоваться в качестве объективных показателей перспектив нефтегазоносности. На основании этого можно даже сравнивать, какие территории более перспективны, какие менее. Но для этого желательно выдержать одно условие: работы проводятся одним коллективом, по одним и тем же методикам, а анализы сделаны в одной и той же лаборатории.

Глава 4
МИГРАЦИЯ ГАЗОВ С ПОЗИЦИЙ ХИМИЧЕСКОЙ ТЕРМОДИНАМИКИ

Все геологические системы проходят определенный путь развития от момента зарождения (возникновения, образования) до момента распада (разрушения, разложения, преобразования). Не являются исключением и нефтегазовые системы осадочно-породных бассейнов. Изучение эволюционного развития нефтегазовых систем должно начинаться с определения объема исследований и заканчиваться геохимическим изучением компонентов нефти и газа от момента их образования (появления) до формирования конечного продукта – нефти и газа в залежах. Отметим также, что в научной литературе проблема эволюционного развития нефтегазовых систем освещена крайне скудно. Можно сказать, что тема эта не популярная и слабо изученная. В то же время знание эволюционной направленности развития нефтегазовых систем, умение диагностировать революционные сдвиги на фоне эволюции, могут повысить качество научного прогноза нефтегазоносности.

Главным, универсальным свойством истории любой природной системы, любого природного процесса является необратимое закономерное развитие, направленное от какой-то исходной точки, к какой-то конечной. Если развитие осуществляется медленно, постепенно, говорят об эволюционном развитии. Если на пути эволюции возникают резкие скачки, переход количественных изменений в новое качественное состояние, – это революция.

Если можно говорить об эволюционном развитии нефтяных и газовых систем, то возникает вопрос: какова направленность такой эволюции? Существуют ли на пути эволюционного развития нефтегазовых систем революционные скачки, что они собой представляют? Попробуем ответить на эти вопросы с точки зрения химической термодинамики.

Термодинамический подход к изучению природных газов и нефти, позволил по-новому взглянуть на известные ранее зако-

номерности, по-иному интерпретировать некоторые природные процессы и явления [21; 24].

В результате компьютерного моделирования физико-химических процессов установлено, что *принципиальные различия химического и фазового состава газовых систем обусловлены принципиальными различиями условий их существования, т. е. термодинамическими факторами равновесия.* Все газовые системы НГБ находятся либо в равновесном (газы залежей), либо неравновесном стационарном (метастабильном) состоянии (рассеянные газы), т. е. природные газовые системы полностью подчиняются принципу локального равновесия Д. С. Коржинского.

История эволюционного развития природных газов НГБ начинается, в основном, с процессов генерации газов в изолированном поровом пространстве осадочных пород из РОВ при его катагенетическом созревании. При благоприятных термодинамических условиях в материнских породах образуются газовые смеси, характеризующиеся преимущественно азотным составом, высокой концентрацией H_2, CO_2 и примерно равным соотношением метана и его гомологов. Эти газы закрытых пор в термодинамическом отношении находятся в чрезвычайно неравновесном состоянии по сравнению с газовой мегасистемой НГБ. Однако в каждой изолированной поре, т. е. в каждой газовой микросистеме газовая смесь является равновесной по отношению к тем термодинамическим ограничениям, которые характеризуют эту систему (P, T, V и количество вещества).

При благоприятных условиях из каждого объема РОВ образуется тысячи объемов газов, что обеспечивает их энергичную эмиграцию из материнских пород. В этот момент резко изменяются термодинамические условия существования газов (падает давление, увеличивается объем и количество вещества) и газовая система приобретает другой состав, термодинамически более устойчивый.

Изменение состава газов и снижение уровня свободной энергии при миграции происходит эквивалентно изменению факторов равновесия. Если газы попадают в плохо сообщающееся трещинно-поровое пространство пород, объем которого существенно не увеличивается, то серьезного изменения состава газов не происходит.

В работе [21] показано, что главным фактором образования больших количеств метана является увеличение объема «закрытых» газовых систем до момента наступления термодинамического равновесия (рис. 5).

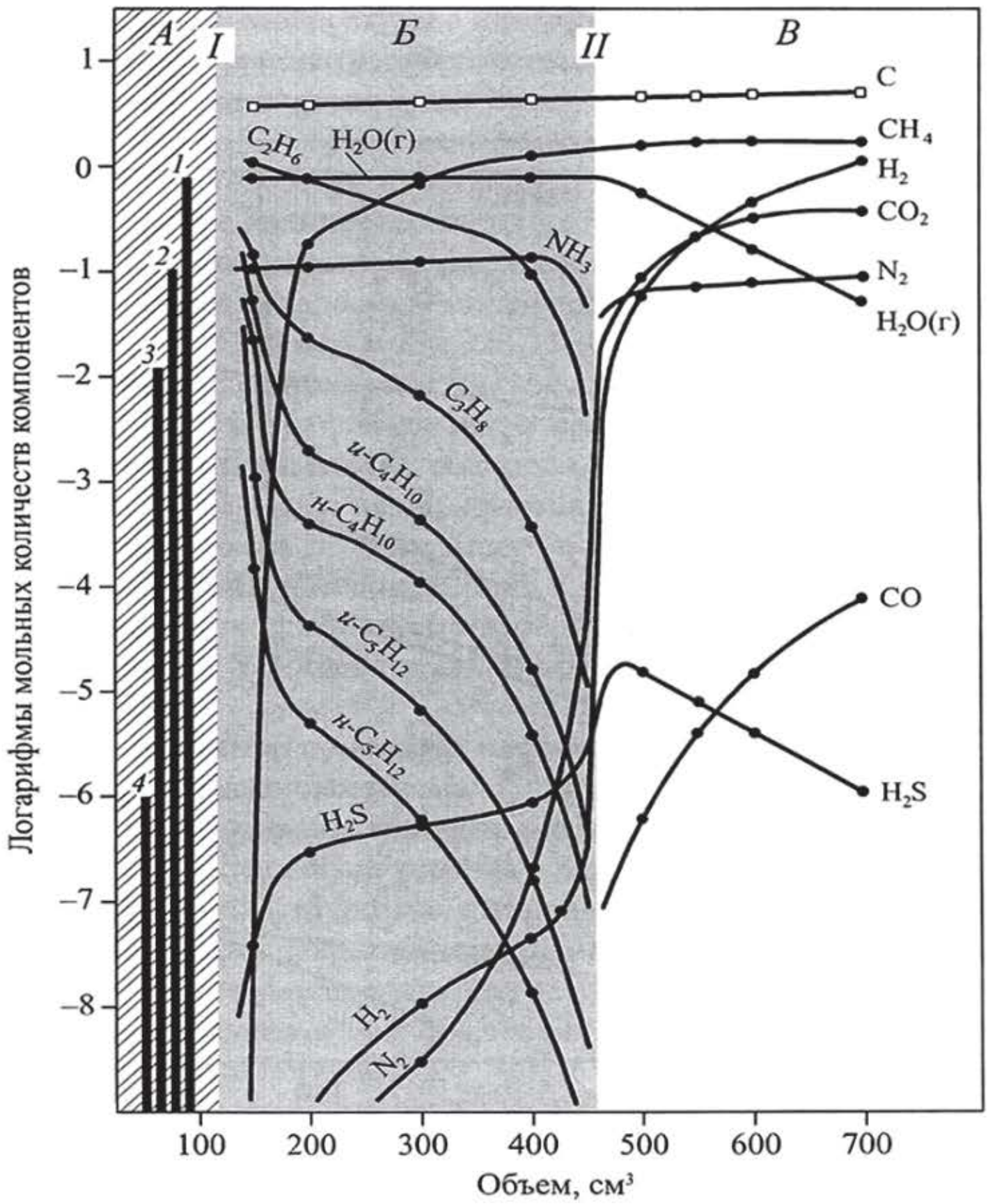


Рис. 5. Термодинамически равновесный состав газов, образующихся в глинах из сапропелевого РОВ в условиях закрытой гетерогенной мультисистемы с переменным объемом.

P = 1000 бар, T = 323, 15 K. Черные кружки – газ, белые квадратики – твердый углерод. *А* – зона устойчивости жидких УВ; *Б* – зона устойчивости гомологов метана и других неуглеводородных газов; *В* – зона устойчивости метана и неуглеводородных газов. Области существования компонентов жидкой фазы: 1 – циклогексан, 2 – вода, 3 – гидразин, 4 – нонан; *I, II* – термодинамические барьеры

Из многочисленных примеров решения подобных термодинамических задач вытекает *общее правило: чем больше объем газовой углеводородной системы, тем больше концентрация метана в составе газовой смеси.*

Наиболее весомые сдвиги компонентного состава мигрирующих газов происходят при их проникновении в емкостное пространство коллектора, даже если оно в значительной мере заполнено водой. На этом этапе эволюции газы становятся существенно углеводородными, с преобладающим содержанием метана, однако доля неуглеводородных компонентов (N_2, CO_2, H_2) остается еще достаточно высокой. Находясь в растворенном состоянии в воде, газы образуют уже настолько значительную массу и объем, что начинает осуществляться переход от изохорно-изотермических условий их существования к изобарно-изотермическим. Находящийся в водорастворенных газах водород полностью не расходуется на процессы гидрирования и предельной метанизации газов не происходит вследствие отсутствия свободных объемов газов (газовой фазы).

Когда, наконец, газы достигают ловушки и переходят в свободную газовую фазу, они приобретают настолько значительный объем, что изохорный фактор, сдерживавший до этого процессы гидрирования, уже не срабатывает и в газовой залежи развиваются цепные реакции гидрирования. Этот процесс приводит к предельной (для конкретных условий) метанизации газов, резкому росту концентраций гомологов метана и к почти полному исчезновению водорода из газовой смеси (рис. 6). Иначе говоря, главным газом залежи становится метан (между II и IV барьерами).

Именно такой состав газов является наиболее устойчивым (между III и IV барьерами), так как это соответствует минимальным значениям свободной энергии (потенциала Гиббса).

Процессы гидрирования в залежах протекают тем полнее, чем больше объем залежи (запасы газа), P, T и концентрация водорода в исходном газе. Во взаимодействие с водородом вступают сначала непредельные УВ (если они есть), затем предельные. *Момент перехода растворенных газов в свободную фазу есть революционный скачок в эволюционном развитии газовых систем*, так как он сопровождается не только изменением ком-

понентного состава, но и снижением уровня свободной энергии, резким увеличением объема и количества вещества, т. е. практически всех термодинамических показателей. Этот момент отображается на вышеприведенных рисунках в виде термодинамических барьеров.

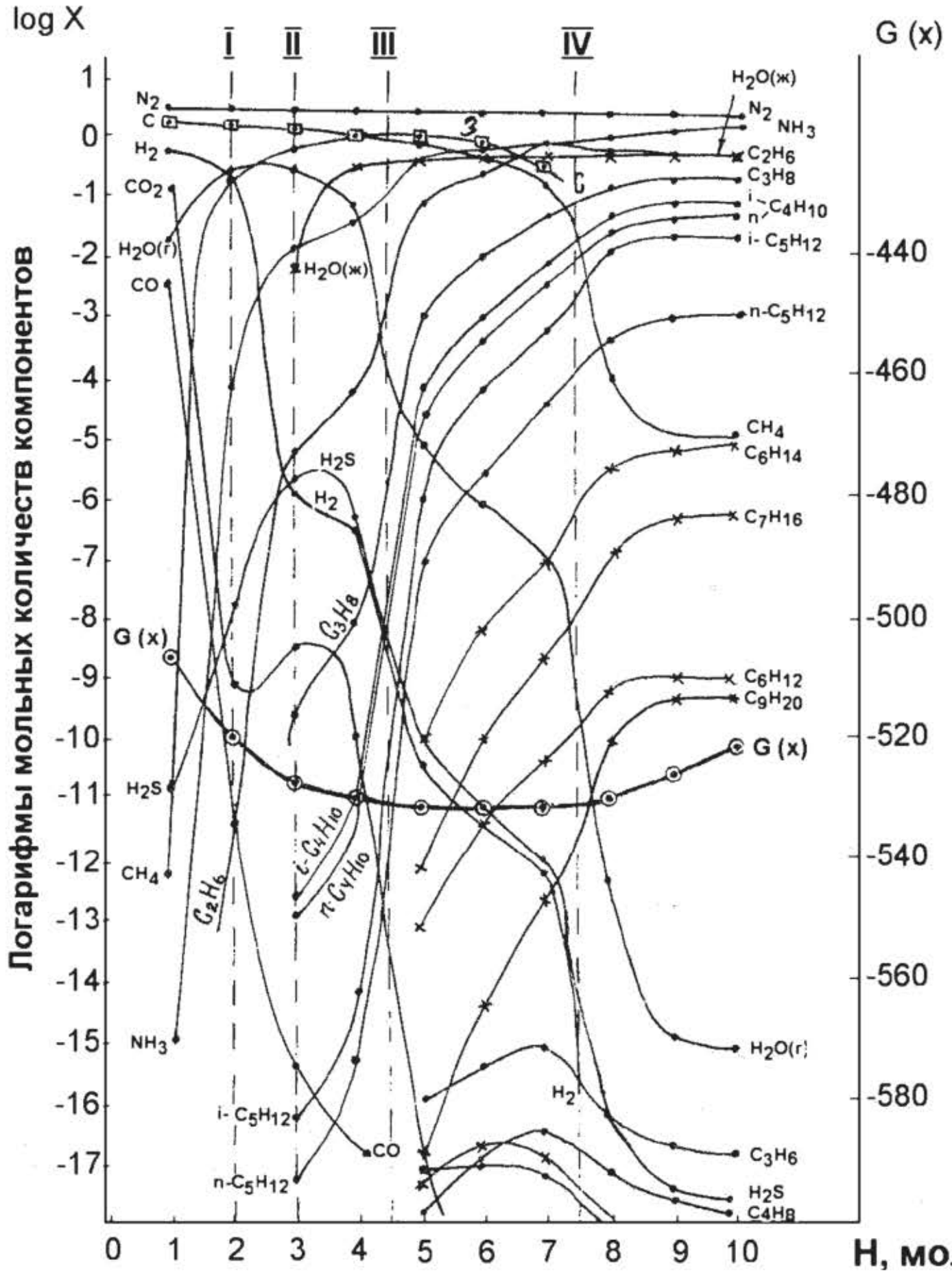


Рис. 6. Влияние концентрации водорода на равновесный состав газов в «закрытой» гетерогенной мультисистеме в изотермо-изохорических условиях P = 300 бар, T = 323, 15 K (50 °C), V = 400 см^3:

исходный газ – газ закрытых пор, вмещающая порода – глинистая, первоначальное содержание водорода в системе – 0,56 моля; кружочки – газ, крестики – жидкость, квадратики с точкой – твердый углерод, кружки с точкой – функция G(x), I–IV – термодинамические барьеры

Место перехода растворенных газов в свободную фазу, т. е. нижняя граница залежи (ГВК), есть термодинамический барьер, на котором резкое изменение термодинамических свойств и снижение свободной энергии газовых систем приводит к интенсивной метанизации газовых смесей.

Таким образом, все вышеизложенное позволяет сформулировать тезис о том, что *формирование феноменологического состава газов залежей есть результат не столько механической дифференциации рассеянных газов при миграции, сколько их химического преобразования при прохождении через термодинамические барьеры.* Доказательством этого является факт уменьшения концентрации водорода и увеличения метана на каждом из рассмотренных этапов миграции.

Основное принципиальное отличие рассеянных и концентрированных форм газов заключается в том, что, хотя и те и другие могут находиться в одинаковых термобарических условиях, они всегда находятся в разных термодинамических состояниях, прежде всего за счет разности объемов и абсолютной концентрации (количества вещества). Поэтому и состав их не может быть одинаковым.

Следовательно, *главной особенностью эволюции природных газов стратисферы является их стремление к метанизации, так как только метан является самым устойчивым из всех углеводородов.* Иначе говоря, метанизация углеводородных газов – это естественный физико-химический процесс. Именно поэтому метан является самым распространенным газом стратисферы. Сказанное, по-видимому, относится и к нефти, так как древние нефти обычно являются парафиновыми, а следовательно, и более простыми по углеводородному составу, нежели молодые.

В свете изложенных представлений об эволюции нефтегазовых систем неизбежно встает вопрос о том, когда и где, на каком из рассмотренных этапов, рождаются нефть и газ. Вопрос, безусловно, сложный, так как ответ на него в значительной мере зависит от подхода, от той точки зрения, с которой этот вопрос рассматривается. Если говорить о нефти и газе, как средоточии углеводородов или как об углеводородном сырье, то местом рождения углеводородов следует признать, безусловно, нефтегазоматеринские породы. Однако эти породы, где генерируются

УВ, никто никогда месторождением не назовет, хотя бы потому, что углеводородное сырье из них добывать не выгодно.

Под термином «месторождение» понимают «природное скопление полезного ископаемого, которое в количественном и качественном отношении может быть предметом промышленной разработки при данном состоянии техники и в данных экономических условиях» (Геологический словарь, 1973. с. 423).

Здесь было бы уместно сделать небольшое замечание по поводу появившегося в печати стремления к замене термина «месторождения нефти и газа» на термин «местоскопления нефти и газа». В учебнике для студентов «Геология и геохимия нефти и газа» А. А. Бакиров, З. А. Табасаранский и М. В. Бордовская отказались от термина «месторождения» и заменили его на термин «местоскопления» (например [4], гл. VI, § 2. Местоскопления нефти и газа).

На первый взгляд эта идея соответствует действительному положению вещей, так как всякая залежь нефти или газа есть скопление углеводородов в ловушке в результате их миграции. Однако изложенные в настоящем учебном пособии представления о генезисе нефти и газа с термодинамических позиций позволяют усомниться в необходимости замены термина «месторождения» на термин «местоскопление» и иначе взглянуть на смысловое содержание этих понятий.

Прежде чем приступить к обсуждению этого вопроса, надо поточнее определиться с содержанием таких понятий, как «нефть» и «природный горючий газ», попытаться ответить на вопросы: что образуется в так называемых нефтегазоматеринских породах, что мигрирует, что накапливается в ловушках и что, наконец, мы добываем из недр?

Органическая концепция нефтегазообразования учит нас, что в осадочных породах, обогащенных РОВ, и вошедших в стадию катагенеза, образуются газообразные и жидкие углеводороды, асфальтово-смолистые компоненты будущей нефти, металлоорганические комплексы (порфирины), гуминовые и жирные кислоты, и некоторые другие органические вещества (углеродсодержащие молекулы). Главными веществами для образования будущей нефти являются жидкие УВ, смолы и асфальтены. Этот набор компонентов именуется битумоидами и по этому набору

их можно сопоставлять с нефтью. Однако битумоиды – это еще не нефть. Они отличаются от нефти повышенной плотностью, вязкостью, высоким содержанием асфальтово-смолистых компонентов и, соответственно, малым количеством светлых дистиллятов (масел менее 35–40 %).

В процессе миграции битумоиды все более обогащаются углеводородами, теряя на путях миграции асфальтово-смолистые компоненты, и, таким образом, по своим свойствам и составу приближаются к нефти. До образования залежи, нефти как таковой нет. Есть битуминозные вещества, битумоиды, в лучшем случае – «микронефть» (по Н. Б. Вассоевичу). *И только в ловушке в результате накопления миграционных битумоидов образуется такая смесь, которую мы называем нефтью.* В отличие от битумоидов нефть имеет пониженную плотность (обычно 0,82–0,86 г/см^3), высокое содержание углеводородов (более 60–65 %), во фракционном составе преобладают бензиновые и керосиновые дистилляты.

Таким образом, нефть есть природный продукт, образующийся в залежи в результате скопления (накопления, улавливания) мигрирующих битумоидов (битуминозных веществ). До залежи нефти и газа нет. Ловушка есть место скопления углеводородов, а не нефти.

Залежь – это место рождения нефти. Нефти, как конечного продукта миграции, нефти, как полезного ископаемого и, наконец, как товарного продукта с вполне определенными физическими свойствами и химическим составом. О залежах можно говорить как о месте скопления углеводородов, но в отношении нефти и газа, как полезных ископаемых, имеющих вполне определенные характеристики, следует говорить как о месте их формирования или рождения, т. е. о *месторождениях*. Этот процесс является прекрасной иллюстрацией философского закона о переходе количественных изменений в качественные, т. е. большое количество накопившихся в ловушке битумоидов переходит в новое качественное состояние – нефть.

На основании изложенного предлагается не употреблять в научной и учебной литературе такое понятие, как «местоскопление» нефти.

Еще проще доказать несостоятельность такого подхода в отношении природного газа. Выше было показано, что свободные газы залежей по компонентному составу существенно отличаются от других форм нахождения газов в стратисфере: рассеянных, водорастворенных. Это различие состава принципиально, так как определяется различием термодинамических состояний газов, которые, в свою очередь, зависят от условий залегания (нахождения) газов в осадочно-породных бассейнах.

Предельно метанизированные углеводородные газы, которые мы добываем из недр как энергетическое сырье, *образуются только в залежах*. Залежь – это своеобразный химический реактор, где активно идут процессы гидрирования, связанные с резким увеличением объемов газов при переходе из рассеянного или водорастворенного состояния в свободное. Газы до залежей и газы в залежах – это разные по составу газы. Поэтому всякое месторождение природного газа это не столько место скопления разных газов, сколько место рождения промышленных метановых газов.

Глава 5
МЕТОДЫ ПРЯМОГО ПРОГНОЗА И ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Наиболее достоверные результаты прямого прогноза и поисков нефтегазовых месторождений могут быть гарантированы только при использовании методов изучения УВ-поля и только при проведении геохимического опробования на глубинах ниже подошвы зоны активного водогазообмена (АВГО). В конце XX в. в Волгоградском и Саратовском Поволжье бурили профили геохимических скважин глубиной 500–700 и даже 1000–1200 м. В этом случае достоверность (подтверждаемость) геохимических прогнозов достигала 100 % [30].

5.1. Газовый метод

Газовый метод является основным, так как газы легко образуются, широко распространены в осадочно-породных бассейнах и более способны к миграции, чем нефть или вода. Газовые ореолы рассеяния быстрее достигают земной поверхности как фильтрационным, так и диффузионным способом. Газовый метод применим и в полевой, и в скважинной геохимии.

5.1.1. Поверхностная газовая съемка

Площадная газовая съемка применяется обычно на региональном этапе изучения крупных территорий в масштабе от 1:500 000 и детальнее для общей оценки перспектив нефтегазоносности по углеводородному фону и наличию или отсутствию аномалий. Она может проводиться на потенциально перспективных площадях, подлежащих лицензированию, или по заказу недропользователей на лицензионных участках. В зависимости от физико-географических особенностей местности, климата, сезона года, квалификации исполнителей и финансовых возможностей организации применяются следующие модификации газовой съемки:

– собственно газовая (отбор проб свободных газов),

– водногазовая (отбор проб воды для дегазации),

– газогрунтовая (отбор проб грунта для извлечения сорбированного газа),

– снежная (отбор проб снега для дегазации),

– газобиогеохимическая (микробиологическая) по водным источникам,

– атмогеохимическая (отбор проб приземного воздуха).

Газовая съемка в чистом виде (т. е. отбор проб свободных газов) планируется и проводится редко, так как нет гарантии, что точки опробования будут расположены равномерно по всей площади. И действительно, естественные выделения свободных газов на поверхность фиксируются редко, и обычно только на территориях (или акваториях), где есть газовые скопления (напомним, что абсолютно герметичных газовых месторождений не существует). Если такой участок обнаруживается и опробуется, можно будет построить фрагмент газогеохимической карты по составу свободных газов на отдельном участке. Такая съемка проводится чаще всего совместно с другими видами газовой съемки (например, с водногазовой съемкой). Координаты каждой точки фиксируются. Обязательно описывается характер выхода газа: количество грифонов, размер газовых пузырьков, постоянство или периодичность выхода. В исключительных случаях, на мощных газовых выходах, замеряется дебит (мл/мин, л/ч, $м^3$/сут).

Водногазовая съемка проводится путем отбора проб воды из родников, источников, ручьев, рек, озер и болот. В условиях Сибири равномерное расположение точек опробования (например, через 5 км при указанном выше масштабе) достигается на любой территории. Пробы воды отбираются в бутылки объемом 0,5–1,0 л герметичным способом [14; 42]. Можно использовать стеклянные бутылки с широким горлом, либо пластиковые, но твердые, чтобы не деформировались при вакуумировании. Дегазация производится в полевых условиях на следующий день. Важно, чтобы конструкция дегазатора позволяла проводить термовакуумную дегазацию, т. е. с применением подогрева пробы (в интервале 60–70 °С) и вакуумирования (рис. 7). Это обеспечит полное извлечение газа из воды.

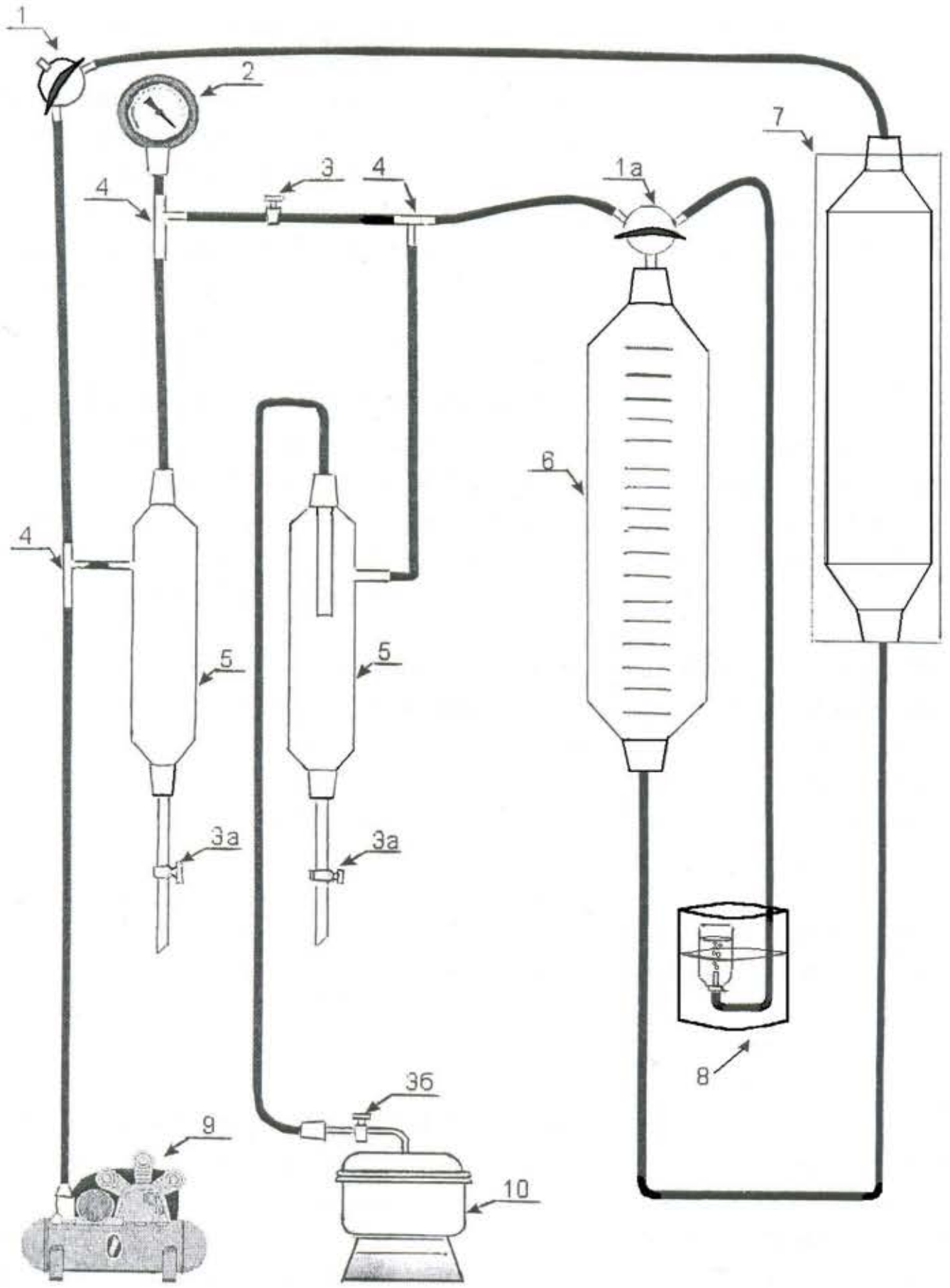


Рис. 7. Схема полевого дегазатора ПДП-1:
1 – трехходовой кран, 2 – вакуумметр, 3 – простой кран, 4 – тройник, 5 – ловушка, 6 – мерная колба, 7 – уравнительная колба, 8 – устройство для перевода газа в бутылочку, 9 – вакуумный насос, 10 – водяная баня с пробой

Процесс дегазации представляет собой строгую последовательность действий. Сначала проба воды (10) подключается герметично к дегазационному прибору и включается подогрев. Кран 3б закрыт. Включается вакуумный насос (9) для вакуумирования всех систем прибора. Для этого все краны должны быть открыты (кроме 3а). Когда стрелка вакуумметра покажет разрежение -0,9 атмосферы, вакуумный насос отключается, кран 3б от-

крывается. Начинается процесс дегазации, который прекращается тогда, когда температура пробы достигла значений 60–70 °С (нельзя допускать кипения пробы). Полученный газ поступает в мерную колбу, при этом напорная склянка опускается вниз. Замеряется количество полученного газа в мл/л, записывается в журнале дегазации. Кран 1а переключается на устройство для отбора газа (8). Бутылочка (с этикеткой и номером пробы) заполняется газом почти полностью, оставляется рассол в качестве затвора только в горлышке. Пробка с прокладкой навинчивается. Проба хранится в перевернутом виде (горлышком вниз). Полученные пробы водорастворенного газа, переведенные в бутылочки (объемом 35–50 мл) с применением солевого затвора, доставляются в стационарную лабораторию для хроматографического анализа.

Методика полевых работ. При водногазовой съемке пробы отбираются только по речной сети, которая является нижним базисом эрозии, куда поступает вся геохимическая информация из недр. Полевые работы проводятся в автомобильном, пешеходном и лодочном вариантах в зависимости от особенностей местности. Основное передвижение отряда производится по главной реке сверху вниз. Пробы отбираются в устьях мелких притоков. В устьях крупных притоков ставится лагерь и маршрутные пары отправляются вверх по течению на 1–3 суток в зависимости от протяженности реки. Это нужно для равномерного покрытия площади работ точками наблюдений. Каждая точка наблюдения документируется.

Привязка точек наблюдения к местности и карте осуществляется спутниковым навигатором. Каждая точка наблюдения (опробования) заносится в полевой дневник. Указывается ее точное местонахождение, характеристика объекта опробования (река, ручей, озеро, болото, лес, луг), описание берегового и донного грунта, наличие течения воды, глубина водоема в точке опробования, физические свойства воды (прозрачность, вкус, запах, температура). Особенно важно описание нефте- и газопроявлений. Всегда отмечается постоянство или периодичность выделения газа, размеры пузырьков, способ отбора пробы.

В точках наблюдения отбираются пробы свободного газа, выделяющегося свободно (самостоятельно), спонтанно, либо принудительно и проба воды для извлечения водорастворенного

газа. Для изучения газов, растворенных в воде, в каждой точке отбираются пробы воды герметичным способом, чтобы в пробу не попал воздух. Параллельно отбираются пробы грунта для определения битуминозности.

Измерение физико-химических показателей на каждой «водной» точке опробования производится с применением портативных приборов. Измеряются величины водородного показателя (pH), окислительно-восстановительного потенциала (Eh) в милливольтах и кондуктометром TDS фиксируется величина электрической проводимости воды (ppt) в сименсах. Первый показатель характеризует кислотно-щелочной баланс, второй позволяет выявить восстановленные зоны, характерные для УВ-среды. Величина электропроводности воды косвенно свидетельствует о плотности воды и, следовательно, о величине ее минерализации.

Пробы дегазируются не позднее, чем на следующий день. Оставшаяся вода отправляется на гидрохимический анализ, который производится тоже в полевых условиях. Затраты времени на одну точку опробования составляют примерно 30–40 минут.

Таким образом, по каждой точке опробования получается одна-две пробы газа. Анализ газовых проб производится в стационарной лаборатории хроматографическим методом, грунтовых – люминесцентно-битуминологическим. В связи с развитием мобильных аналитических систем приветствуется использование приборов для измерения газовых геохимических показателей в маршруте. Это позволит повысить оперативность полевых работ и сгустить точки наблюдения в местах обнаружения углеводородных аномалий.

Методика отбора проб. Проба грунта для люминесцентно-битуминологического анализа отбирается весом 100 г, с глубины 0,4–0,5 м, упаковывается в два полиэтиленовых пакета, вставляемых один в другой (чтобы избежать утечки воды из грунта и загрязнения этикетки). Во второй пакет вкладывается этикетка с номером пробы. Впоследствии на базе каждая проба подсушивается (только не на солнце и вдали от нагревательных приборов) и разделяется на две: на ЛБА и металлометрию. Запись в дневнике – обычная процедура.

Проба свободного газа отбирается из-под воды в бутылочку, объемом 30–35 мл, через воронку. Если газ выделяется со

дна водоема не постоянно, при отборе пробы применяют ворошение дна специальным щупом. Бутылочка предварительно заполняется водой, чтобы удалить воздух. Пластмассовый колпачок, в который заранее вставлена пенициллиновая пробка (или резиновая прокладка), завинчивается под водой. На базе пробы газа переводятся в другие бутылочки, в которых оставляется 5–10 мл рассола в качестве затвора (в пробе газа не должно быть речной воды). Пробы хранятся и транспортируются в перевернутом виде, т. е. горлышком вниз. До начала отбора на дно бутылочки и сбоку приклеивается лейкопластырь, на котором пишется номер пробы. Желательно не хранить пробы газа более одного месяца.

Проба воды для изучения водорастворенного газа отбирается в молочную бутылку (0,5 л), которая заполняется водой спокойным наливом (без пробулькивания), затыкается резиновой пробкой с патрубком так, чтобы излишек воды, вылился через шланг. Патрубок плавно перегибается и привязывается вместе с пробкой и этикеткой к горлышку бутылки.

Пробы воды на гидрохимический анализ отбираются во всех точках наблюдения, особенно если в маршрутах будут встречены необычные для этого района случаи водопроявлений с признаками глубинности (переливающие законсервированные скважины, родники, бессточные или соленые озера, действующие скважины водоснабжения). Такие водопроявления тщательно описываются в полевом дневнике. Для отбора проб воды используются стеклянные или пластиковые бутылки (для пищевых продуктов), емкостью 0,5 л, которые закрываются резиновыми или пластиковыми пробками. На бутылку приклеиваются две этикетки из лейкопластыря с номером пробы. Соответствующее описание заносится в полевой дневник.

Газогрунтовая съемка проводится на засушливых территориях (степь, лесостепь, пустыня), либо на ограниченных участках при детальном масштабе. Технология опробования примерно такая же, как и при водногазовой съемке. В точке опробования делается закопушка, глубиной 0,5 м, либо бурится вручную скважина, глубиной 1 м. Желательно мотобуры не использовать, так как велика опасность загрязнения проб нефтепродуктами. Из призабойной зоны отбирается проба грунта (дресва, песок, суглинок) и закладывается в бутылку с широким горлом до самого

верха. После этого в бутылку наливается рассол (насыщенный раствор поваренной соли) из мерного цилиндра, чтобы вытеснить воздух и вычислить объем засыпанного грунта. Проба запечатывается пробкой с резиновым патрубком (также как и водногазовая). Затем производится дегазация (ТВД).

Снежная съемка проводится в тех регионах, где зима длится несколько месяцев и накапливается толщина снега 0,5–1 м и более. Теоретическим основанием для этого вида геохимической съемки являются следующие факты:

– снег – сорбент и потому способен накапливать газы, поступающие на земную поверхность из почвенных и подпочвенных слоев;

– в зимнее время вертикальная миграция УВ и других газов не прекращается (может быть, только замедляется), но наиболее ярко проявляется в зонах дизъюнктивных нарушений и в местах скоплений УВ;

– снег есть везде, в отличие от водоисточников, которые встречаются на разных расстояниях друг от друга; это обеспечивает равномерное расположение точек наблюдения на геохимических картах;

– в зимнее время доступными становятся пойменные и болотистые участки местности, вследствие промерзания грунтов; это позволяет комплексировать снежную съемку с геофизическими работами, которые по той же причине проводятся зимой.

Снежная съемка проводится в двух вариантах: *газоснежная* (отбор проб снега для дегазации) и *газобактериальная* по снежному покрову для обнаружения УВ-окисляющих бактерий [3]. Первые испытания газобактериальной съемки были проведены на площади Щелковского подземного газохранилища (ПГХ) в марте 1969 г. В контуре ПГХ и за его пределами отбирались пробы снега, в которых обнаружены высокие концентрации УВ-газов над контуром искусственной газовой залежи. В последующие годы подобные работы были проведены сотрудниками ВНИИЯГГ в Западной и Восточной Сибири. Во всех случаях были отмечены повышенные концентрации метана и его гомологов в снежном покрове над месторождениями нефти и газа.

Одновременно велось изучение микроорганизмов, населяющих снежный покров. В пробах снега, характеризующихся по-

вышенной концентрацией метана и более тяжелых УВ, были обнаружены бактерии, окисляющие УВ. Геомикробиологический способ проведения съемки с изучением психрофильных и психротолерантных бактерий значительно дополнил газовую съемку по снежному покрову и расширил ее возможности в связи с тем, что УВ-бактерии могут встречаться даже там, где количество УВ-газов оказалось ничтожным, вследствие их ассимиляции бактериями. Иначе говоря, два этих метода дополняют друг друга.

Параллельно с газобактериальными съемками во ВНИИЯГГе изучалось влияние минусовых температур на сохранение жизнеспособности клеток углеводородокисляющих бактерий в зимний период, когда среднесуточная температура воздуха составляла –11 °С. Бактерии, окисляющие газообразные УВ, выделены при –18…–20 °С. Был сделан вывод о том, что чувствительными к воздействию отрицательных температур являются бактерии, окисляющие газообразные УВ (метан и пропан). Однако эти микроорганизмы погибали не сразу: часть из них, адаптируясь к низким температурам (до –27 °С), оставалась жизнеспособной в течение длительного времени. Бактерии, окисляющие гексан, полностью сохраняли жизнеспособность после пребывания при температуре от –2 до –27 °С. У двух штаммов гексанокисляющих бактерий, принадлежащих к роду *Pseudomonas*, установлена способность расти при отрицательных температурах (до –8 °С).

Методика газово-снежной съемки. Методика этой съемки может варьировать в зависимости от ее целей: либо она проводится специализированно (по отдельному заказу) или проводится совместно (комплексно) с другими геохимическими или геофизическими методами. В первом случае профили прокладываются через центральные части крупных поднятий или равномерно через лицензионный участок, во втором – по геофизическим профилям. Частота расположения точек опробования в первом случае зависит от масштаба работ (оптимально 500 м), во втором – полностью совпадает с точками бурения сейсмоскважин. В этом случае отбирается две газовые пробы: одна методом откачки призабойного газа из сейсмоскважины, вторая из приземного слоя снега с наветренной стороны от сейсмопрофиля, чтобы избежать загрязнения проб выхлопными газами от авто-

транспорта и буровых станков. Естественно, что все точки опробования заверены координатами.

Пробы снега отбираются обычно из приземного слоя, потому что этот снег долго лежал и более всего насыщен газами. Проба снега отбирается из шурфа, выкопанного лопатой, стерильной в отношении УВ. Емкостями могут служить стеклянные банки, объемом от 0,5 л до 3 л (выбрать что-то одно в зависимости от способа дегазации). Маленькие банки вкручиваются в снег, в большие банки снег насыпается алюминиевой лопаткой-ложкой, объемом 0,5 л. Банки герметизируются либо пластиковыми крышками, либо закатываются жестяными крышками, если им предстоит длинный путь. Желательно дегазацию делать прямо в маршруте, на профиле, по вечерам. Способ дегазации надо выбрать заранее, в зависимости от квалификации и предпочтений исполнителей: либо дегазируется сухой снег, либо талая вода.

Газобиогеохимическая съемка (газогидромикробиологическая) по водным источникам проводится обычно, либо в комплексе с газовой съемкой, либо с микробиологической, либо с водногазовой. В любом случае речь идет об изучении качественных и количественных характеристик сообщества бактерий, окисляющих углеводороды. Иначе говоря, при проведении газомикробиологической съемки одновременно фиксируются аномалии как по УВ-газам, так и по бактериям, жизнедеятельность которых зависит от наличия УВ. Естественно, что эти аномалии пространственно совпадают.

Атмогеохимическая съемка (отбор проб приземного воздуха). Этот вид газовой съемки применялся первоначально в комплексе с микробиологической и снежной съемками. Поскольку микробиологическая съемка оказалась очень трудоемкой, а газовая съемка по приземному воздуху не надежной (особенно отбор проб в ветреную погоду), то от этого вида газовой съемки постепенно отказались. Однако в случаях выходов газа по затрубью при разведочном или даже эксплуатационном бурении производят отбор проб с поверхности, причем не только возле устья скважины, но и на разном расстоянии от нее в виде креста через 10, 20, 30, 40, 50 м в зависимости от необходимости.

5.1.2. Газокерновое опробование

Газовая съемка наиболее эффективна при использовании скважин. Это позволяет получить не искаженную геохимическую информацию с максимально больших глубин, особенно за пределами подошвы зоны АВГО. Два-три профиля скважин на небольшую впадину или лицензионный участок может оказаться достаточным, чтобы оценить природу и достоверность геохимических аномалий, выявленных при поверхностном газогеохимическом картировании.

Извлекаемый керн позволяет получить информацию о двух типах газов: свободных, заключенных в сообщающемся поровом и трещинном пространстве пород, извлекаемых методом ТВД (миграционных) и газов закрытых пор, которые принято считать сингенетичными, извлекаемых методом МД. Газы ТВД, изученные по профилю скважин, позволяют определить направление миграции УВ по изменению состава газовых смесей, а по составу газов и газовым коэффициентам ($К_с$, $К_{зр}$, бутановый и пентановый коэффициенты) – их принадлежность к газам газовых, газоконденсатных или газонефтяных месторождений.

Большое значение имеет технология газокернового опробования. Для этого на площади или на профиле, где планируется применить газовый метод, проводится сначала сплошной отбор керна по вскрытому разрезу, с целью выявления такого маркирующего горизонта, который присутствует на всей площади (или профиле), легко опознается и содержит информацию о мигрирующих газах. Такой горизонт называют «опорным газометрическим горизонтом» и в дальнейшем пробы отбирают только из него [34].

Образец породы, предназначенный для анализа газа, весом 400–700 г отбирают сразу после подъема керна на поверхность и извлечения из колонковой трубы. Образец быстро очищают от глинистого раствора стерильным ножом, закладывают в стеклянную банку 0,5 л, заливают рассолом и герметизируют, закатывая металлической крышкой с резиновым кольцом-прокладкой. Пробу укладывают в ящик или контейнер крышкой вниз.

Всегда надо помнить, что поднятый на поверхность керн самопроизвольно дегазируется. Интенсивность дегазации зависит от литологического состава породы и ее физических свойств. При этом, чем глубже отобран керн, тем интенсивнее происхо-

дит его дегазация. Опыты, проведенные в ВНИИЯГГе, показали, что после хранения керна в течение 24 часов в негерметичном состоянии доля оставшегося в нем газа не превышает в среднем 3 % от первоначальной концентрации, зафиксированной в контрольных образцах обычными методами дегазации и анализа. Основная доля газа (до 90 % первоначальной величины) теряется за первые 6 часов хранения без герметизации. Следовательно, керн должен быть загерметизирован немедленно после извлечения из скважины.

В Восточной Сибири при отсутствии буровых станков опробование коренных пород на газ заменяли проходкой шурфов (Геохимическая партия ОМЭ треста «Востсибнефтегеология»). В этом случае потери газа были минимальными, а иногда в шурфах отчетливо ощущался запах бензина. В этих случаях люминесцентно-битуминологический анализ показывал наличие в породах битуминозных веществ в количестве сотых и десятых долей процента (Березовская площадь Усть-Кутский район, 1964).

Для получения наиболее полной геохимической информации при наименьших затратах очень важно применять комплексирование ГПНГ со структурным, геологическим, гидрогеологическим бурением, сейсморазведкой или электроразведкой.

В 70–80-е гг. XX в. газокерновое опробование по профилям оформилось под названием *газометрическая съемка по опорным горизонтам,* которая стала широко применяться на поисковом и разведочном этапах в виде комплексирования газометрической съемки со структурным, геологическим, гидрогеологическим бурением и сейсморазведкой [34]. Главной особенностью этой съемки являлось не беспорядочное опробование всего вскрываемого разреза, а только интервала опорного горизонта. Это вносило в газометрическую съемку, с одной стороны, элементы унификации и, с другой стороны, возможность сокращения объемов опробования.

5.1.3. Газовый каротаж скважин

Газовый каротаж в обязательном порядке проводится при бурении параметрических, поисковых и разведочных скважин. Проектом на бурение скважин и в геолого-техническом наряде предусмотрена глубина начала производства каротажа и интер-

валы предполагаемых продуктивных горизонтов. Как правило, начальные интервалы проходки, соответствующие зоне активного водогазообмена (300–400 м), исключаются.

Газовый каротаж основан на изучении количества и состава газа, поступившего в буровой раствор из разбуриваемых или вскрытых скважиной пластов. Газовый каротаж используется для выделения зон АВПД, предупреждения выбросов нефти и газа, изучения нефтегазосодержащих пластов, рекомендации интервалов для испытания и опробования.

По способу проведения исследований различают непрерывный газовый каротаж в процессе бурения и газовый каротаж при остановках, авариях или после бурения. При газовом каротаже в процессе бурения непрерывно измеряется суммарное содержание горючих газов ($Г_{сум}$) и периодически (с интервалом времени одного цикла анализа на хроматографе) – концентрация углеводородных газов и водорода, попавших в буровой раствор из разбуриваемых горных пород. Газовый каротаж после бурения представляет собой непрерывное измерение концентраций УВГ и периодическое измерение компонентного состава газа, попавшего в буровой раствор в результате диффузии или фильтрации УВГ из водонефтегазоносных пластов при простое и промывке скважины.

Механизмы поступления газа в буровой раствор

При разбуривании горных пород. Этот механизм является основным и на нем построен газовый каротаж. Теоретические основы поступления газа из пласта при бурении очень подробно рассмотрены Л. М. Чекалиным в своей монографии [52]. Несмотря на опережающую фильтрацию, часть газа, находившегося в порах горных пород, при разрушении пород попадает в буровой раствор и растворяется в нем. Часть газа, находящегося в шламе под пластовым давлением, по мере снижения давления при подъеме к поверхности, переходит из шлама в буровой раствор.

Фильтрационный механизм. Газ из пласта в буровой раствор проникает вместе с флюидом, когда давление в скважине снижается до значений ниже пластовых давлений, и флюид начинает поступать из пласта в скважину. Эта ситуация называется свабированием, когда при резком подъеме инструмента в поддолотном пространстве возникает разрежение, т. е. когда

давление бурового раствора на забое скважины ниже градиента пластовых давлений (вскрытие зоны с АВПД, раствор, не соответствующий ГТН и т. д.).

Диффузионный механизм. Газ, оттесненный в пласт во время и после вскрытия, вследствие большой разницы в концентрациях в пласте и в скважине, начинает диффундировать из стенок скважины в буровой раствор. При этом повышенной диффузионной способностью обладают наиболее легкие газообразные компоненты. Поэтому состав газа будет обеднен тяжелыми УВ. Процесс диффузии происходит постоянно. Во время циркуляции объем диффузионного газа настолько незначителен, что им можно пренебречь. Во время остановок циркуляции диффузионный газ начинает концентрироваться в интервалах, расположенных напротив пласта, постепенно поднимаясь вверх по стволу скважины, за счет сил гравитации. Объем диффузионного газа зависит от продолжительности остановки циркуляции, количества газа в пласте и диффузионной проницаемости пород.

Техногенный фактор. Поступление УВ в скважину происходит путем внесения в промывочную жидкость нефтесодержащих добавок, установки нефтяных ванн, бурения на известково-битумных растворах. Аномалии, образованные этими факторами, искажают данные газового каротажа, сильно затрудняют, а то и вовсе не позволяют определить характер насыщения вскрываемых интервалов. Поэтому, совершенно очевидно, что применение добавок нефти, конденсата, керосина и других «смазочных материалов» при бурении скважин – хорошо для буровиков, но вредно для геологов, задача которых – не только детально изучить геологические и геохимические характеристики разреза, но и насыщение флюидами. И этот конфликт интересов должен решаться в пользу геологии.

Способы и оборудование для дегазации бурового раствора, шлама и керна

Непрерывная дегазация бурового раствора производится на устье скважины, при выходе бурового раствора перед виброситами дегазатором непрерывного действия. В настоящее время обычно используются поплавковые дегазаторы и дегазаторы с активатором центробежного типа (рис. 8).

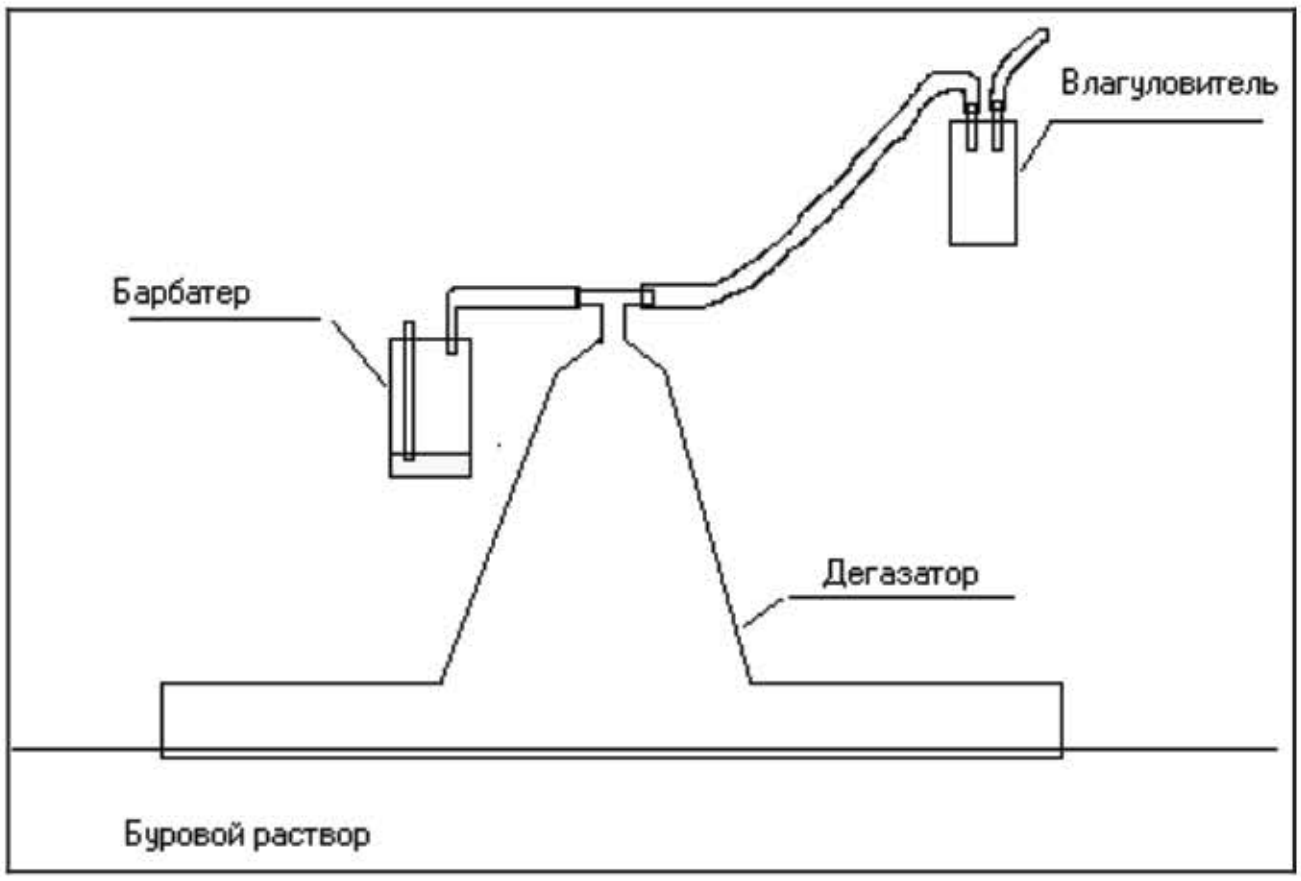


Рис. 8. Поплавковый дегазатор

Устройство и принцип работы дегазатора даны в сокращенном варианте по должностной инструкции операторов ГТИ (геолого-технологических исследований) на скважине (рис. 9).

Конструктивно дегазатор состоит из модуля дегазации и пульта управления.

Модуль дегазации (см. рис. 9) представляет собой цилиндрическую камеру (1), внутри которой установлена мешалка пирамидальной формы (2). Вращение мешалки осуществляется электродвигателем (3), расположенном на корпусе модуля. В модуле дегазации имеются отверстия для входа (4) и канал для выхода (5) бурового раствора. Канал расположен на боковой стенке камеры, а входное отверстие на дне камеры. В верхней части камеры имеются секция (6) для сбора газа и штуцеры для подключения вентиляционной (7) и газовоздушной (8) линий.

Во время работы модуль дегазации погружается на 9 см в буровой раствор. При этом раствор поступает в дегазатор через отверстие (4) в дне модуля и за счет центробежной силы, создаваемой мешалкой, покидает его через выходной канал. В результате этого происходит процесс стабильной дегазации раствора, а образовавшийся газ собирается в секции для сбора газа и через газовый штуцер поступает по газовоздушной линии на анализ. Наряду с автоматической дегазацией БР периодически производится отбор проб и их исследование на термовакуумной установке.

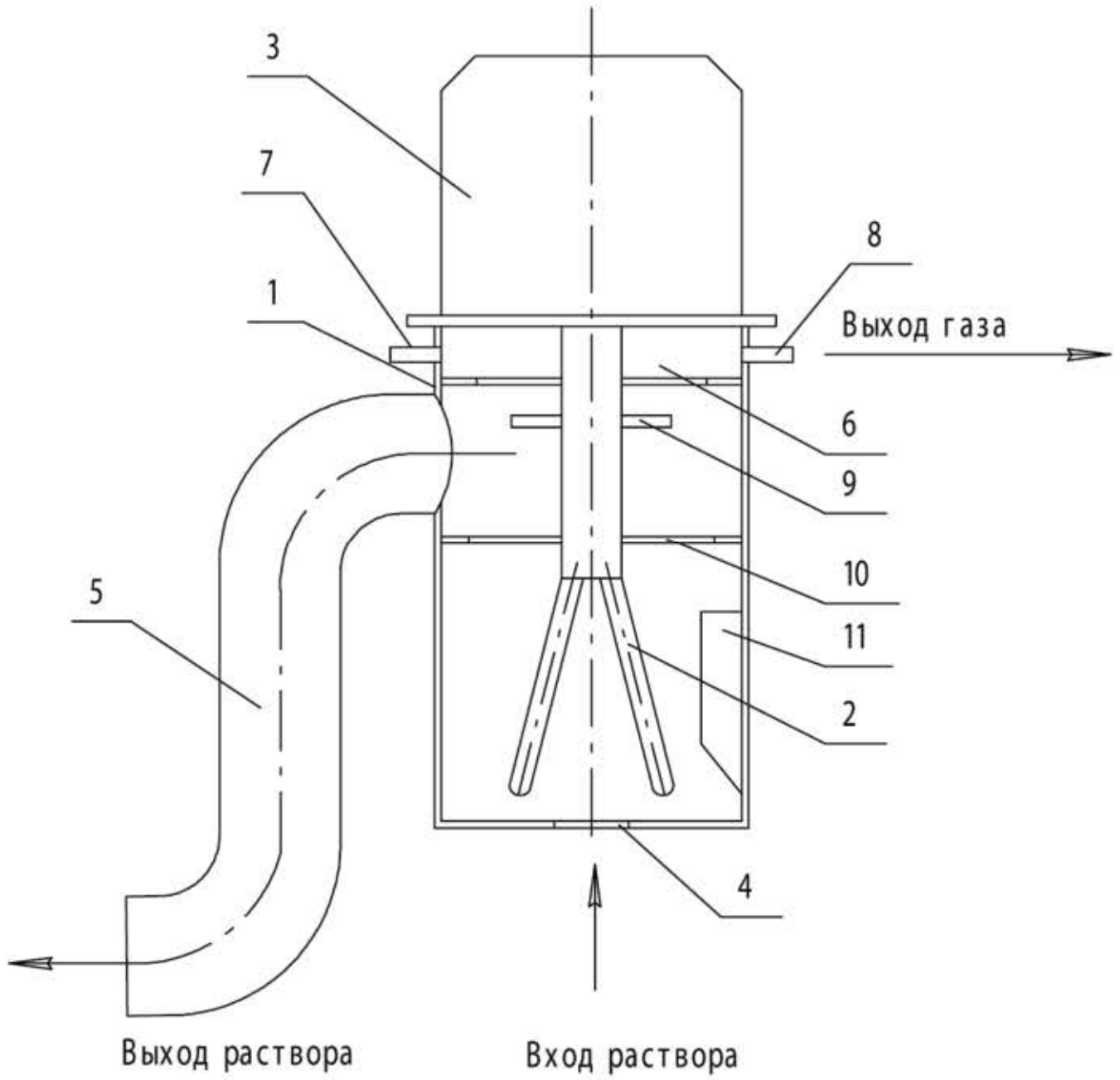


Рис. 9. Схема модуля дегазации бурового раствора активатором центробежного типа

Термовакуумный дегазатор предназначен для периодической глубокой дегазации (ТВД) проб раствора, шлама и образцов керна (рис. 10).

Термовакуумный дегазатор состоит из следующих основных узлов. Пробоотборник (1) предназначен для размещения проб раствора, шлама или образцов керна. В крышке устройства (7) установлен вентиль (8). На корпусе пробоотборника имеется резьбовый штуцер для установки датчика температуры (9). В процессе отбора проб раствора вместо датчика устанавливается заглушка. Объем пробоотборника указан на корпусе в кубических сантиметрах. Водяная баня (2) служит для равномерного нагрева пробоотборника.

Вакуумный насос (3) предназначен для вакуумирования воздушных полостей прибора. На вакуумном насосе расположен тумблер включения (10). На входе насоса установлен фильтр (17) для предотвращения попадания воды или раствора в систему.

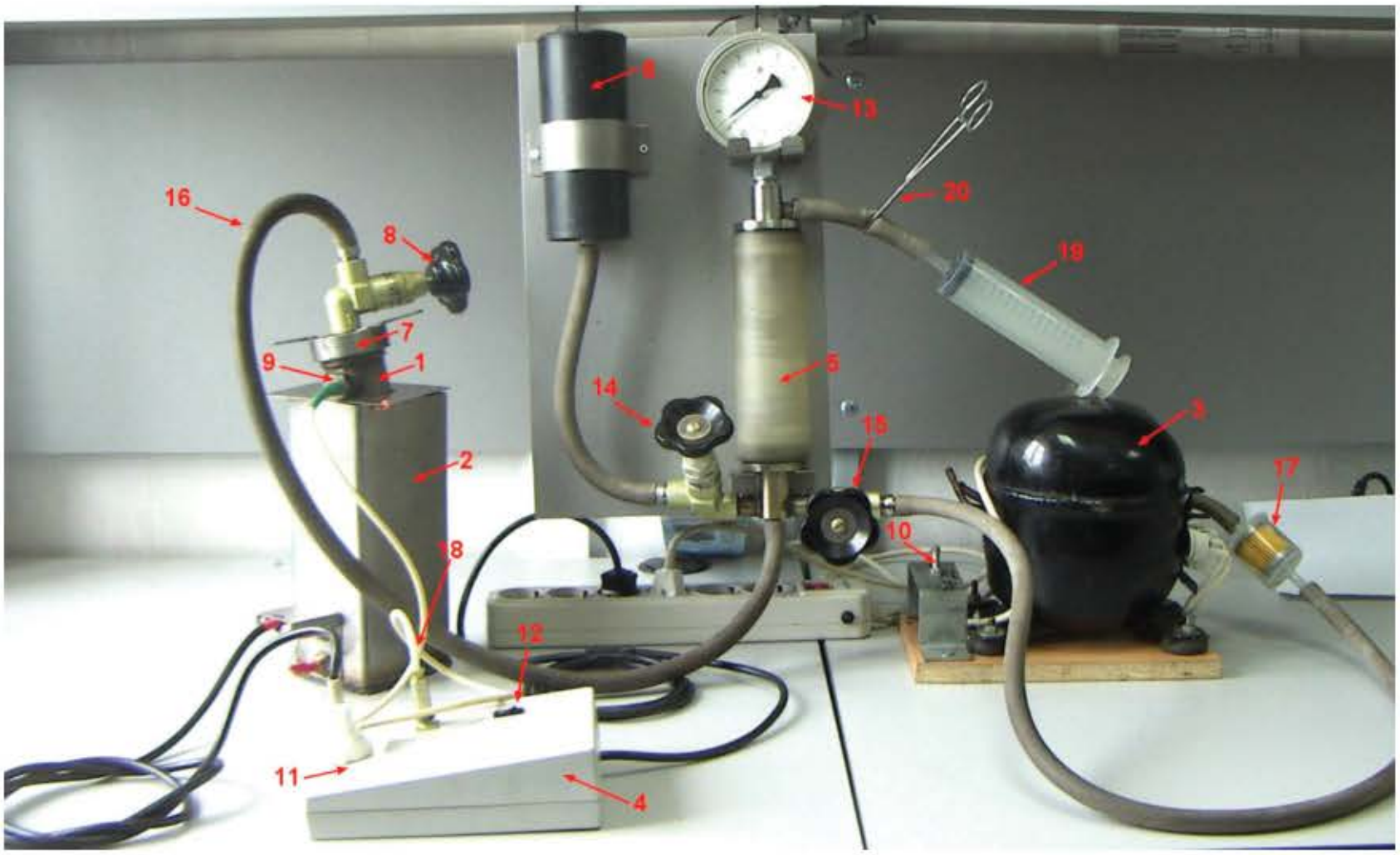


Рис. 10. Термовакуумный дегазатор

Блок управления нагревом (4) предназначен для контроля и отключения нагревателя водяной бани при достижении температуры в пробоотборнике 90–95 °С. В блоке имеется звуковая сигнализация, срабатывающая при достижении заданной температуры. На нем расположена розетка (11) подключения водяной бани и тумблер (12) для включения электропитания. К блоку подключается кабель (18), на котором через разъем установлен датчик температуры.

Газоотборник (5) предназначен для сбора и определения объема газа, извлеченного из исследуемых проб. Сверху газосборника устанавливается вакуумметр (13), предназначенный для контроля разряжения и проверки герметичности соединений дегазатора.

Напорная емкость (6) служит для размещения рассола NaCl, который при работе с дегазатором замещает воздушное пространство полостей установки. Для отбора пробы газа применяется шприц (19), который соединяется с газоотборником через трубку.

Этот способ позволяет извлечь весь газ из бурового раствора или керна и шлама, тогда как поплавковый «дегазатор», да и «активатор» центробежного типа, позволяют лишь уловить тот газ, который выделяется из БР естественным путем, вследствие падения некоторого давления воды в скважине до естественного атмосферного давления (1 атм.) на выходе из скважины.

Принципы устройства и порядок действий при газовом каротаже

Газоаналитический канал состоит из следующих элементов: дегазатора, влагоуловителя, барботера, ротаметров, хроматографа, суммарного газоанализатора. Схема коммутации дегазатора, системы транспортировки газовоздушной смеси и газоаналитических приборов приведена на рис. 11.

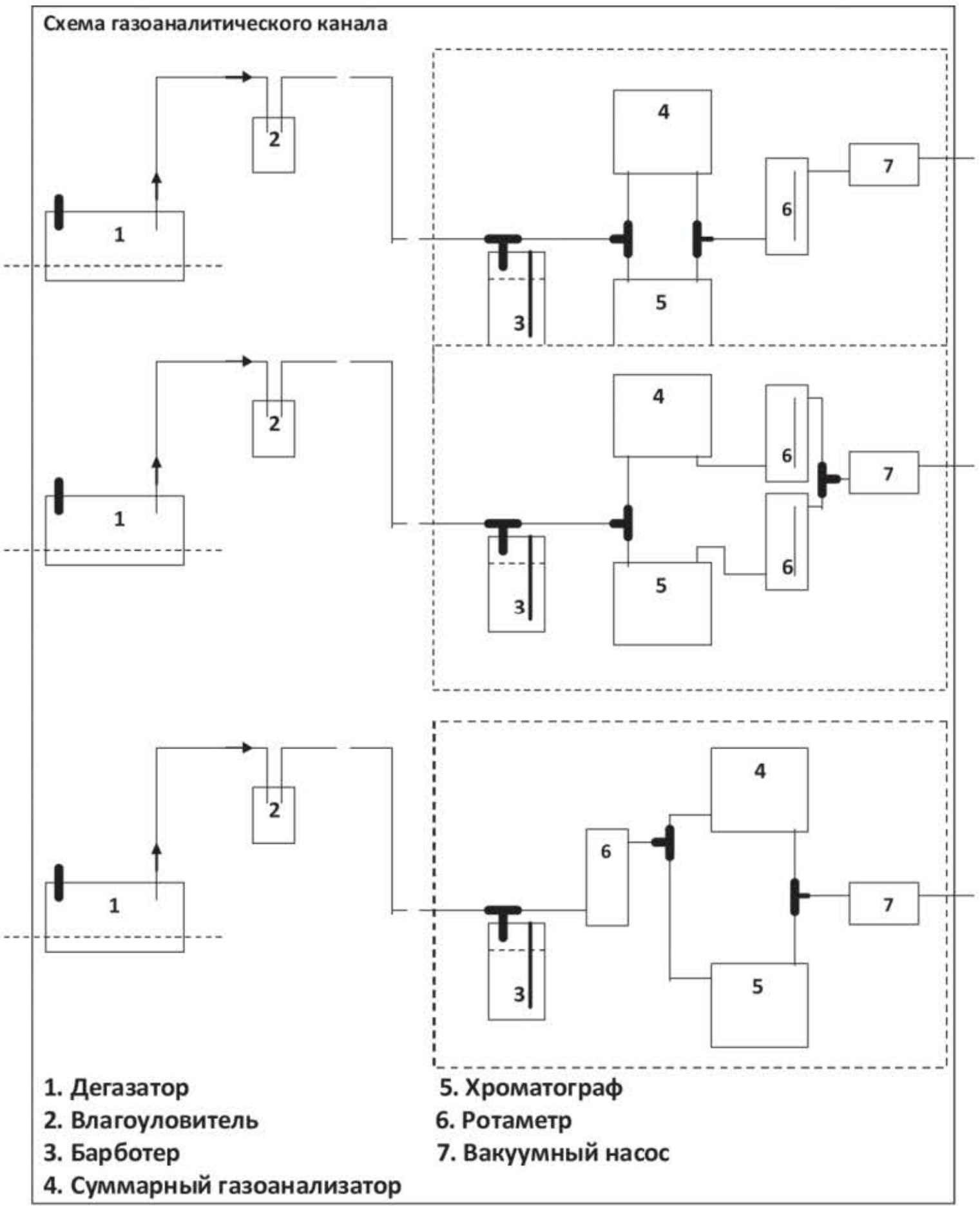


Рис. 11. Схема газоаналитического канала при газовом каротаже скважин

Газовоздушная смесь поступает по газовоздушной линии (ГВЛ) с поплавкового (или другого типа) дегазатора, который находится в желобной системе буровой установки.

Дегазатор поплавкового типа, которым комплектуется станция, устанавливается в желобе перед виброситами и должен герметично плавать на поверхности БР после включения циркуляции, сохраняя полностью свой рабочий объем над раствором. Дегазатор с активатором центробежного типа устанавливается таким же образом.

Место для установки дегазатора готовится заранее с тем условием, чтобы:

– дегазатор герметично плавал на спокойном потоке, так как на бурном потоке он прыгает и подсасывает воздух, что приводит к понижению газопоказаний;

– уровень потока под дегазатором должен быть не менее 10–15 см, так как при меньшем уровне под дегазатором скапливается шлам, и раствор перестает проходить под дегазатором, что приводит к искажению газопоказаний.

Наилучший вариант, когда дегазатор плавает сверху на растворе с постоянным минимальным уровнем погружения – в этом случае сохраняется постоянный рабочий объем и соответственно постоянный коэффициент дегазации.

Линию ГВЛ от скважины в вагончик ГТИ проводят на высоте 1–2 м и на ней ставят влагоуловитель (холодильник), который задерживает влагу, поступающую вместе с газовоздушной смесью из дегазатора. При этом следует стремиться к минимальному суммарному объему всей системы транспортировки газовоздушной смеси в целях уменьшения времени отставания.

На входе в станцию ставится ротаметр, по показаниям которого можно судить:

– о подсосе воздуха в ГВЛ – при увеличении показаний ротаметра относительно установленного рабочего уровня;

– о закупорке ГВЛ – если уменьшились показания ротаметра относительно установленного рабочего уровня.

Условия работы:

– дегазатор моется после каждого рейса;

– высохший на дегазаторе буровой раствор утяжеляет его настолько, что он тонет при работе, что повышает вероятность

засасывания раствора в ГВЛ и уменьшает рабочий объем дегазатора и обмен раствора под ним;

– проверка герметичности ГВЛ проводится ежесуточно, а также в случаях уменьшения газопоказаний или изменения положения поплавка ротаметра в станции;

– в теплое время года необходимо сливать конденсат (воду) из ГВЛ, в холодное – менять участки с перемерзшей линией.

Хроматографический анализ

Основным элементом газоаналитического канала является хроматограф, в котором происходит разделение газовоздушной смеси, подаваемой в прибор, на отдельные компоненты. В итоге получают количественные значения водорода и первых пяти компонентов УВ-газов, находящихся в газовоздушной смеси (метан, этан, пропан, бутан, пентан).

Хроматография – химико-аналитический метод разделения газовой смеси на компоненты при ее прохождении через хроматографическую колонку (трубка определенной длины, заполненная сорбентом – веществом, способным удерживать молекулы газов). При прохождении молекул газа через колонку непрерывно происходят сначала процессы сорбции и затем – десорбции.

Сорбция – удерживание молекул на поверхности сорбента при вводе пробы газа в хроматограф. Чем больше пористость поверхности сорбента и меньше его влажность, тем выше его удерживающая (сорбционная) способность. Чем больше размер молекулы, а соответственно и ее поверхность, тем больше приложенная к ней сила сорбции.

Десорбция – отрыв молекул от поверхности сорбента. Чем выше температура газа (соответственно больше кинетическая энергия молекул) и чем больше скорость движения газа вдоль поверхности сорбента (т. е. больше разность давлений между входом и выходом колонки), тем больше сила десорбции. Чем меньше размер молекулы, тем быстрее будут двигаться молекулы газов, относительно других молекул, находящихся в газовой смеси.

В процессе хроматографического анализа последовательно определяются следующие газы в порядке возрастания их молекулярного веса:

название газа	условное обозначение	химическая формула
водород	H2	H_2
метан	C1	CH_4
этан	C2	C_2H_6
пропан	C3	C_3H_8
бутан	C4	C_4H_{10}
пентан	C5	C_5H_{12}

Для обнаружения и регистрации разделенных колонкой газов, на ее выходе установлен датчик (рис. 12). Датчик представляет собой электрический измерительный мост, состоящий из четырех нитей, нагретых проходящим через них электрическим током до определенной температуры, и являющийся по сути электрическим сопротивлением. Две нити в диагоналях моста покрыты катализатором, запускающим на них процесс термокаталитического окисления (условно можно назвать этот процесс горением) водорода и углеводородов при их появлении на поверхностях нитей. При горении температура этих нитей увеличивается и, соответственно, увеличивается их сопротивление.

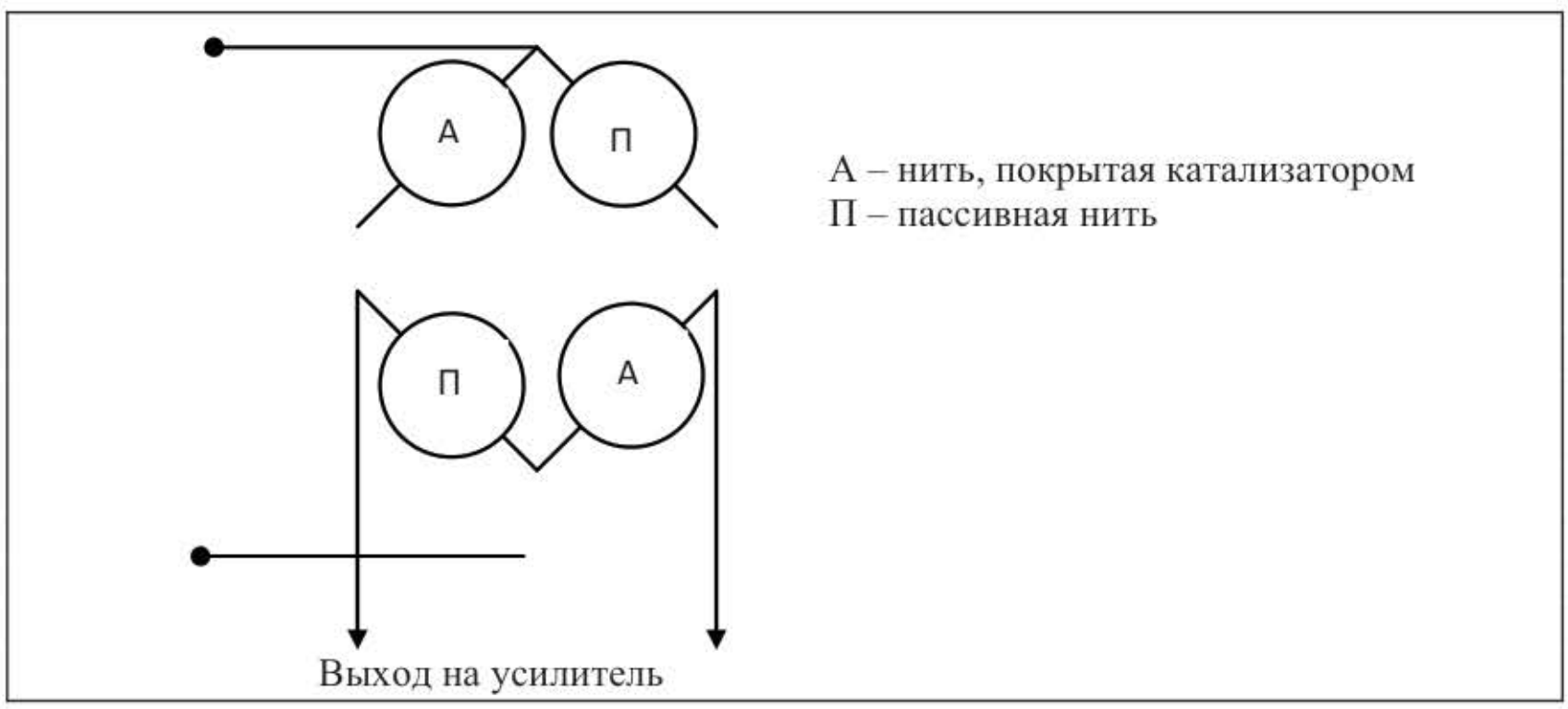


Рис. 12. Схема регистрации газов электрическим датчиком

Усилитель сигнала датчика измеряет уровень перекоса моста датчика. Чем больше концентрация проходящих горючих газов, тем выше температура горения на активных нитях и больше перекос моста. Назначение пассивных нитей – компенсация температурных изменений активных нитей при изменении расхода газа через датчик, а также при изменении температуры

газа-носителя. Так как эта компенсация не является абсолютной, то некоторые изменения моста при изменении температуры и расхода газа наблюдаются. По этой причине необходимо стабилизировать расход и температуру газа-носителя, проходящего через колонку.

Хроматографический процесс

Сначала в колонку шприцем впрыскивается некий объем анализируемого газа (рис. 13), а затем с помощью инертного газа создается давление на входе в колонку. Анализируемый газ начнет делиться на компоненты по мере его продвижения вдоль колонки и по мере роста температуры (рис. 14).

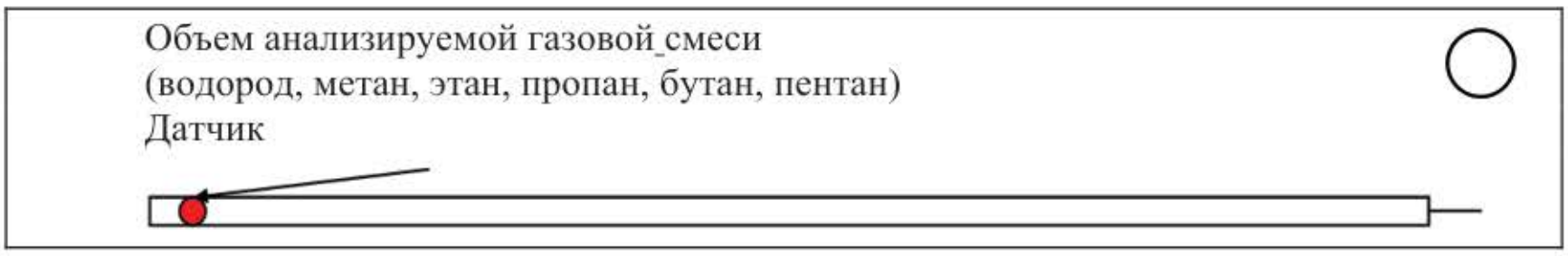


Рис. 13. Весь объем анализируемого газа размещается в начале колонки

Рис. 14. Газ-носитель, распределяющий газовую смесь вдоль колонки

По мере выхода разделенных компонент на выходе датчика будет меняться сигнал. Кривая линия зависимости сигнала датчика от времени процесса измерения, полученная после прохождения газовой смеси через хроматографическую колонку называется хроматограммой и будет выглядеть следующим образом (рис. 15).

Величина пика (А) каждого компонента, а точнее его площадь пропорциональна концентрации этого компонента в анализируемой газовой смеси. Одно измерение хроматографа называется циклом. Основной режим работы хроматографа автоматический, циклический.

Рис. 15. Упрощенный рисунок хроматограммы анализируемой газовой пробы

Вскрытие пласта. Газосодержание бурового раствора за счет поступления пластового газа зависит, главным образом, от величины дифференциального давления в системе «скважина – пласт», газонасыщенности пласта и его толщины. Повышенные газопоказания наблюдаются по истечении времени отставания после вскрытия кровли пласта (рис. 16).

Начало аномалии соответствует кровле пласта, а максимум – подошве пласта. После прохождения пласта наблюдается резкое уменьшение газопоказаний, если забойное давление превышает пластовое. При превышении пластового давления над забойным, величина газопоказаний, после прохождения пласта, будет возрастать и газовые аномалии, в этом случае, характеризуются обычно большой амплитудой и продолжительностью. Поступление пластового газа как из разбуриваемого пласта, так и из ранее пройденных пластов может привести к значительным газопоказаниям. К признакам, свидетельствующим об увеличении газонасыщенности бурового раствора за счет поступления пластового газа, относятся следующие:

– большая длина газовой аномалии, обусловленная вскрытием пласта большой толщины;

– медленное уменьшение или увеличение газопоказаний после прохождения пласта за счет поступления газов из вскрытого пласта (толщина пласта определяется по изменению скорости проходки и данным анализа шлама);

– постепенное увеличение газопоказаний за счет поступления газа из вышележащих пластов.

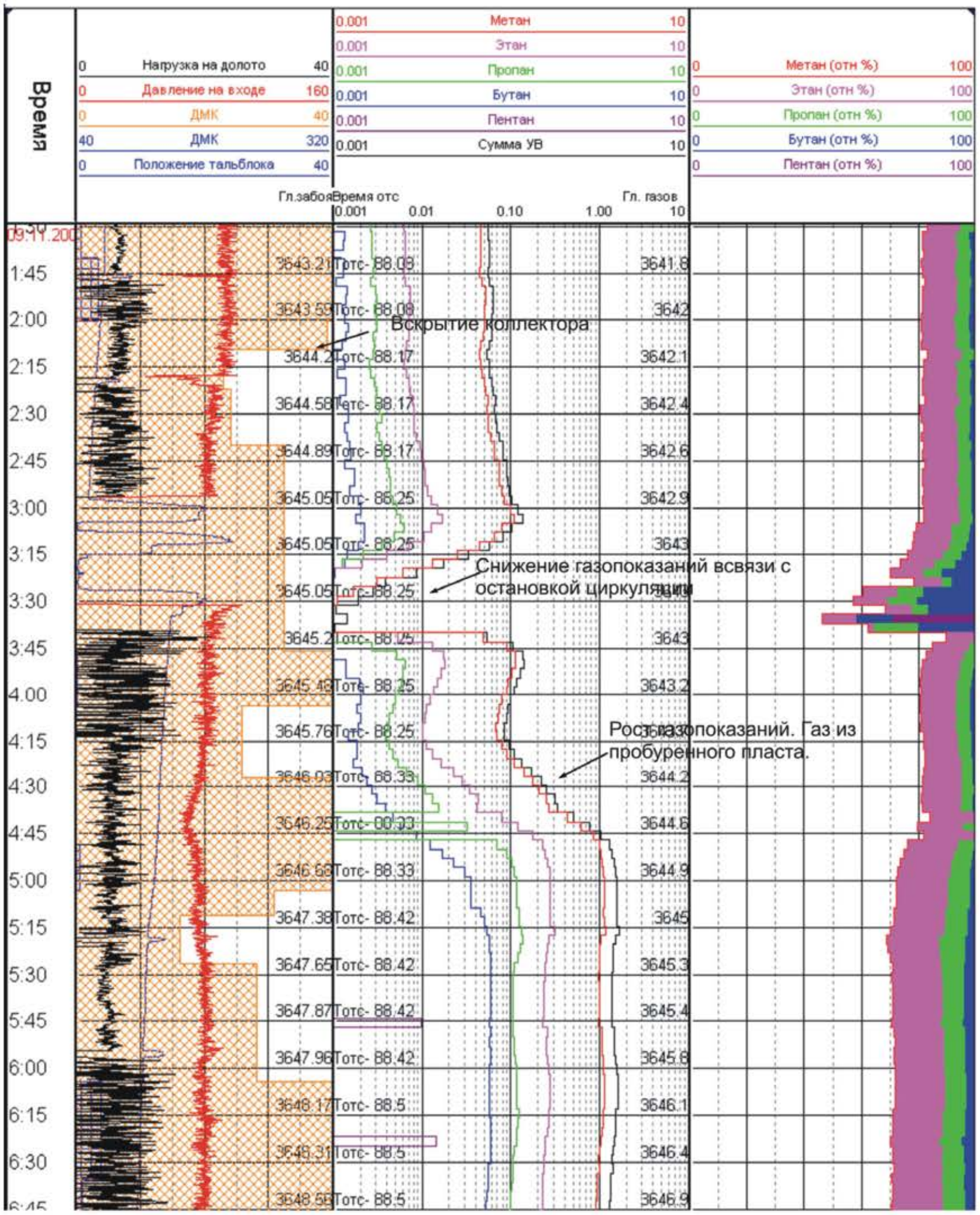


Рис. 16. Фрагмент диаграммы газового каротажа
при вскрытии продуктивного пласта

При разбуривании зон с аномально-высоким поровым давлением наблюдается увеличение газопоказаний, обусловленное повышением пористости глин и возрастанием, в связи с этим, объема газа, поступающего в буровой раствор. Аномалии данно-

го типа характеризуются постепенным увеличением газопоказаний по мере вхождения в зону с аномально-высоким поровым давлением и установившимися повышенными значениями газопоказаний во время ее прохождения.

В результате проведения газового каротажа составляется документ – «диаграмма газового каротажа».

Геолого-геохимическое обобщение материалов газового каротажа

Массовая обработка материалов газового каротажа на Сибирской платформе позволила установить, что газы, растворенные в промывочной жидкости по составу углеводородной части занимают промежуточное положение между рассеянными газами пород (газами закрытых пор) и свободными газами залежей (табл. 12).

Таблица 12

Сравнительная характеристика соотношений углеводородов в различных типах газов Ботуобинского НГР (Якутия) [17, с. 74]

Типы газов	Содержание, % отн.		K_c	Число анализов
	CH_4	C_2H_6 + высшие		
Свободные газы залежей	92,14	7,85	11,7	162
Газы буровых растворов	86,11	13,89	6,2	2491
Газы закрытых пор пород	62,13	29,93	2,1	70

По результатам газометрии глубоких скважин установлено, что глубокие горизонты осадочного разреза (для юга Сибирской платформы – это подсолевой комплекс) характеризуются наиболее благоприятными количественными и качественными показателями рассеянных газов. Углеводороды содержатся в этих газах в повышенных концентрациях, метан преобладает над гомологами, концентрация каждого индивидуального УВ убывает с ростом его молекулярного веса. Такое соотношение компонентов в газовых смесях характерно для свободных газов залежей и наблюдается в разрезах продуктивных скважин. В непродуктивных скважинах содержание УВ заметно снижается (табл. 13).

Таблица 13

Среднее содержание углеводородов в газах буровых растворов Ботуобинского НГР [17, с. 75]

Скважины	Среднее содержание, % об.			$К_с$	Число анализов
	CH_4	C_2H_6 + высшие	Сумма УВ		
Продуктивные	4,62	0,71	5,33	6,51	788
Непродуктивные	0,12	0,02	0,14	6,00	1 377

Обобщение материалов газового каротажа позволяет создавать графические изображения газогеохимических полей в виде геолого-геохимических профильных разрезов и геохимических карт по отдельным литолого-стратиграфическим комплексам или горизонтам. В качестве примера ниже приводятся геолого-геохимические профильные разрезы по метану и сумме его гомологов на Верхнечонском месторождении (рис. 17 и 18).

На профильных разрезах пунктиром показаны интервалы скважин, в которых газовый каротаж не проводился. В соответствии с этим синими тонами показана верхняя часть осадочного чехла, в которой геохимическая информация отсутствует. В этой же части осадочного разреза присутствуют линзовидные тела сибирских траппов, обозначенных буквой «т».

Газовое поле на профилях представлено только углеводородами: метаном и его гомологами. Общая закономерность изменения газового поля в разрезе месторождения заключается в том, что на всех профилях с увеличением глубины возрастает концентрация УВ. Степень этого возрастания неравномерна и зависит, видимо, от газонасыщенности терригенной части разреза. По линии профиля газонасыщенность нижней части разреза также не равномерна. Так, по профилю наблюдаются три аномальные зоны: в районе скважин 138, 123 и 128, представляющие собой ореолы рассеяния газов из залежей. Где-то это подтверждается результатами испытания или получением промышленных притоков (как в скв. 123, 128). Где-то не подтверждается, например в скважине 25, в которой был получен хороший промышленный приток нефти (до 200 т/сут), а газового ореола нет. Это может быть связано с тем, что над залежью нефти в этом месте присутствует некачественная покрышка (газовой шапки нет), либо нефть не содержит газ в избыточной концентрации.

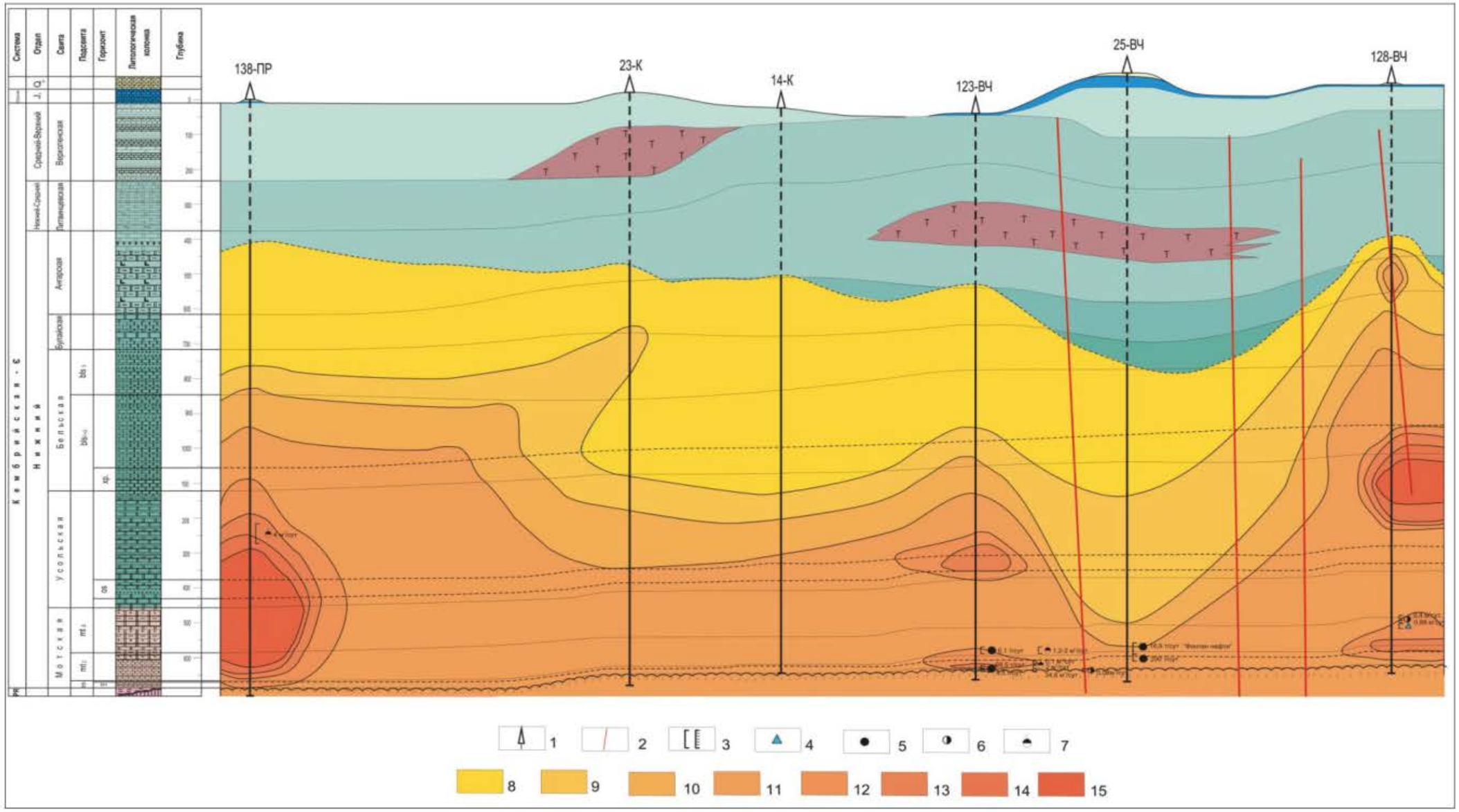


Рис. 17. Распределение метана в осадочном разрезе Верхнечонского НГКМ по широтному профилю:

1 – скважины глубокого бурения; 2 – зоны тектонических нарушений по данным бурения и геофизических работ; 3 – интервалы опробования и испытания; 4 – поглощения бурового раствора; притоки: 5 – нефть; 6 – вода; 7 – газ; 8 – геохимические зоны концентраций метана % об.: 8 – от 0,1 до 0,5; 9 – от 0,5 до 1; 10 – от 1 до 2; 11 – от 2 до 5; 12 – от 5 до 10; 13 – от 10 до 15; 14 – от 15 до 20; 15 – свыше 20

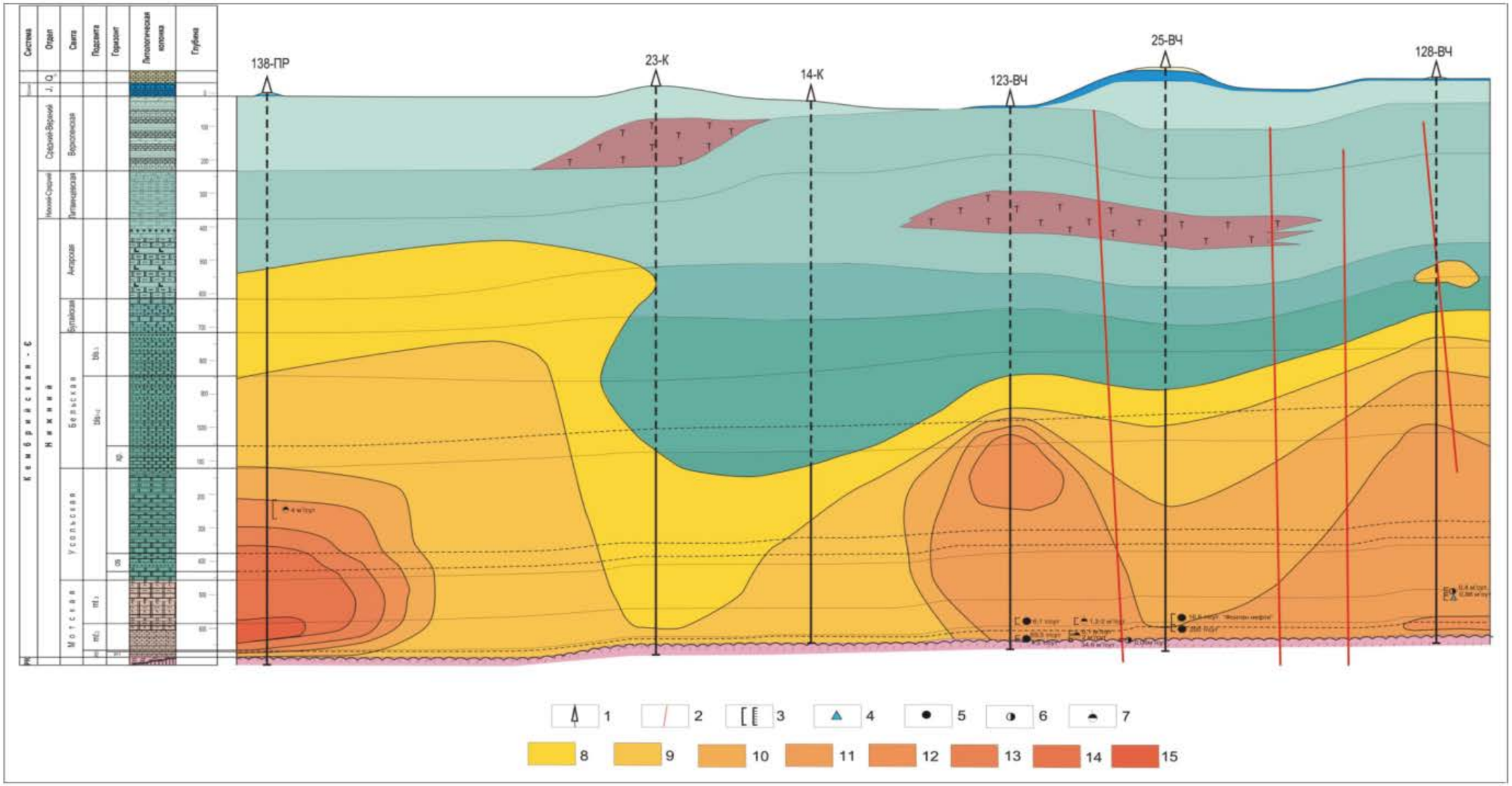


Рис. 18. Распределение гомологов метана в осадочном разрезе Верхнечонского НГКМ по широтному профилю:
1 – скважины глубокого бурения; 2 – зоны тектонических нарушений по данным бурения и геофизических работ; 3 – интервалы опробования и испытания; 4 – поглощения бурового раствора; притоки: 5 – нефть ; 6 – вода; 7 – газ; 8 – геохимические зоны концентраций гомологов метана % об. : 8 – от 0,1 до 0,5; 9 – от 0,5 до 1; 10 – от 1 до 2; 11 – от 2 до 5; 12 – от 5 до 10; 13 – от 10 до 15; 14 – от 15 до 20

Газовый каротаж в геохимических скважинах

При проведении региональных и поисковых работ газовый каротаж (и битумный) можно осуществлять не только в глубоких скважинах, но и в колонковых, глубиной 100–500 м. Это делается для того, чтобы доказать или отвергнуть глубинную природу полученных при поверхностной геохимической съемке углеводородных аномалий. Если с увеличением глубины концентрация УВ будет нарастать, значит аномалия имеет глубинный источник. В противоположном случае происхождение аномалии является приповерхностным (техногенное, почвенное).

Наиболее ценным является производство УВ-каротажа не в одиночных скважинах, а по профилям, пересекающим впадины, положительные структуры или лицензионные участки. В этом случае можно получить представление о характере подземного геохимического поля, распределении концентраций УВ и геохимических коэффициентов и обнаружить аномалии, не зарегистрированные поверхностной съемкой.

Для этого в скважинах через определенные интервалы отбираются вручную герметичные пробы промывочной жидкости и шлама. Жидкость направляется на дегазацию, с последующим анализом газа. Шлам используется, прежде всего, для изучения качественных и количественных характеристик битуминозности (ЛБА). Можно провести термодесорбцию для изучения количества и состава сорбированных газов. По их результатам строятся геолого-геохимические профили, а если профилей много, то и геохимические карты. В этих графических материалах уровень концентрации геохимических компонентов отражается в цветовой гамме. Чем выше концентрация, тем гуще и ярче цветовая окраска.

Геохимические исследования колонковыми скважинами могут проводиться и при поисковом бурении, и даже при разведочном, если есть сомнения в правильности размещения глубоких скважин.

5.1.4. Другие специфические газовые методы

Гелиевый метод

Гелиевая съемка стала широко применяться еще в 50-х годах прошлого столетия для обнаружения скрытых кимберлитовых, радиоактивных и прочих интрузивных тел. Теоретической основой этого метода явилась геология гелия [54].

Гелий был открыт в спектре Солнца (1868 г.). На Земле его стали находить почти во всех внешних геосферах: в атмосферном воздухе, в поверхностной гидросфере, в выделениях вулканов, в газах угольных шахт, в минеральных источниках и в радиоактивных минералах [54; 55]. Было установлено, что гелий является продуктом распада радиоактивных элементов. Активные поиски гелия начаты в США в начале XX в., было обнаружено несколько месторождений с концентрацией гелия 8–10 %. «Тогда же был найден первый гигант по запасам гелия – месторождение Амарильо, получившее позже название Чьюгтон Пенхендл, с запасами в сотни миллионов кубических метров» [55, с. 7].

В процессе поисковых и разведочных работ была выявлена закономерность приуроченности высокой гелиеносности к сводам погребенных структур. В частности, месторождение Амарильо оказалось расположенным над погребенным гранитным массивом. На поверхности повышенные концентрации гелия часто приурочены к азотным гидротермам.

Методика газовой съемки по гелию полностью соответствует газовой съемке по УВ. По профилям бурятся мелкие скважины мотобуром или вручную. Для откачки газа с забоя скважин предварительно проводится тампонаж, откачка газа производится ручными насосами Камовского или Шинца. Режимные наблюдения, проведенные в течение нескольких лет, показали высокую устойчивость гелиевых аномалий [18]. Выяснилось также, что гелиевая съемка отчетливо фиксирует глубинные разломы даже в тех местах, где они перекрыты мощным чехлом четвертичных отложений.

Гелиевая съемка в зависимости от объекта опробования и методики может подразделяться на газогелиевую, водногелиевую и керновую гелиевую съемку. В первом случае производится откачка газа из скважин с последующим определением концентрации гелия (либо на хроматографе, либо гелиевым течеискателем), во втором случае гелий извлекается путем термовакуумной дегазации воды, в последнем гелий может быть извлечен из керна методом ТВД вместе с другими газами. Следует отметить, что гелий плохо растворяется в воде (хуже всех газов), плохо сорбируется породами, поэтому наиболее информативным способом гелиевого картирования (и наиболее простым) следует считать газогелиевый вариант.

Важной особенностью гелиевой съемки является тот факт, что газовые пробы гелия нельзя долго хранить, так как гелий эмигрирует через стекло и через пробку. «При составлении карты гелиеносности района, следует все пробы … измерять в течение первых десяти суток» [55, с. 58].

При обработке и интерпретации результатов гелиевой съемки очень важно учитывать многовариантность способов выражения его концентраций (табл. 14).

Таблица 14

Единицы выражения концентраций гелия в различных средах [55, с. 71]

Фаза	Размерность			
	об. %	мл/л	$см^3/г$	Па
Газ	1	–	–	1000
Вода	–	0,09	–	1000
Породы и минералы	–	–	0,1	–

Из данных табл. 14 следует, что концентрацию гелия в воде нельзя отражать в объемных процентах (как другие газы), потому что гелий в воде растворен истинно, и объема практически не занимает. Для газа и воды наиболее удобно выражение концентрации гелия в виде упругости или в паскалях. При этом надо учитывать, что в горной местности (даже на Сибирской платформе) упругость гелия в воде, отличается от упругости на уровне моря.

Высокая степень химической инертности гелия выделяет его из ряда других газов, которые при миграции или при переходах из одного состояния в другое (газообразное, растворенное в воде или нефти, сорбированное породами) сильно меняют свою концентрацию и свойства. В этом смысле использование гелия при газогеохимическом картировании весьма благоприятно (рис. 19), так как наименее подвержено химическим изменениям при миграции, что обязательно должно учитываться при работе с УВ-газами.

Анализ конфигурации и местоположения гелиевых аномалий позволяет предположить, что узкие линейные аномалии сформированы на месте разломов, а широкие аномалии приурочены либо к погребенным интрузивным или пластовым телам, содержащим уран, либо к выступам фундамента, неглубоко залегающим.

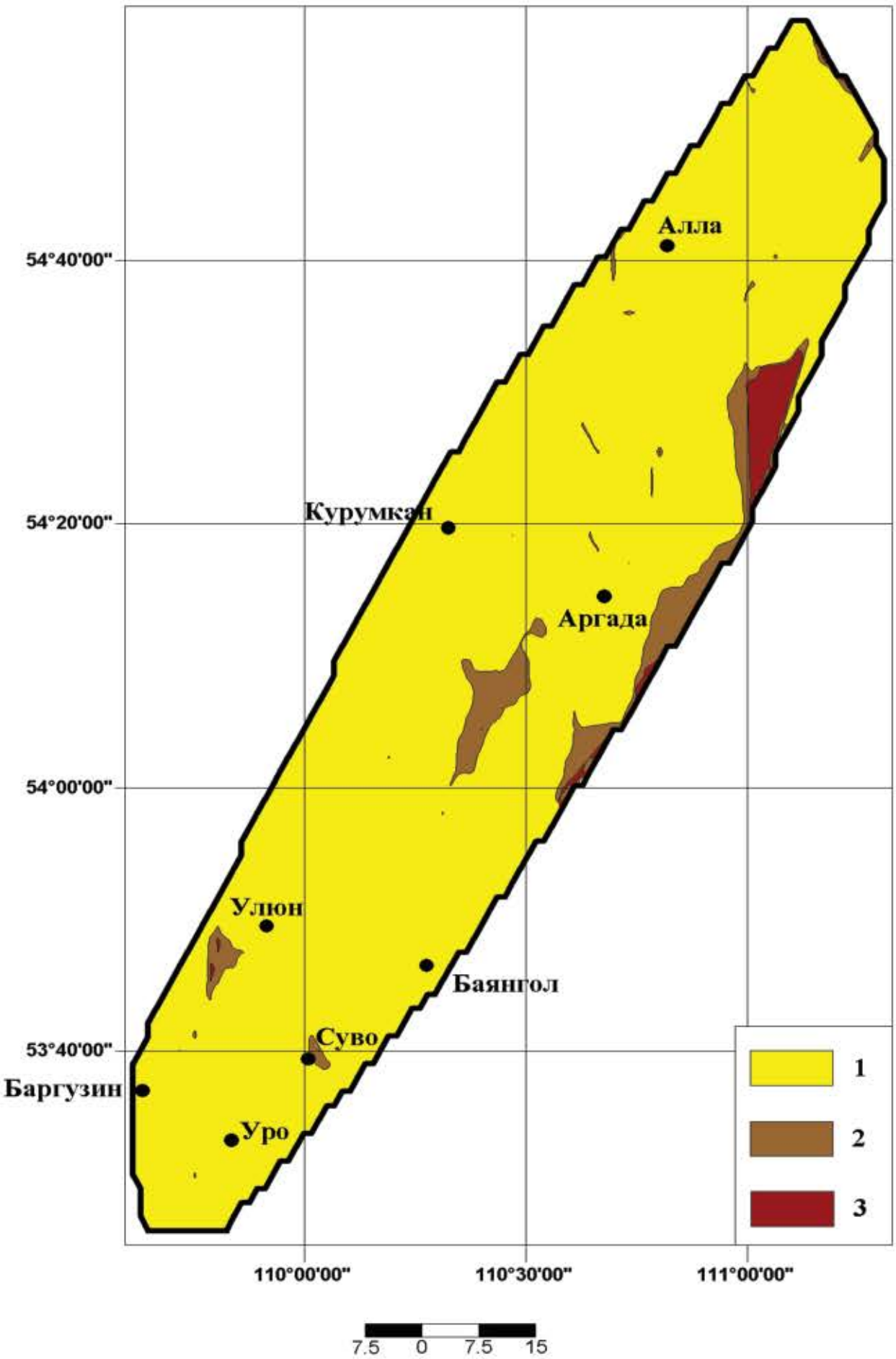


Рис. 19. Карта распределения концентраций гелия
в свободных газах Баргузинской впадины [23, с. 117].

Геохимические зоны содержаний гелия: 1 – 0 %, 2 – менее 0,1 %; 3 – более 0,1 %

Самая большая аномалия гелия в Баргузинской впадине располагается в центральной части впадины и прижата к подножью Икатского хребта. Она имеет расплывчатую конфигурацию, явно не связана с разломами и, скорее всего, приурочена к какому-то радиоактивному объекту. Это предположение исходит из того, что аномальные проявления радиоактивных минералов со-

средоточены именно в Икатском хребте, откуда могли выноситься водными потоками в Баргузинский бассейн седиментации и накапливаться в неогеновых осадках.

Высокая информативность гелиевой съемки позволяет весьма достоверно выявлять современные мобильные разломы при любой толщине осадочного чехла, даже в тех сложных тектонических условиях, где структурно-картировочное бурение не дает уверенных результатов при небольшой амплитуде вертикального смещения слоев. На Сибирской платформе своевременное составление гелиевых карт могло бы ускорить открытие новых газоконденсатных месторождений, поскольку все они содержат гелий.

Лазерный метод

В связи с изобретением лазеров появилась возможность определения концентраций некоторых газов на расстоянии. Это в свою очередь породило желание использовать лазерный метод для региональной атмохимической аэросъемки. Лидарный метод, так его назвали, позволяет проводить метановую съемку крупных территорий в воздухе, используя вертолеты и самолеты.

Лидарная съемка основана на непрерывном получении отраженных сигналов от поверхности Земли, подсвечиваемой лазерным монохроматическим излучением с фиксированной длиной волны. Частота излучателя настраивается на резонансные частоты поглощения сканируемого компонента (например, приповерхностного метана), так что в случае его заметных концентраций соотношение откликов в точках концентрирования и вне их будет резко повышенным. Фактически лидарная спектрометрия – это геохимическая съемка приповерхностных слоев атмосферы, ориентированная на обнаружение микроэлементов или их соединений, концентрирующихся над современными геоэкологическими объектами.

Принцип работы этого прибора-излучателя основан на способности метана поглощать инфракрасное излучение лазера определенной длины волны (абсорбционный инфракрасный метод). Лазерный луч, направленный на объекты контроля (например, газовые трубы, земляной грунт и т. п.), частично отражается. Прибор принимает этот отраженный поток излучения и из-

меряет степень его поглощения, которая затем пересчитывается в приборе в плотность метана в зондируемом слое газа. Результат измерения выражается в количестве молекул детектируемого газа (метана) на миллион молекул воздуха, умноженное на длину оптического пути.

Лидарный комплекс, применяемый в нефтяном институте ВНИГРИ, представляет собой оптико-электронное устройство с лазерным сенсором, предназначенное для оперативного дистанционного выявления локальных концентраций углеводородных газов над залежами нефти и газа.

Лазерный метод находится на стадии развития и пока не занимает лидирующих позиций в нефтегазовой геохимии. В будущем он может быть использован на региональном этапе для общей, рекогносцировочной оценки крупных территорий и акваторий, но вряд ли сможет заменить наземные прямые методы – газовый и битумный.

Дистанционные методы

Дистанционное зондирование Земли (ДЗЗ) – наблюдение поверхности Земли авиационными и космическими средствами, оснащенными различными видами съемочной аппаратуры. Рабочий диапазон длин волн, принимаемых съемочной аппаратурой, колеблется от долей микрометра (видимое оптическое излучение) до метров (радиоволны). Методы зондирования могут быть как пассивными, т. е. использующими естественное отраженное или вторичное тепловое излучение объектов на поверхности Земли, так и активными – использующими вынужденное излучение объектов, инициированное искусственным источником направленного действия. Данные ДЗЗ, полученные с космического аппарата, характеризуются большой степенью зависимости от прозрачности атмосферы. Чтобы это преодолеть, используется многоканальное оборудование пассивного и активного типов, регистрирующее электромагнитное излучение в различных диапазонах.

Аппаратура первых космических спутников для ДЗЗ, запущенных в 1960–1970-х гг., имела трассовый тип, т. е. проекция области измерений на поверхность Земли представляла собой линию. Позднее появилась и широко распространилась аппара-

тура ДЗЗ панорамного типа – сканеры, проекция которых представляет собой полосу на поверхности Земли.

Космические аппараты дистанционного зондирования Земли используются для изучения природных ресурсов Земли и для решения задач метеорологии. Аппараты для исследования природных ресурсов оснащаются в основном оптической или радиолокационной аппаратурой. Преимущества последней заключаются в том, что она позволяет наблюдать поверхность Земли в любое время суток, независимо от состояния атмосферы

Дистанционное зондирование является методом получения информации об объекте или явлении без непосредственного физического контакта с данным объектом. Дистанционное зондирование считается подразделом географии. В современном понимании, этот термин, в основном, относится к технологиям воздушного или космического зондирования местности с целью обнаружения, классификации и анализа объектов земной поверхности, а также атмосферы и океана, при помощи распространяемых сигналов (например, электромагнитной радиации). ДЗЗ разделяют на активное, когда сигнал сначала излучается самолетом или космическим спутником, и пассивное, когда дистанционное зондирование регистрирует только сигнал других источников, например, солнечный света.

Пассивные сенсоры дистанционного зондирования регистрируют сигнал, излучаемый или отраженный объектом, либо прилегающей территорией. Отраженный солнечный свет – наиболее часто используемый источник излучения, регистрируемый пассивными сенсорами. Примерами пассивного дистанционного зондирования являются цифровая и пленочная фотография, применение инфракрасных приборов с зарядовой связью и радиометров.

Активные приборы, в свою очередь, излучают сигнал с целью сканирования объекта и пространства, после чего сенсор имеет возможность обнаружить и измерить излучение, отраженное или образованное путем обратного рассеивания целью зондирования. Примерами активных сенсоров дистанционного зондирования являются радар и лидар, которыми измеряется задержка во времени между излучением и регистрацией возвращенного сигнала, таким образом определяя размещение, скорость и направление движения объекта.

Дистанционное зондирование предоставляет возможность получать данные об опасных, труднодоступных и быстродвижущихся объектах, а также позволяет проводить наблюдения на обширных участках местности. Примерами применения дистанционного зондирования может быть мониторинг вырубки лесов, состояния ледников в Арктике и Антарктике, измерение глубины океана с помощью лота. Дистанционное зондирование также приходит на замену дорогостоящим и сравнительно медленным методам сбора информации на поверхности Земли, одновременно гарантируя невмешательство человека в природные процессы, протекающие на наблюдаемых территориях или объектах.

При помощи орбитальных космических аппаратов ученые имеют возможность собирать и передавать данные в различных диапазонах электромагнитного спектра, которые, в сочетании с более масштабными воздушными и наземными измерениями и анализом, обеспечивают необходимый набор данных для мониторинга актуальных явлений и тенденций как в краткой, так и в долгосрочной перспективе. Дистанционное зондирование имеет прикладное значение в сфере геонаук (к примеру, природопользование, геология, геофизика), в сельском хозяйстве (использование и сохранение природных ресурсов), национальной безопасности (мониторинг приграничных областей).

Основная цель мультиспектральных исследований и анализа полученных данных – это объекты и территории, излучающие энергию, что позволяет выделять их на фоне окружающей среды. Именно такими являются геотермальные источники, а также месторождения углеводородов, которые не случайно называют энергоносителями.

Как правило, лучшим временем для проведения дистанционного зондирования является лето (в это время – наибольший угол солнца над горизонтом и наибольшая длительность дня). Исключением из этого правила является получение данных с помощью активных датчиков (например, радар, лидар), а также тепловых данных в длинноволновом диапазоне. В тепловидении, при котором датчики проводят измерения количества тепловой энергии, лучше использовать промежуток времени, когда разница температуры земли и температуры воздуха наибольшая. Таким образом, для этих методов лучшее время – холодные месяцы, а также несколько часов до рассвета в любое время года.

С помощью радара нельзя получать изображение голой поверхности земли при толстом снежном покрове; то же самое можно сказать и о лидаре. Тем не менее эти активные сенсоры нечувствительны к свету (или его отсутствию), что делает их отличным выбором для применения в высоких широтах (за Полярным кругом). Кроме того, как радар, так и лидар способны (в зависимости от используемых длин волн) получать изображения поверхности под пологом леса, что делает их полезными для применения в сильно заросших регионах (в тайге, джунглях). Дистанционное зондирование наиболее часто применяется в сельском хозяйстве, геодезии, геологии, геофизике, картографировании, мониторинге поверхности земли и океана, а также слоев атмосферы.

Мониторинг поверхности является одним из наиболее важных и типичных применений дистанционного зондирования. Полученные данные используются при определении физического состояния поверхности Земли (например, леса, пастбища, дорожного покрытия и т. д.), в том числе результатов деятельности человека, таких как изменение ландшафта в промышленных и жилых зонах, состояние сельскохозяйственных территорий и т. п.

Сбор геодезических данных с воздуха впервые был использован для обнаружения подводных лодок и получения гравитационных данных, используемых для построения военных карт. Эти данные являют собой уровни мгновенных возмущений гравитационного поля Земли, что в свою очередь может быть востребовано при проведении различных геологических исследований.

Стереоизображения, полученные при помощи аэрофотосъемки, часто используются при зондировании поверхности Земли, а также для построения топографических карт при разработке потенциальных маршрутов путем анализа изображений местности, в сочетании с моделированием особенностей окружающей среды, полученных наземными методами.

Мультиспектральные платформы, такие как Landsat, активно использовались начиная с 1970-х гг. Эти приборы применялись для построения тематических карт путем получения изображений в нескольких длинах волн электромагнитного спектра (мультиспектра) и, как правило, на спутниках наблюдения за Землей. Карты растительного покрова и землепользования, по-

лученные методом тематического картографирования, могут быть использованы для поисков и разведки полезных ископаемых.

Методом спектральной визуализации получают изображения, в которых каждый пиксель содержит полную спектральную информацию, отображая узкие спектральные диапазоны в пределах непрерывного спектра. Приборы спектральной визуализации используются для решения различных задач, в том числе применяются в минералогии, биологии, военном деле, измерениях параметров окружающей среды.

В нефтегазовой геологии все шире находят применение дистанционные методы наблюдения из космоса за акваториями в пределах перспективных нефтегазоносных акваторий. На севере Российской Федерации перспективными являются все моря Северного Ледовитого океана (Баренцево, Карское, море Лаптевых, Восточно-Сибирское, Чукотское), а также Охотское и Берингово море на востоке и Черное, Азовское и Каспийское моря на юге.

Освоение топливно-энергетического потенциала шельфовой зоны этих морей входит в число приоритетов в развитии и расширенном воспроизводстве минерально-сырьевой базы Российской Федерации.

Геолого-геофизическая изученность российского шельфа пока недостаточная. Широкомасштабные поисковые и разведочные работы велись здесь только в 80–90-е гг. XX в. Именно тогда были открыты крупнейшие газовые и газоконденсатные месторождения в Баренцевом море, нефтяные в Печорском, Карском и Охотском морях (Дмитриевский, Белонин, 2004). Поиск и разведка морских месторождений углеводородов (особенно в условиях Арктики) требуют значительных инвестиций. Быстро решить эту задачу с помощью традиционных методов разведки, используемых для обнаружения месторождений нефти и газа, невозможно. В связи с этим необходимо использовать новые, инновационные подходы к выявлению месторождений углеводородов в морских акваториях, важное место среди которых занимают аэрокосмические методы и технологии. Данные космической съемки Земли находят все более широкое применение для решения практических задач нефтегазового комплекса (Бондур, 2010; 2012).

Применение методов космического мониторинга позволяет существенно уменьшить стоимость геологоразведочных работ,

обеспечивая проведение комплексного исследования обширных территорий, зачастую недоступных для традиционных методов геологоразведки. Не менее важным обстоятельством является то, что аэрокосмические методы и технологии являются высоко экологичными. При их использовании не нарушается целостность природных объектов и не происходит загрязнение окружающей природной среды исследуемых территорий. Это особенно важно для планирующегося масштабного освоения арктического шельфа России, где суровые климатические условия региона сочетаются с особой чувствительностью природных комплексов к внешним антропогенным воздействиям (Бондур и др., 2012). Одним из методов поиска углеводородов в морских акваториях является регистрация из космоса нефте- и газопроявлений.

Закономерная связь между нефтяными и газовыми проявлениями на поверхности акваторий выявлена давно и подтверждена многолетней практикой разработки известных морских месторождений (например, в Каспийском море-озере). Миграционные потоки углеводородов на морском дне за счет их просачивания по разломам и трещинам из нефтегазовых месторождений и газогидратных скоплений обнаружены во многих акваториях. Этот процесс идет на площадях Мирового океана, в окраинных и внутриматериковых морях, где распространены нефтегазоносные бассейны. Необходимо отметить, что объем и постоянство просачивания УВ не имеют прямого отношения к размеру месторождений, из которых они проистекают (Дегазация Земли…, 2010).

Широкое распространение подводных вулканов и газогидратов в донных отложениях морей и океанов свидетельствует о неисчерпаемых запасах газа в морских НГБ. В последние десятилетия во многих морях Мирового океана в районах шельфа и континентального склона с помощью акустического зондирования были выявлены газовые «факелы», поднимающиеся в водной толще в виде облака пузырьков, состоящих, в основном, из метана. Предполагается, что источником метана являются как свободные газы месторождений, так и газовые гидраты.

Дистанционное зондирование Земли (ДЗЗ) позволяет обнаружить тепловые аномалии по отсутствию снега в осенне-зимний или зимне-весенний период как на суше, так и в аквато-

риях, интерпретируемые как геотермические аномалии от залежей УВ (см. разд. 6.7). Выходы газа и нефти на акваториях препятствуют образованию ледового покрова на акваториях в начале зимы, либо способствуют образованию пропарин в ледовой поверхности весной. Такое явление наблюдается на Байкале, на шельфе о. Сахалин, в Охотском море, на всех шельфах северных морей Ледовитого океана.

На суше обнаружение тепловых аномалий возможно в любое время года по ночным космоснимкам. В качестве примера приведем космоснимок (рис. 20), на котором отражена тепловая аномалия в Баргузинской впадине между селами Улюн и Баянгол. Разность температур в контуре аномалии и за контуром составляет 10 °С. Размеры аномалии – 15×30 км. Наличие такой аномалии можно объяснить присутствием скопления термальных вод, либо газового месторождения.

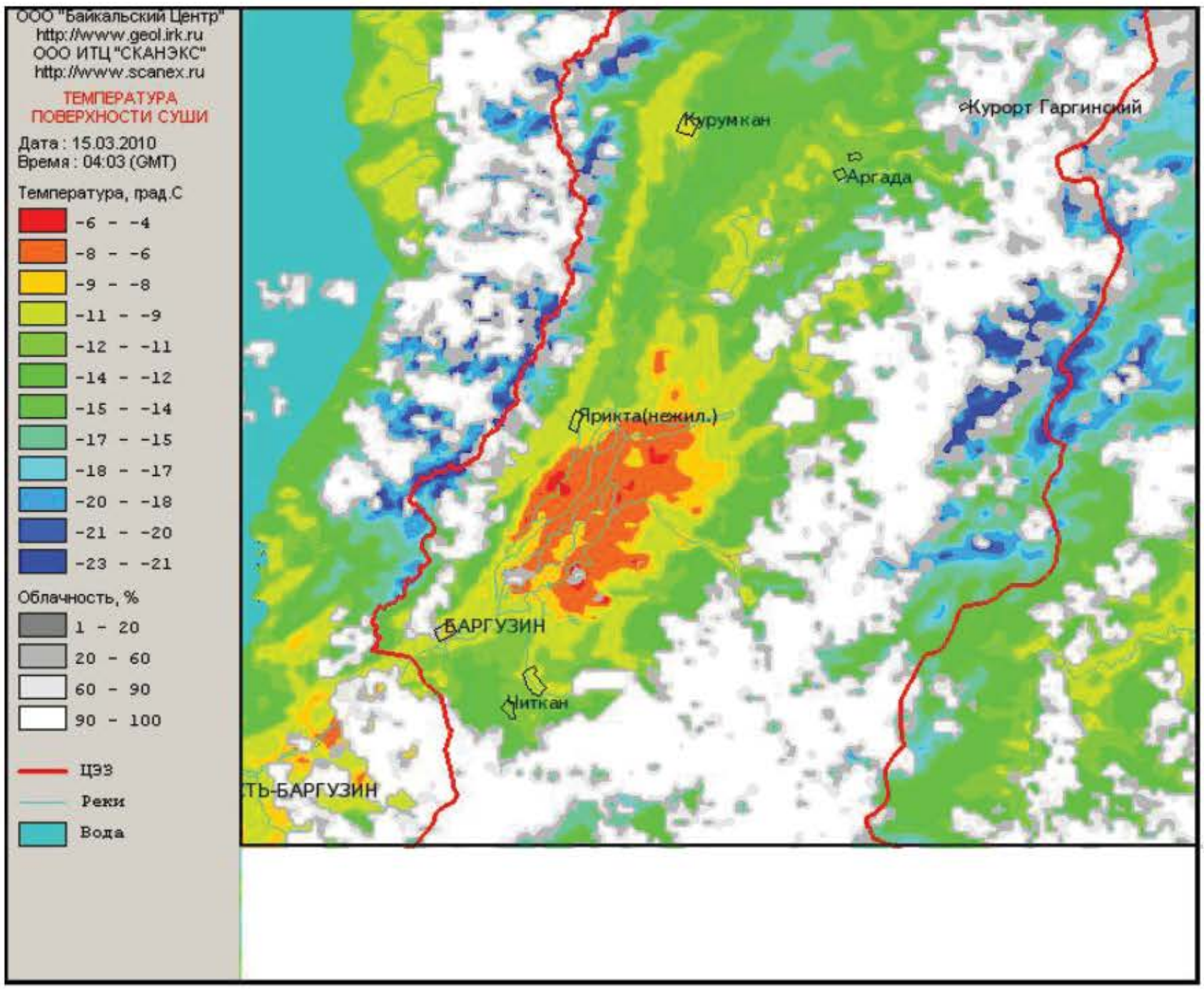


Рис. 20. Тепловой космоснимок геотермической аномалии в Баргузинской впадине [23, с. 191]

5.2. Битуминологический метод

Этот метод основан на изучении жидких, вязких и твердых углеводородов, а также рассеянного органического вещества (РОВ) в керне, шламе, пластовых водах методами химической битуминологии, люминесценции, ядерной физики (ЯМР, ЭПР) и петрографии. Рассматриваемый метод, в комплексе с другими, применяется на стадии региональных работ в виде битумных съемок, а также на всех стадиях ГРР при бурении опорных, параметрических, структурно-картировочных, поисковых и разведочных скважин. Основная задача этого метода – прогноз и поиски нефтяных залежей.

5.2.1. Основные задачи битуминологических исследований при поисковых и разведочных работах на нефть и газ

Основу нефтегазовой битуминологии всегда составляло изучение количества, качества и степени преобразованности рассеянного органического вещества осадочных пород. Содержание РОВ определяют по количеству органического углерода ($C_{орг}$), количество и качество битуминозного вещества легче всего определяется методом люминесцентно-битуминологического анализа (ЛБА). Этот метод основан на способности нефти и нефтяных битумов люминесцировать (разноцветно светиться) в ультрафиолетовых лучах. Считается, что гумусовое органическое вещество способно генерировать, в основном, газообразные УВ, сапропелевое – жидкие и газообразные УВ.

Присутствие рассеянного органического вещества в осадочных породах считается поисковым признаком наличия возможных нефтематеринских толщ. При этом количественные оценки содержания РОВ обычно не называются, так как все зависит от сочетания качества органики, ее сохранности, глубины погружения (диагенез, катагенез) и возможностей для эмиграции образовавшихся газообразных и жидких УВ. Этими вопросами занимается классическая битуминология. На основе этих исследований выделяют зоны нефтегазообразования. Как правило, это

зоны погружений фундамента, большой мощности осадков с преобладанием глинистых фаций, насыщенных ОВ. Битумоидный коэффициент (β = Бит / $C_{орг}$ × 100 %) низкий. Битуминозное вещество сингенетично вмещающей породе.

Поисковая битуминология ориентирована на изучение процессов миграции жидких УВ, основных направлений внутрипластовой миграции, химических преобразований битумоидов в процессе миграции, с целью выделения зон нефтегазонакопления. В тектоническом отношении эти зоны приурочены к поднятиям фундамента, здесь преобладают, как правило, грубые терригенные осадки. Битуминозное вещество в процессе латеральной миграции все более обогащается легкими УВ, приближаясь по составу к нефти. Битуминозное вещество эпигенетично вмещающей породе. Битумоидный коэффициент высокий, приближается к 100 %. В зонах нефтегазонакопления исходного органического вещества может и не быть.

Поисковая битуминология применяется обычно на поисковом и разведочном этапах, когда изучается большое количество образцов. Для этих целей используется люминесцентно-битуминологический анализ.

5.2.2. Люминесцентно-битуминологический анализ и его разновидности

Явление люминесценции различных веществ, в том числе нефти, битумов и битумоидов известно давно. В кратком энциклопедическом словаре об этом сказано так: «Люминесценция – эмиссия света телом, когда его атомы находятся в возбужденном состоянии, но не под воздействием температуры. Краткая люминесценция называется флуоресценцией, длящаяся долго – фосфоресценцией» [31, с. 342].

Еще в 1948 г. В. Н. Флоровская, руководитель лаборатории люминесцентной битуминологии конторы «Нефтегазосъемка», провела экспериментальные работы, давшие интересные результаты. Оказалось, что легкая часть нефти, выкипающая до 250–300 °С (бензин, керосин), совершенно не люминесцирует. Отчетливо люминесцируют только масла и смолы. При этом цветовое разнообразие свечения характеризуется фиолетовым, го-

лубым и синим, свойственным маслам, и зеленым, желтым, оранжевым и коричневым, характерным для смол. Было установлено, что цвет люминесценции нефти определяется соотношением масел и смол, и это, несмотря на некоторую условность, является одним из руководящих свойств люминесценции нефтей. К середине XX в. люминесцентно-битуминологический анализ сформировался в виде следующих разновидностей: штуфной, эталонный, капиллярный, хроматографический).

Штуфной люминесцентный метод оказался удобным для полевых условий, когда присутствие нефти, битуминозного вещества или битумов в образцах пород из обнажений, шурфов или из скважин можно обнаружить при солнечном освещении в темной палатке, воспользовавшись ультрафиолетовым фильтром.

Другой метод называется эталонным, потому что интенсивность люминесценции сравнивают с заранее приготовленными эталонами (ампулами), в которых известна концентрация нефти или битума. Таким способом определяют содержание битума в породе (в % вес.), а его тип – по цвету люминесценции: легкий (белесо-голубой), маслянистый (желтый), маслянисто-смолистый (оранжевый), смолистый (светло-коричневый), смолисто-асфальтеновый (темно-коричневый).

Более точными и объективными люминесцентными методами количественного и качественного разделения нефти (или битумов) на составные компоненты – масла, смолы, асфальтены, являются методы капиллярный и хроматографический.

Люминесцентно-капиллярный метод

Метод основан на приготовлении капиллярных вытяжек растворов нефти или битумов и их последующем изучении в ультрафиолетовых лучах. Капиллярные вытяжки образуются на полосках фильтровальной бумаги, опущенной на несколько часов в стаканчики с раствором навески образца породы в хлороформе. Растворы впитываются в полоски фильтровальной бумаги до полного высыхания. При этом образуются три поля различной интенсивности люминесценции и цветности. По высоте капиллярной вытяжки и соотношению полей делают выводы о качественном составе нефти или битуминозного вещества.

Люминесцентно-хроматографический метод

Сущность метода заключается в разделении нефти, либо битумов, на отдельные компоненты по способу М. С. Цвета (1946) и идентификации этих компонентов по цвету и интенсивности их свечения в ультрафиолетовом свете. Люминесцентно-хроматографический метод удобен для исследования естественных выходов нефтей и битумов, а также для корреляции нефтяных горизонтов и их сравнения с поверхностными проявлениями. Экстракция битуминозных веществ из керна скважин или образцов пород естественных обнажений обычно производится хлороформом. Люминесцентный (битумный) каротаж глубоких скважин описан в разделе 5.2.4.

5.2.3. Поверхностная битумная съемка

Битумная съемка, как самостоятельный вид геохимических исследований, не применяется. Ее обычно проводят совместно с другими геохимическими методами, как правило, с газовой съемкой. В точке наблюдения (опробования) после отбора других проб, например газовых, копается ямка (закопушка), глубиной 0,4–0,5 м, из нее отбирается проба грунта (песок, суглинок, глина) весом не более 100 г. Пробы должны быть не слишком сухими, но и не мокрыми. Место отбора проб обычно располагается на берегу реки, ручья, озера в верхней части уровня грунтовых вод. Из пробы удаляются галька, корни, трава, почва. Проба грунта помещается в маленький герметичный полиэтиленовый мешочек с линейной застежкой. После этого мешочек, вместе с этикеткой, укладывается в другой полиэтиленовый пакет, на котором фломастером дублируется номер пробы. Перед отправкой в лабораторию на ЛБА пробы подсушиваются на открытом воздухе (не на солнце и не на ветру).

Результатом битумной съемки являются две карты: карта распределения концентраций битумов в грунтах (или карта битумных аномалий) и карта типов битумов. Пример карты распределения концентраций битумов на территории Баргузинской впадины приведен на рис. 21.

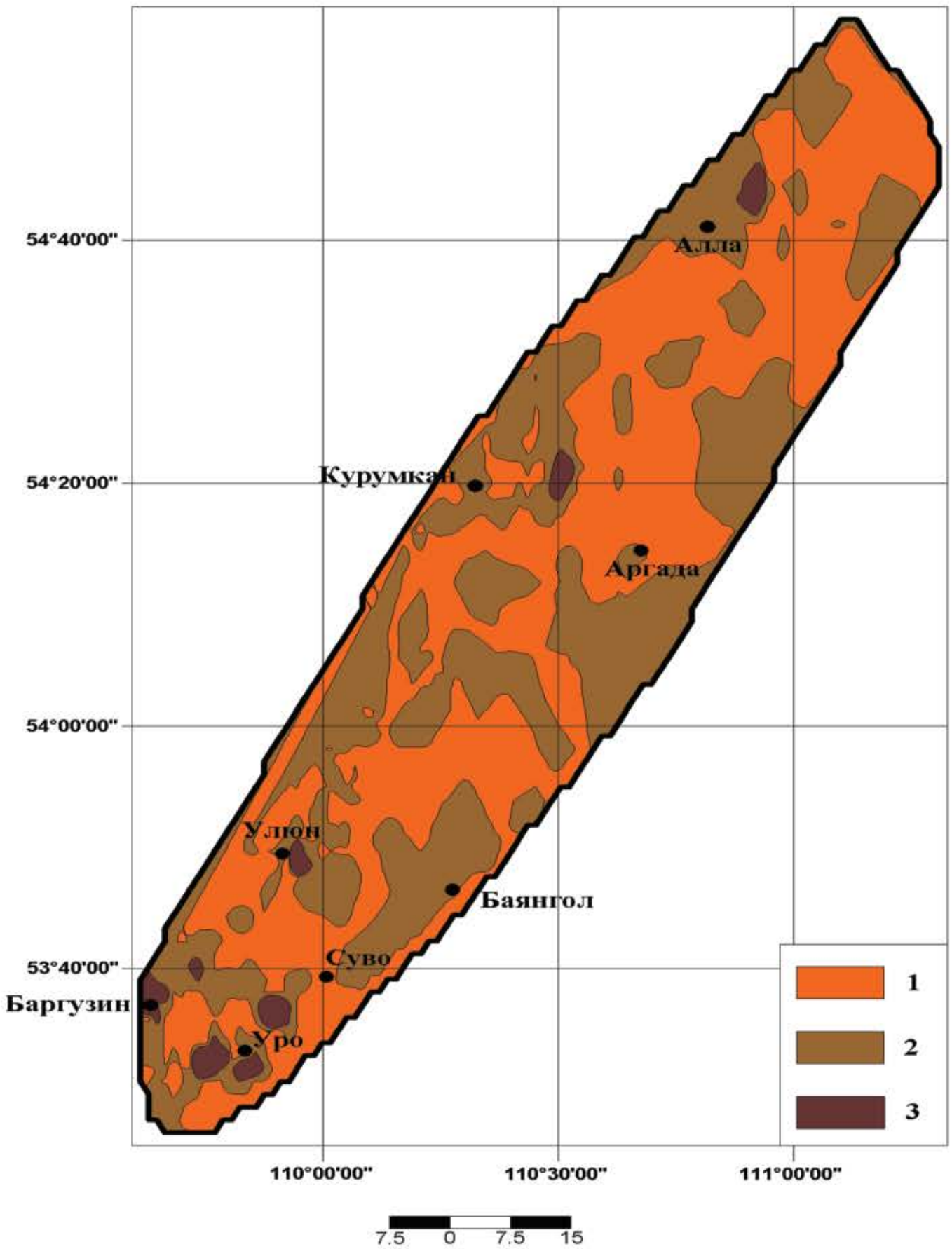


Рис. 21. Карта расположения битумных аномалий
в Баргузинской впадине [23, с. 139].
Зоны концентраций битумов, %:
1 – десятитысячные доли, 2 – тысячные доли, 3 – сотые доли

Оранжевым цветом отмечены поля фоновых концентраций битумов (десятитысячные доли процента), занимающие основную территорию впадины, коричневым цветом – аномальные концентрации (тысячные доли) и темно-коричневым цветом – супераномалии (сотые доли процента). Самые высокие концентрации битумов и самое большое количество аномалий расположено на юге впадины (см. рис. 21).

5.2.4. Битумный каротаж скважин

Битумный каротаж проводится совместно с газовым каротажом. В процессе бурения скважин через определенные интервалы, обозначенные в проекте, отбираются с помощью грубого сита пробы выбуренного шлама.

Шлам и керн являются источником прямой, непосредственной информации о свойствах и литологическом составе геологического разреза, поэтому в общем комплексе оперативных методов изучения разреза в процессе бурения им принадлежит ведущая роль. Отбор шлама производится в желобной системе у устья скважины в потоке выходящего бурового раствора с применением шламоотборников непрерывного или эпизодического действия (отбор следует производить в строго определенном месте). Оператором отмечаются свойства и характер присутствия нефти или битума. Следует указать, издает ли порода запах, какой именно, присутствует ли характерная для нефти и битумов коричневато-бурая окраска.

Присутствие битуминозного вещества в предварительно промытых и высушенных частицах шлама, обнаруживается по свечению углеводородов, находящихся в порах и трещинах горных пород, вызванному облучением ультрафиолетовыми лучами. При визуальном осмотре отмечаются цвет, размер и интенсивность люминесценции битуминозных веществ. Просмотр проб шлама под люминоскопом позволяет отличить нефтяную зараженность (технологические добавки нефти в буровой раствор), от естественной нефтенасыщенности. Просмотр ведется в свежем изломе.

При нефтяной зараженности свечение шлама, как правило, рассеянное, люминесцирует 10–30 % от всего объема породы, цвета люминесценции бледные, белесо-голубые, отдельными точками и пятнами слабой интенсивности. Если же порода нефтенасыщенная, люминесцирует, как правило, весь объем шлама (80–100 %). Цвета люминесценции голубовато-желтые, желтые, коричневато-желтые, насыщенные, интенсивность свечения средняя или высокая – 3–4 балла. Выводы делаются на основании классификации В. Н. Флоровской (табл. 15).

Таблица 15

Классификация битумоидов по В. Н. Флоровской, используемая при люминесцентно-битуминологическом анализе (ЛБА)

Группа	Цвет люминесценции капиллярных вытяжек	Состав битумоида	Тип битумоида
1	БГ – беловато-голубой	УВ флюиды, не содержащие смол и асфальтенов	ЛБ – легкий битумоид
2	Б – белый ГЖ-голубовато-желтый ЗЖ – зеленовато-желтый	Нефть и битумоиды с низким содержанием смол, асфальтенов – нет	МБ – масляни-стый битумоид
3	Ж – желтый ОЖ – оранжево-желтый О – оранжевый СК – светло-коричневый	Нефть и битумоиды, содержащие масел > 60 %, асфальтенов 1–2 %	МСБ – масляни-сто-смолистый битумоид
4	ОК – оранжево-коричневый СК – светло-коричневый К – коричневый	Нефть и битумоиды, асфальтенов 3–20 %	СБ – смолистый битумоид
5	ТК – темно-коричневый ЗК – зеленовато-коричневый ЧЗ – черно-зеленый КК – красновато-коричневый ЧЗ – черно-зеленый Ч – черный	Битумоид с содержанием асфальтенов > 20 %	САБ – смолисто-асфальтеновый битумоид

Капельно-люминесцентный анализ шлама и керна

После визуального просмотра шлама производится капельно-люминесцентный анализ, для чего отбирается 5–7 сухих частиц шлама основной породы. Шлам измельчается в ступке и просеивается через сито с размером отверстий 0,25 мм. Для анализа целесообразно брать навеску пробы весом 1 г. Навеска помещается в виде конуса на предварительно обработанный хлороформом лист фильтровальной бумаги. На вершину конуса наносятся из пипетки 20 капель хлороформа, который, вымывая из породы битумоиды, образует на поверх-

ности бумаги пятно диаметром 1–3 см. После испарения растворителя (8–10 мин) порошок с бумаги удаляется и в ультрафиолетовых лучах оценивается интенсивность свечения пятна и цвет люминесценции (рис. 22).

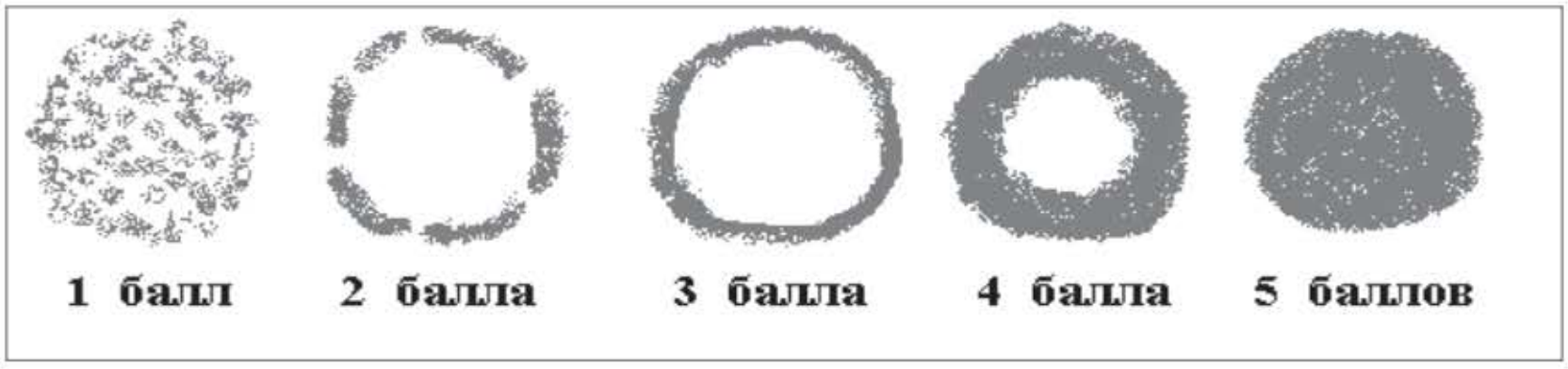


Рис. 22. Варианты хлороформенных вытяжек

Интенсивность свечения хлороформенных вытяжек из шлама оценивается по пятибалльной системе: точечное свечение – 1 балл, рваное кольцо – 2 балла, тонкое кольцо – 3 балла, толстое кольцо – 4 балла, сплошной круг – 5 баллов (см. рис. 22).

Конечным результатом интерпретации геолого-геохимических исследований при газовом и битумном каротаже является выделение пластов-коллекторов и определение характера их насыщения, которое производится по комплексу следующих признаков:

– наличие УВ-аномалий от разбуривания пород на кривой $Г_{сум}$;

– уменьшение времени бурения 1 п. м. по диаграмме механического каротажа;

– наличие пористости, кавернозности и трещиноватости по керну и шламу;

– наличие выпотов нефти, выделение пузырьков газа, характерный нефтяной запах от керна и шлама;

– присутствие высоких концентраций нефтяных битумов (ЛБ, МБ, МСБ, САБ);

– соответствие относительного состава газа промывочной жидкости составу нефтяного газа или газовой залежи.

Глава 6
КОСВЕННЫЕ МЕТОДЫ ГЕОХИМИЧЕСКОГО ПРОГНОЗА

6.1. Гидрогеохимический метод

Этот метод основан на выявлении признаков нефтегазоносности в поверхностных, грунтовых и пластовых водах. Если при гидрогеохимической съемке изучается только солевой состав поверхностных вод, то это является косвенным методом прогноза нефтегазоносности, так как этот метод позволяет только выявить очаги разгрузки подземных вод на поверхность. Если кроме минерализации вод изучается их газовый состав, растворенные в воде органические (битуминозные) вещества, то это уже прямой метод прогноза и поиска месторождений углеводородов.

В первом случае при съемочных работах изучаются содержание катионов и анионов, общая минерализация, физико-химические свойства. Работы проводятся в период стабилизации уровня и солевого состава поверхностных водотоков (ручьев, родников), которые обычно приходятся на середину лета. Для контроля за изменением режима питания и солевого состава поверхностных водотоков в течение полевого сезона, особенно в период дождей, рекомендуется проводить систематические наблюдения на заранее выбранных водопунктах, расположенных рядом с полевой базой. Как правило, гидрохимическое опробование совмещается с газовым. Поэтому в одном пункте предусматривается отбор проб воды одновременно на водорастворенные газы (ВРГ), общий химический состав, органолептические и физико-химические свойства вод, гелий, сероводород.

Гидрохимические пробы на солевой состав вод и физико-химические свойства отбираются в 0,5 л бутыли и анализируются в полевых условиях в течение 1–3 суток от момента их отбора. Анализ проб воды производится при помощи полевой гидрохимической лаборатории НКВ, согласно ГОСТ 26423-85 (Методика определения химического состава воды в полевых услови-

ях). Эта методика полевого гидрохимического анализа включает определение показателей химического состава и физико-химических свойств воды и предусматривает контрольные анализы при построении калибровочной кривой, на чистоту исследований, по закодированным пробам.

Общее количество контрольных анализов (для всех методик) должно составлять не менее 10 % от количества выполненных исследований.

Общий химический анализ гидрохимических проб включает определение следующих показателей: pH, Eh, температура, удельная электропроводность, Fe^{3+}, Fe^{2+}, CO_3^{2-}, HCO_3^-, H_2S, Cl^-, Br^-, Ca^{2+}, Mg^{2+}, SO_4^{2-}, NH_4^+, Na^+, K^+.

Величины pH и Eh можно измерять прямо на точке опробования портативными электронными приборами (pH-метр, ORP-метр). Температуру воды измеряют обычно цифровым термометром, удельную электропроводность – портативным кондуктометром DIST-3.

Железо Fe^{3+} и $Fe_{общ.}$ определяется колориметрическим методом. Величина Fe^{2+} рассчитывается как разность этих величин. Метод определения $Fe_{общ.}$ основан на способности катиона железа (II) образовывать с орто-фенантролином комплексное окрашенное соединение. Железо Fe^{3+} определяется с помощью 10%-ного роданистого калия. Точность определения при средних концентрациях около 5 %, при очень малом содержании железа погрешность возрастает. Чувствительность метода 0,05 мг/л.

Для определения NO_2^- и NO_3^- используется колориметрический метод с реактивом Грисса. Метод применим при концентрациях 0,0–2,0 мг/л. Чувствительность метода 0,5 мкг/л, точность 3–5 %. Величину NH_4^+ определяют колориметрическим способом с реактивом Несслера. Метод обладает высокой чувствительностью (0,002 мг/л) и позволяет проводить измерения с ошибкой 4–5 %. Анионы CO_3^{2-} и HCO_3^- определяют методом титрования раствором соляной кислоты (0,05н). Указанный метод является весьма точным и его погрешность при достаточно большом содержании гидрокарбонат-ионов не превышает 0,5 %. Сероводород определяется объемным йодометрическим методом после консервации пробы. Для определения общей жесткости и Ca^{2+} применяют трилонометрический метод. Mg^{2+} рассчитывается как разность этих величин. Средняя погрешность ме-

тода при средних содержаниях ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} составляет около 2 %. Ионы хлора Cl^{-} определяют титрованием пробы воды раствором азотнокислого серебра по хромату калия. Ошибка определения при минимальных концентрациях составляет около 2 %, а при больших – 1 %. Метод определения массовой концентрации сульфат-аниона основан на их реакции с катионами бария, при которой образуется нерастворимая суспензия сульфата бария. Массовую концентрацию брома определяют путем окисления бромид-ионов хромовокислым калием до свободного брома и образования розанилина при взаимодействии брома с фуксинсерной кислотой.

Поверхностные воды обычно пресные, имеют гидрокарбонатно-кальциевый состав. Если на площади работ выявляется участок повышенной минерализации (превышающей фон) и необычного состава вод – хлоридно-натриевый или гидрокарбонатно-натриевый, то это будет означать наличие гидрогеохимической аномалии, отождествляемой с очагом разгрузки подземных вод.

Анализ поверхностных проб предваряется их дегазацией и изучением состава растворенных газов, а также битуминозных веществ и отдельных углеводородов. По результатам анализов воды строятся карты распределения концентраций газогидрогеохимических показателей. Бензол, который хорошо растворяется в воде (по сравнению с другими УВ), является надежным показателем нефтеносности, так как входит в состав бензиновой части нефти. Другие ароматические УВ (толуол, этилбензол, ксилолы) также являются прямым признаком присутствия нефти на глубине.

Обработка результатов гидрогеохимической съемки осуществляется по общепринятой методике, включающей предварительную обработку полевых данных, определение типов природных вод по классификации В. А. Сулина, нормализацию массива данных по типам водопроявлений (ручьев, родников, болот, озер), введение поправки за нестабильность водного режима, вариационно-статистический анализ гидрохимических данных, расчет гидрогеохимических коэффициентов. На основании этих работ определяются зоны скрытой и явной разгрузки глубинных вод, выделяются гидрогеохимические зоны фоновых и аномальных концентраций гидрогеохимических показателей.

Аномальные поля концентраций по солевому составу и общей минерализации подземных вод, выявленные по результатам

бурения скважин, дают информацию о наличии застойного режима и, следовательно, о степени сохранности возможных залежей нефти и газа в недрах.

В качестве примера обобщения гидрохимических материалов далее приводятся карты по Катской площади, расположенной в северной части Иркутской области (Пастухов, 2012) (рис. 23).

Анализ этих карт показывает, что аномальные значения минерализации поверхностных вод обусловлены аномальным содержанием хлора, который является главным анионом глубинных подземных вод, по крайней мере, на Сибирской платформе. Это означает наличие на Катской площади очага разгрузки подземных вод, что является косвенным показателем перспектив нефтегазоносности этого участка.

Наиболее эффективным вариантом гидрогеохимического метода является водно-газовый способ обнаружения углеводородных аномалий. Он является аналогом водногазовой съемки, используемой в газовом методе (см. разд. 5.1).

6.2. Литогеохимический метод

Литогеохимический метод основан на выявлении прямых и косвенных признаков нефтегазоносности в осадочных породах. При субвертикальной миграции углеводородных газов к поверхности на границе фаз газ – вода – порода развиваются физико-химические процессы, которые в масштабе геологического времени способны привести к существенным изменениям состава и свойств осадочных пород. Результат таких изменений можно количественно оценить в виде:

– аномальных концентраций элементов, входящих в состав породы и имеющих переменную валентность (железо, медь, марганец, кобальт, никель, ванадий и др.);

– появления аутигенных минералов (сульфиды железа, кальцит, сидерит, некоторые глины и др.);

– аномальных значений физико-химических параметров осадочных пород (окислительно-восстановительный потенциал, показатель водородных ионов);

– аномальных изменений физических свойств осадочных пород (цвет, плотность, хрупкость, электрические и магнитные свойства и др.).

Из вышесказанного вытекает вывод: над залежами нефти и газа кроме ореолов рассеянных газов существуют ореолы измененных осадочных пород. Современные методы исследований позволяют фиксировать эти изменения на значительном удалении от залежей (в основном по вертикали).

Укреплению теоретических и методических основ этого метода способствовало открытие в 1980 г. явления парагенезиса субвертикальных зонально-кольцеобразных геохимических, геофизических и биогеохимических полей в осадочном чехле земной коры (№ 234) [53]. Успехи в области разработки теории геохимических полей, формирующихся над нефтегазовыми месторождениями, очевидный прогресс аналитической химии в изучении минеральных новообразований и в создании новых технологий по определению геохимических параметров в полевых условиях, создают благоприятные предпосылки для успешного развития ГПНГ и литогеохимического метода, в частности.

Литогеохимия, как сравнительно новое геохимическое направление, имеет как теоретическое, так и практическое значение. Основное прикладное назначение литогеохимических исследований – это оценка перспектив нефтегазоносности крупных территорий путем отбора проб, их изучения химическими и физико-химическими методами и анализа закономерностей пространственной изменчивости полей концентраций химических элементов и их соединений.

Многочисленными работами сотрудников ВНИИЯГГ [1; 12; 33; 34 и др.] показано, что в осадочном разрезе над месторождениями нефти и газа происходит неизбежное преобразование минерального состава под влиянием микроорганизмов, ионизирующего излучения радиоактивных элементов, физико-химических параметров среды, которые происходят наиболее активно в осадочном разрезе именно в зонах ореолов рассеяния. В этом процессе наиболее подвержены изменениям минералы, состоящие из элементов с переменной валентностью. В пределах ореолов рассеяния за счет окисления УВ возрастает содержание углекислоты, которая в свою очередь агрессивно ведет себя по отношению к породам, приводя их к выщелачиванию. Негативное влияние на породы в перекрывающем разрезе оказывают также сероводород, соляная кислота, органические кислоты (янтарная, винная, аспарагиновая, гуминовая).

Электрические свойства пород в контуре и за контуром месторождений различаются. В нефтенасыщенных коллекторах удельное сопротивление коллекторов увеличивается, что обычно связывают с присутствием в порах вторичного кальцита и глинистых минералов. «Одной из возможных причин увеличения удельного электрического сопротивления пород (ρ) в зоне эпигенетичных УВ является нарушение физико-химического состояния электролита рассеянными углеводородными газами (УВГ). Аномалии возникают из-за присутствия УВГ (очень хороших диэлектриков) во флюидах порового пространства, а также за счет накопления в порах продуктов окисления УВГ при их бактериальной переработке» [33, с. 19]. Следовательно, над залежами вышележащие породы характеризуются положительными аномалиями значений ρ.

Магнитные свойства осадочных пород могут меняться в зависимости от окислительно-восстановительной обстановки в разрезе над залежью и за ее пределами. Под воздействием углеводородов оксиды железа Fe^{3+} восстанавливаются до Fe^{2+}, который в реакции с CO_2 может привести к образованию сидерита. Схематично это может выглядеть следующим образом:

1) $Fe_2O_3 + УВ = FeO + CO_2 + H_2O$,
2) $FeO + CO_2 = FeCO_3$.

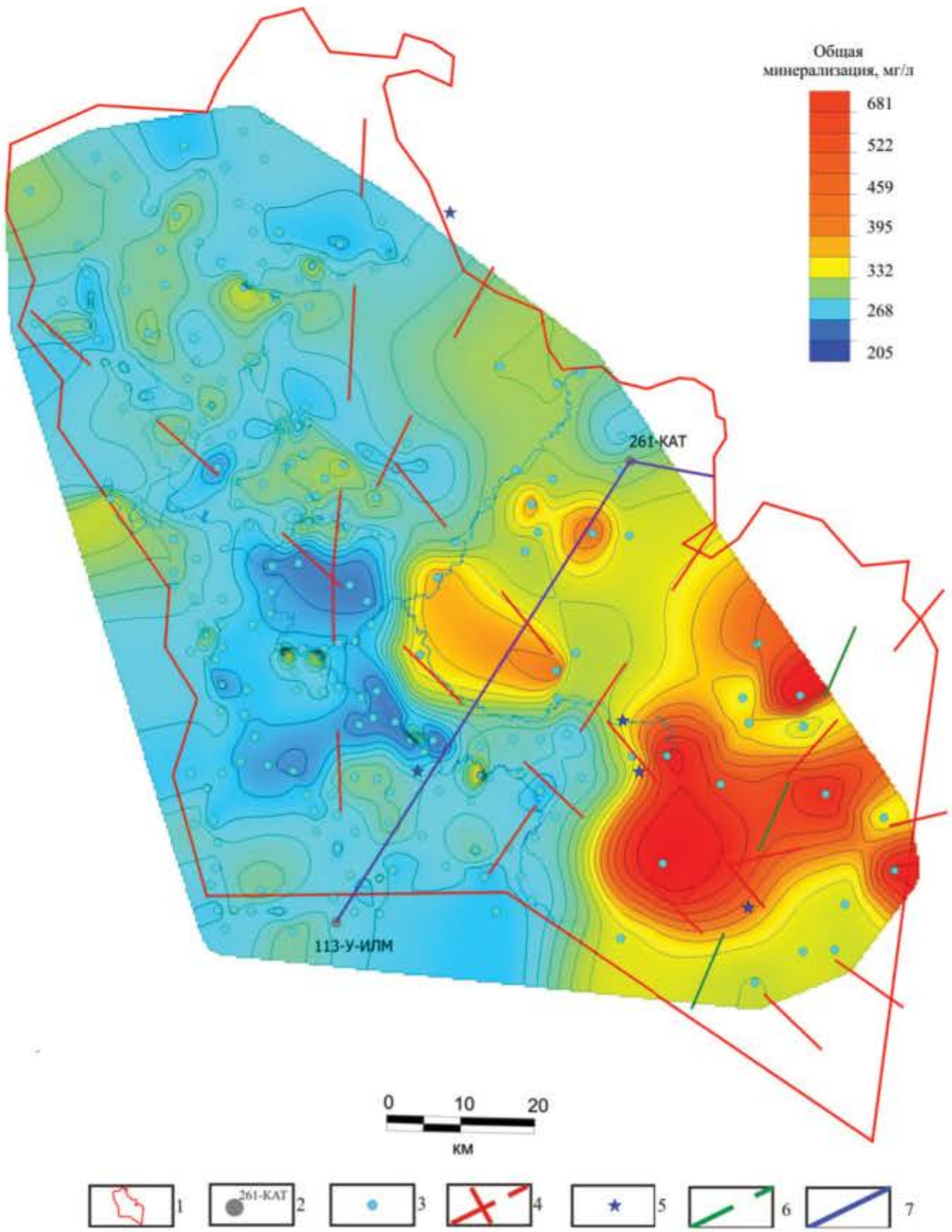
Несомненный поисковый интерес для ГПНГ представляет изменение магнитных свойств пород в зонах аномальных концентраций миграционных УВ и минеральных новообразований, связанных с ними (оксиды и гидроксиды железа, сидерит, в какой-то мере пирит). «Это приводит к формированию отрицательных магнитных аномалий в непосредственной близости к залежи» [33, с. 22]. На основании вышеизложенного возникает возможность включить в список косвенных методов ГПНГ магнитные и электромагнитные методы, хотя они по содержанию и технологии не являются геохимическими.

Под влиянием эпигенетичных УВ в надпродуктивных горизонтах аномально распределяются и поэтому имеют поисковое значение такие элементы, как V, Ni, Co, Mn, Cu, Fe, Th, U, Ra, Ti, Zn, Pb, Hg, Sn, Si, Al, Ba, Sr. Из них:

– осаждаются в восстановительных средах вместе с сидеритом и сульфидами: Mn, Fe, Ti, Pb, Zn;

– образуют комплексные соединения с органическими компонентами: V, Ni, Co, Cu.

Окраска пород. На рис. 24 приведен пример изменения окраски пород над Марковским месторождением (Иркутская область).



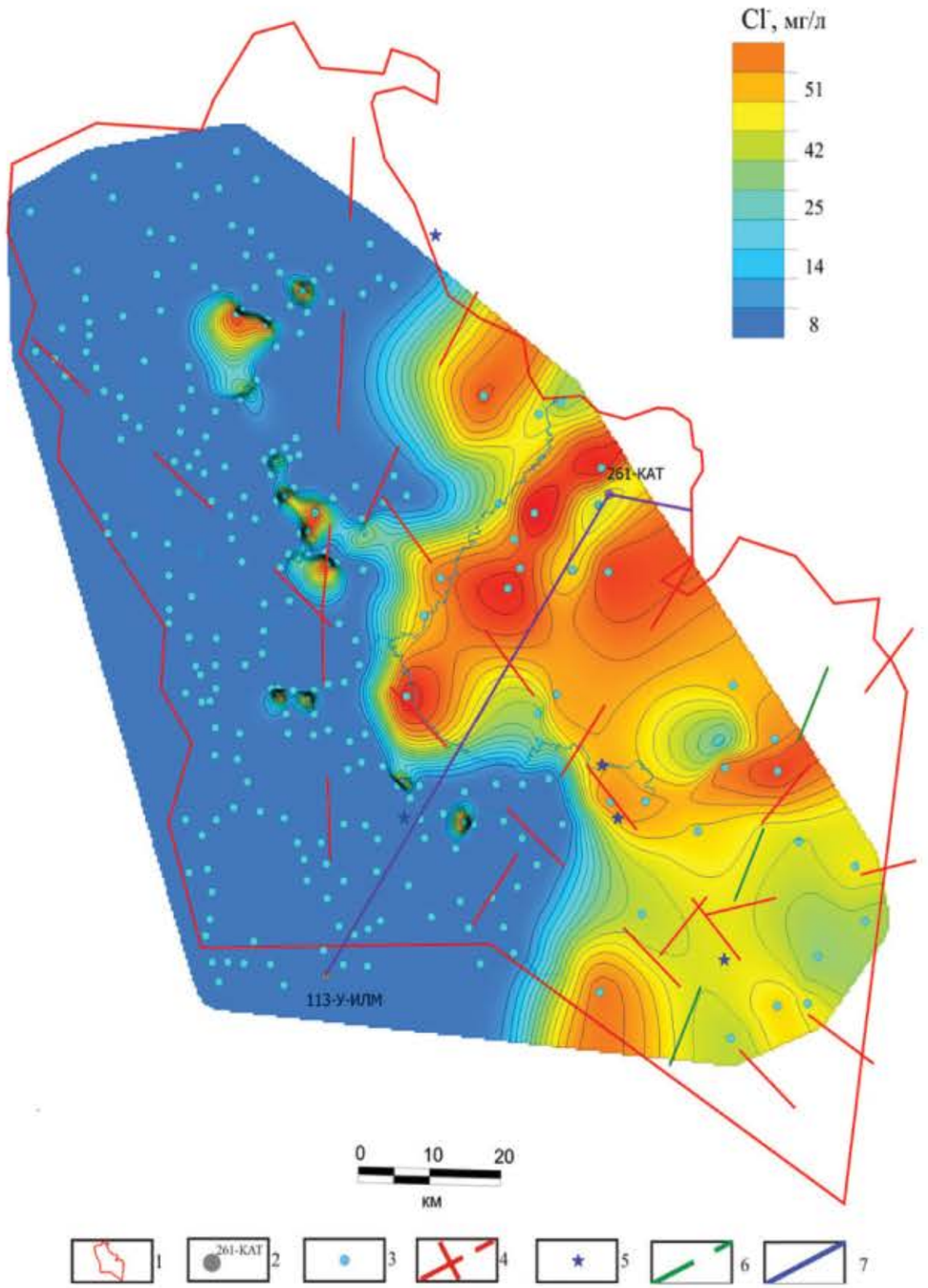


Рис. 23. Примеры гидрогеохимических карт по общей минерализации (слева) и содержанию хлор-иона (справа) в поверхностных водах Катской площади

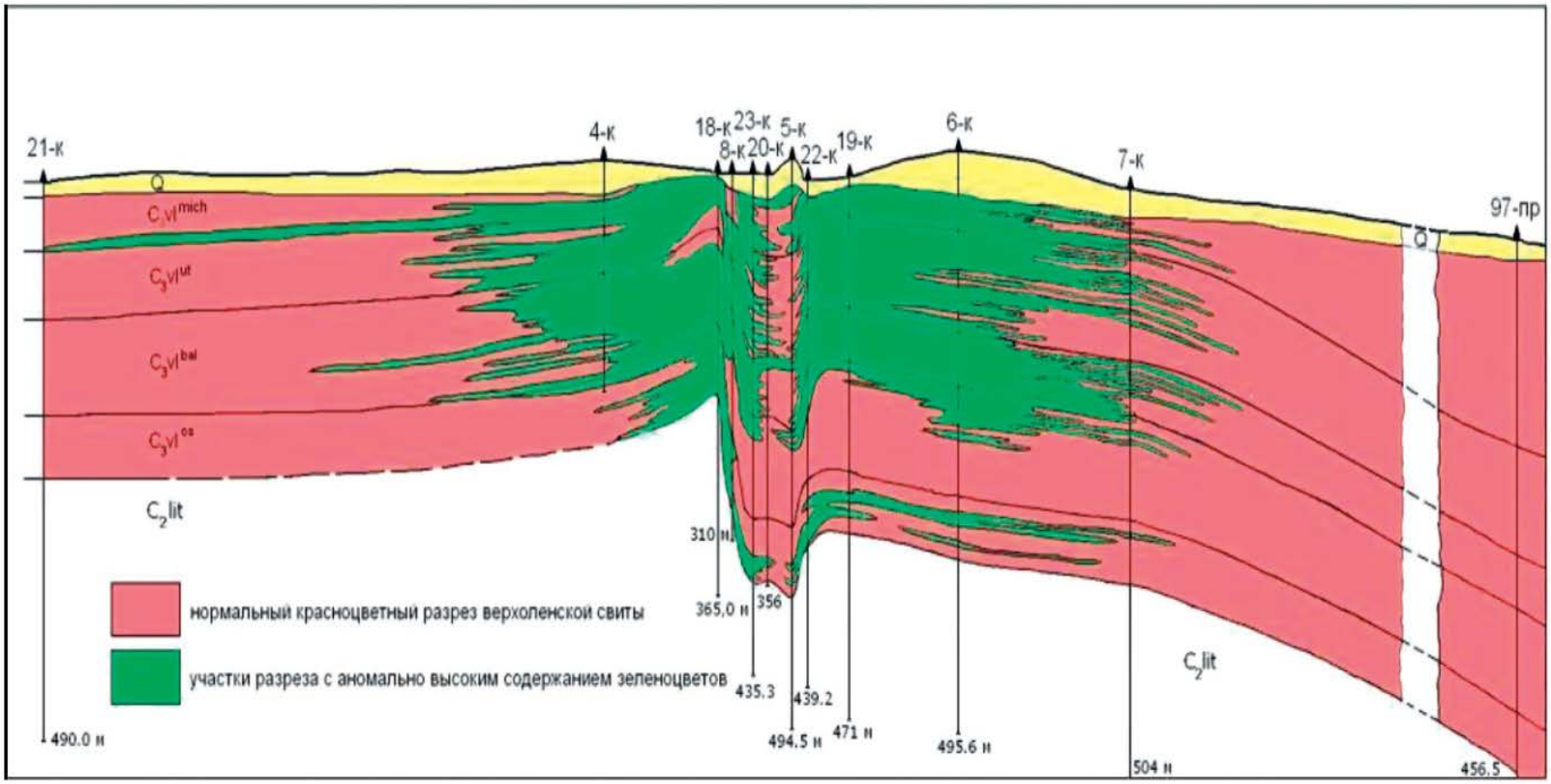


Рис. 24. Профильный разрез верхоленской свиты над Марковским месторождением, демонстрирующий восстановительное действие углеводородов на красноцветные породы (построил В. П. Исаев, 1965)

Профиль построен по результатам бурения структурно-поисковых скважин. На поверхности располагается верхоленская свита, представленная повсюду красноцветными терригенными породами. Основная залежь – газоконденсатная с нефтяной оторочкой, находится на глубине более 2,5 км. Резкие изгибы пластов, отраженные на профиле, соответствуют, видимо, разрывным нарушениям, о чем свидетельствует соленый источник на поверхности. Углеводородные газы активно мигрировали к поверхности, распространяясь латерально по песчаным пластам. Окисленные формы железа, имеющие повсеместно красный цвет, изменились под воздействием УВ на восстановленные формы и приобрели зеленоватую, желтую, серую и голубую окраску.

Наблюдения за окраской пород в процессе проведения полевых работ не требуют дополнительных затрат, но могут привести к успешным результатам.

Методические основы литогеохимических исследований

Методы нефтегазопоисковой литогеохимии включают в себя три вида исследований: литохимическое, минералогическое и литофизическое картирование [1] и применяются одновременно и комплексно, в соответствии с научным открытием № 234 [53]. Содержание этих исследований по видам работ представлено на рис. 25.

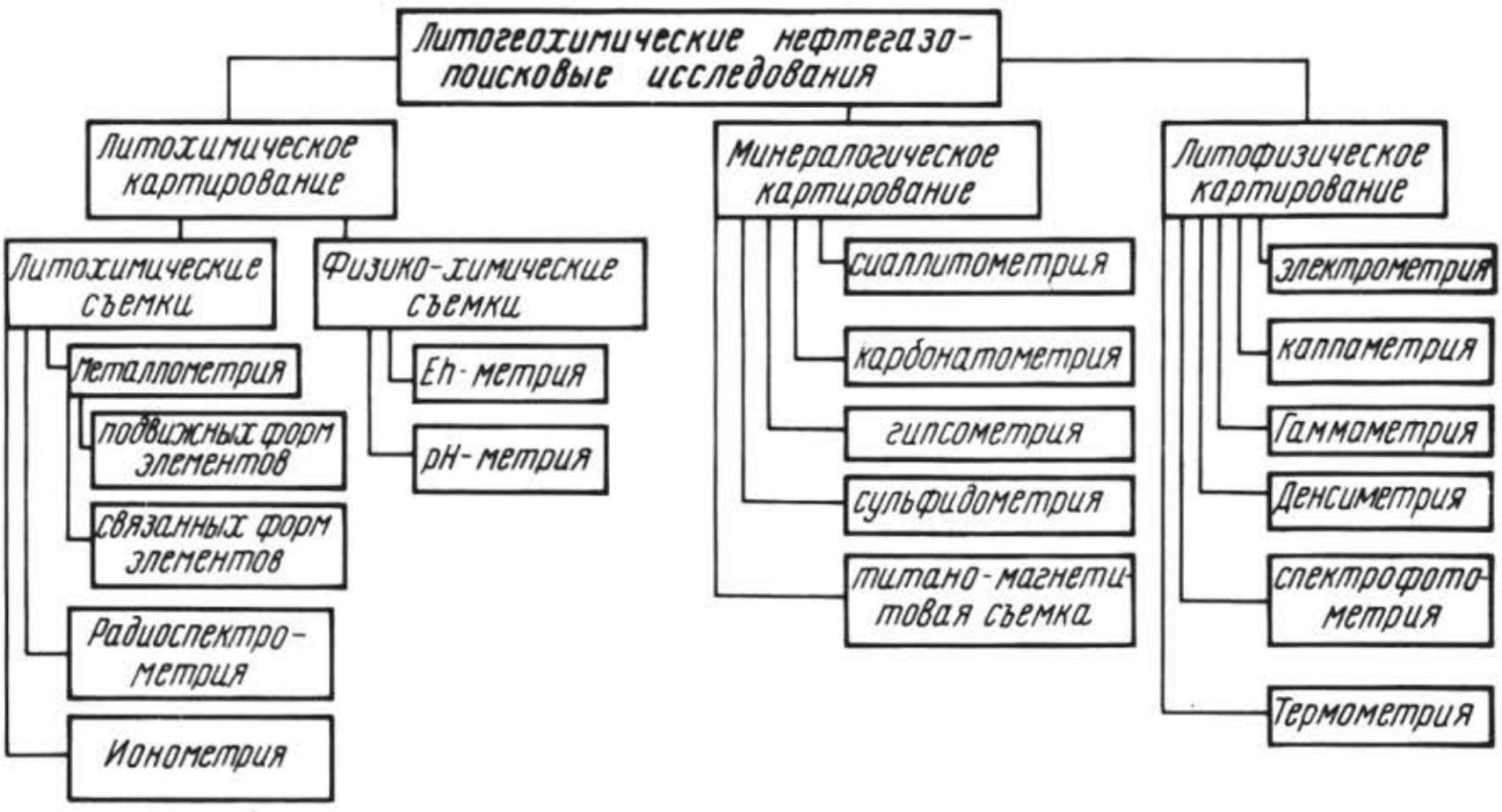


Рис. 25. Иерархия методов, используемых при литогеохимических исследованиях [1, с. 12]

Литохимическое картирование по характеру изучаемых показателей включает в себя два вида съемок:

1) собственно литохимическую;

2) физико-химическую.

Первый вид съемки включает металлометрию, ионометрию, солеметрию, радиоспектрометрию и др., базирующиеся, соответственно, на картировании полей концентраций ионов, комплексных соединений, подвижных и неподвижных форм микроэлементов [1].

Физико-химические исследования включают известные методы определения ОВП пород (Eh-метрия) и их кислотно-щелочных свойств (pH-метрия). С этой целью используются следующие соотношения восстановленных и окисленных соединений, позволяющие судить о степени воздействия УВ на вмещающие породы:

– соотношение форм железа (Fe^{2+} / Fe^{3+} или FeO / Fe_2O_3),

– соотношение сульфидной (FeS_2) и сульфатной серы (SO_4^{-2}),

– соотношение форм марганца в виде пиролюзита (MnO) и браунита (Mn_2O_3),

– соотношение пиритного и не пиритного закисного железа (FeS_2 и FeO, $Fe(OH)_2$),

– соотношение аутигенных минералов железа, характеризующих уровень восстановительных процессов.

В обобщенном виде набор некоторых показателей при литогеохимическом картировании на известных месторождениях представлен в табл. 16.

Минералогическое картирование включает в себя как отдельное изучение минеральных новообразований (аутигенных и аллотигенных), так и комплексов минеральных компонентов, объединенных по одному или нескольким признакам. В соответствии с этим при нефтегазопоисковых работах применяют карбонатометрию, сиаллитометрию, гипсометрию, сульфидометрию, титано-магнетитовую съемку (табл. 17).

Таблица 16

Литогеохимические показатели нефтегазоносности локальных объектов [1, с. 19, табл. 5]

Вид показателей	Показатели / единицы измерения	Значения показателя		Месторождения
		в контуре нефтеносности	за контуром нефтеносности	
Элементный состав пород	Титан / 10^{-3} % отн.	545–588 304–352	352 220	Северный Варьеган Каражанбас
	Ванадий / 10^{-3} % отн.	15,3–26,5 9,0–12,0	7,8 6,7-7,8	То же
	Никель / 10^{-3} % отн.	7,0 2,9-3,4	3,3 1,1	-„-
	Медь / 10^{-3} % отн.	2,5–3,2 2,1–2,4	0,94 1,10	-„-
Физико-химические свойства	Eh, mV	190–300 120–160	230–340 160–250	-„-
	pH, б/р	5,7–7,4 8,5–9,5	5,7–6,7 7,6–8,5	-„-

Таблица 17

Минералогические показатели нефтегазоносности локальных объектов [1, табл. 5 на с. 19]

Вид показателей	Показатели / единицы измерения	Значения показателя		Площадь, месторождение
		в контуре нефтеносности	за контуром нефтеносности	
Карбонатные минералы	К* $CaCO_3$ / б/р	2–5	1,0	Сигово-Подкаменная
	К* $CaMg(CO_3)_2$ / б/р	3–5	1,0	-„-
	К* $FeCO_3$ / б/р	2–3	1,0	-„-
Кремниевые минералы	К*SiO_2 /б/р	3–4	1,0	-„-
Сульфидные минералы	Пирит, % вес.	3–35	1,9	Качановское
	Общее содержание сульфидов / % вес.	8–80	5–15	Качановское
Титанистые минералы	Лейкоксен / г/т	10–150	5–40	Северный Варьеган
	Ильменит / г/т	40–1500	1–10	Северный Варьеган

Примечание: К* – коэффициент контрастности.

Карбонатометрия основана на изучении пространственного распределения встречаемости вторичных карбонатов (в основном, кальцита), образующихся под влиянием углеводородов, мигрирующих от залежи к земной поверхности и отличающихся от карбонатов осадочного происхождения структурными, физико-химическими и изотопными характеристиками.

Сиаллитовая съемка подразумевает исследование закономерностей распределения содержаний и морфогенетических особенностей вторичного кварца, опала, халцедона, полевых шпатов и глинистых минералов (монтмориллонит). При интерпретации результатов этой съемки рекомендуется использовать кремниевый модуль (SiO_2 / Al_2O_3).

Сульфидометрия. В основе этого метода лежит вторичная сульфидная минерализация, образующаяся под влиянием углеводородов, мигрирующих из залежи. Полезно дополнить этот метод определением изотопного состава серы сульфидов.

Литофизическое картирование производится с применением методов, указанных на рис. 25. Можно использовать все методы, либо некоторые, положительно проявившие себя в данном районе исследований. Большинство из этих методов используются в скважинной геофизике, но их результаты могут быть полезны и для скважинной геохимии (табл. 18).

Таблица 18

Литофизические показатели нефтегазоносности локальных объектов [1, из табл. 5 на с. 19]

Вид показателей	Показатели / единицы измерения	Значения показателя		Площадь, месторождение, объект
		в контуре нефтеносности	за контуром нефтеносности	
Оптические	Коэффициент посветления, б/р	0,11–0,54	0,61–0,79	Ольховская**
		0,14–0,56	0,61–0,79	Спиваковская**
	Коэффициент спектральной яркости, б/р	1,09–1,15	1,15–1,50	Артюховская**
Магнитные	Магнитная восприимчивость, χ (до термической обработки), 10^{-6} ед. СИ	1606	507	Каражанбас
		574	492	Северный Варьеган
	Термомагнитный эффект χ (после термической обработки)	2113	464	Северный Варьеган
		1843	646	Каражанбас
	Намагниченность, ед. СГС	2–7	7–40	Продуктивная площадь***

Окончание табл. 18

Вид показателей	Показатели / единицы измерения	Значения показателя		Площадь, месторождение, объект
		в контуре нефтеносности	за контуром нефтеносности	
Магнитные	Отношение приращения нормальной остаточной намагниченности к нормальной остаточной намагниченности, б/р	0,1–0,2	0,4–0,8	Породы, содержащие нефть и газ
Электрические	Удельное электросопротивление, Ом· м	2,5–24,0	0,7–6,3	Сураханы
		2,1–3,0	1,3–2,2	Кюровдаг, Карабаглы
	Коэффициент поляризации, %	3,1–15,4	1,0–3,5	Узеньская, Кенкиякская
Упругость	Скорость распространения упругих волн, м/с	1620–3430	2230–3800	Анастасиевско-Троицкая, Жетыбайская
	Коэффициент поглощения, 10^{-3} $м^{-1}$	1,0–20,5	0,6–6,5	Кюровдаг
Гравитационные	Сила тяжести, мГал	0,3–1,0	–	Узень
	Плотность, г/$см^3$	2,15–2,06	–	Узень
Тепловые	Температура, °С на глубине 5 м	11,32–11,75	9,31–11,45	Свидницкая, Кохановская
		6	4	Братское****
	Локальная составляющая теплового поля, °С	2,35–6,0	1,50–1,70	Вой-Вожская, Роздинская
Радиационные	Гамма-активность, мкР/ч	4,0–5,0	4,5–7,5	Кум-Даг**
		3,5–4,0	4,0–5,0	Котур-Тэпэ**
		5,0–5,5	5,5–7,0	Небит-Даг**
		5,5–6,0	6,0–6,5	Окарем**
		6,0–7,0	7,0–8,0	Челекен**

Примечание: ** – кольцевая аномалия, *** – значения приведены по данным моделирования намагниченности пород под влиянием нефтегазовой залежи, **** – по данным автора.

Термокаппаметрия основана на измерении магнитной восприимчивости образцов горных пород, грунта, шлама, керна. На основе этих измерений на картах выявляются ареалы развития ферромагнитных (магнетит, титано-магнетит) и немагнитных (пирит, сидерит, лепидокрокит, гетит, лимонит и другие гидроксиды железа) вторичных минералов, образующихся в приповерхностных отложениях под воздействием УВ в зонах ореолов рассеяния над нефтяными и газовыми месторождениями. Измерения проводят до и после термообработки образцов.

Спектрофотометрия – это метод измерения общей интенсивности монохроматического света. Измерение осуществляется визуально, либо инструментально с помощью спектрофотометров путем сравнения двух потоков излучений. Методы спектрофотометрии используются для количественной характеристики спектров поглощения. В геохимии этот метод используется для количественной оценки изменения окраски горных пород под воздействием углеводородов. Многочисленными наблюдениями установлено, что изменение окраски пород приводит к трансформации их спектральной яркости [1, с. 14]. Физико-химическая сущность этого явления заключается в изменении спектра диффузного отражения (поглощения) пород при восстановлении окисных форм железа до закисных, при карбонатообразовании, сульфидообразовании и других процессах, протекающих в результате воздействия на породу продуктов окисления углеводородов (CO_2 и H_2O).

Поиски литогеохимических аномалий и выявление их природы базируются на комплексном изучении почв, грунтов и коренных пород. Полевые исследования включают:

– площадные литогеохимические съемки (литохимическое, минералогическое, литофизическое картирование),

– геологическое изучение отдельных объектов (обнажений, скважин) или по профилям,

– минералого-геохимические и литофизические исследования пород, грунтов и вод в полевых условиях с использованием мобильных приборов и приспособлений,

– отбор проб воды, газов и образцов пород для детального изучения в лабораторных условиях.

6.3. Микробиологический метод

В 1937 г. Г. А. Могилевским было подсчитано, что в районах нефтегазовых месторождений количества углеводородных газов, содержащихся под почвой, испытывают значительные сезонные колебания, а иногда газовые аномалии полностью исчезают. Это явление было им объяснено как результат жизнедеятельности особых микроорганизмов, поселяющихся на пути потока углеводородных газов и потребляющих эти газы в разных количествах в зависимости от времени года. Так появилась

идея о наличии в подпочвенном слое «бактериального фильтра» (рис. 26), который играет глобальную экранирующую роль углеводородокисляющего биоценоза природных экосистем литосферы и гидросферы Земли [34, с. 50, рис. 3].

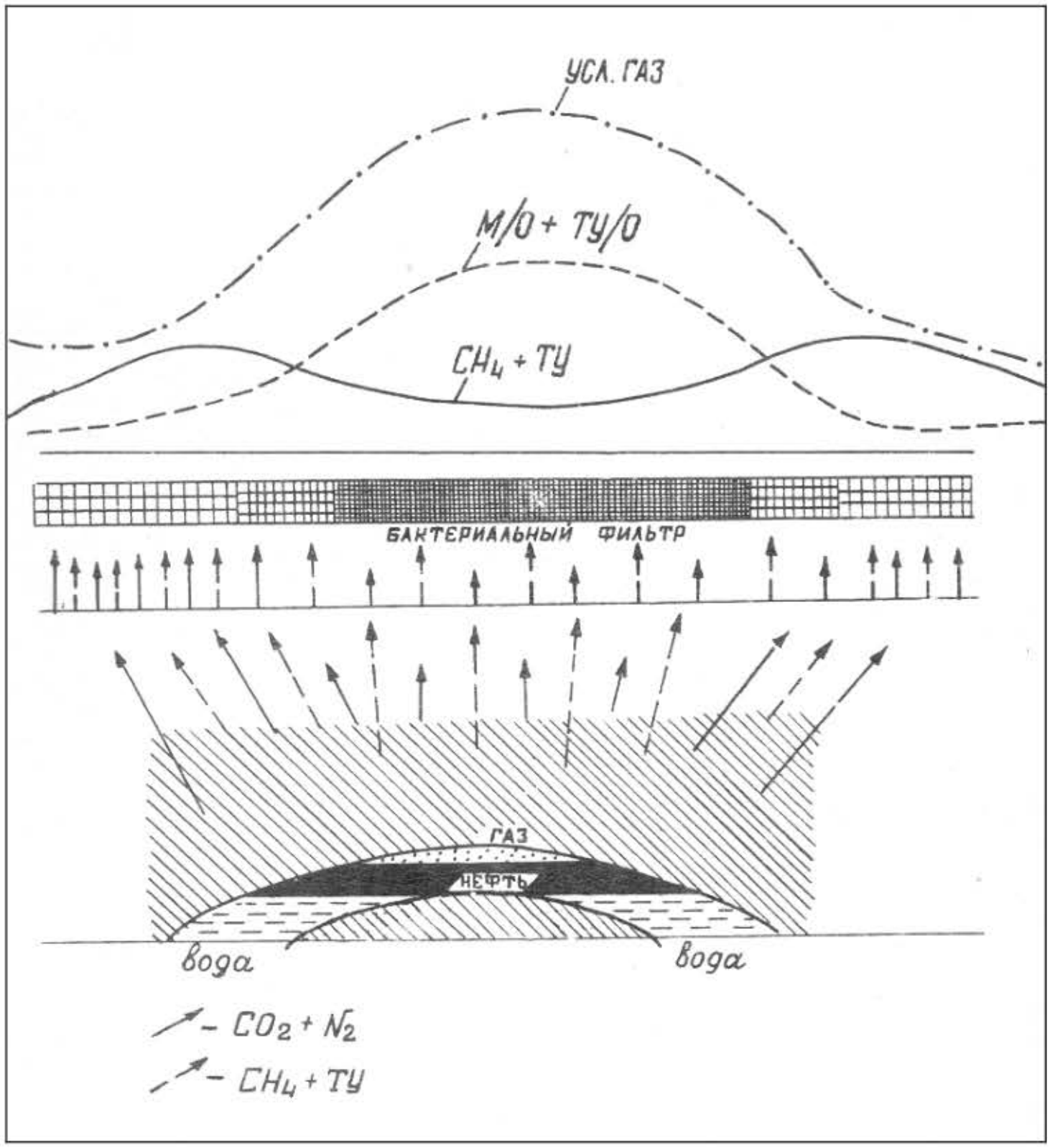


Рис. 26. Схема образования бактериального фильтра над месторождением нефти и газа [34, с. 80].

CH_4 + ТУ – суммарная концентрация метана и его гомологов;
М/О + ТУ/О – общая биогенность (бактерии, окисляющие метан и гомологи метана);
усл. газ – суммарный показатель, объединяющий газовые и бактериальные показатели в условных единицах

Это и послужило основанием для создания микробиологического метода поисков нефтяных и газовых месторождений. В дальнейшем было установлено, что в качестве прямого индикатора могут быть использованы углеводородокисляющие бакте-

рии, которые расселяются всюду, где имеются углеводородные газы. Среди этой группы бактерий наиболее надежными являются бактерии, окисляющие пропан, так как пропановые бактерии вне нефтяных и газовых месторождений не встречаются.

Микробиологическая характеристика зоны бактериального фильтра

В приповерхностных отложениях нефтегазоносных бассейнов широко развиты микробиологические процессы, которые оказывают прямое или опосредованное влияние на формирование и изменение геохимических и геофизических полей над месторождениями нефти и газа. Углеводородная фаза в зоне бактериального фильтра существует как в аэробных, так и в анаэробных условиях. При производстве геохимических поисков газовым методом необходимо учитывать, что в зоне бактериального фильтра присутствуют углеводородобразующие микроорганизмы и углеводородокисляющие, т. е. метаногены и метанотрофы. Над многофазными залежами биодеградация жидких УВ происходит при участии нефтеокисляющих бактерий, актиномицет, грибов и почвенных водорослей. При геохимических поисках углеводородных месторождений особый интерес представляют пропан- и бутанокисляющие бактерии, как наиболее информативные и являющиеся весьма специфическими индикаторами глубинных УВ-газов.

«Метанотрофные бактерии составляют физиологически и таксономически обособленную группу микроорганизмов, включенных в семейство *Methylococcaceae* на основании способности использовать метан и некоторые его окисленные и замещенные одноуглеродные производные в качестве источника углерода и энергии. Все известные в настоящее время облигатные метанотрофные бактерии разделены на пять родов: *Methylomonas, Methylobacter, Methylococcus, Methylosinus и Methylocystis.* В их составе идентифицировано 45 видов» [38, с. 48].

Установлено, что метан окисляется метанотрофными бактериями до углекислого газа не прямо, а последовательно:

$$CH_4 \rightarrow CH_3OH \rightarrow HCHO \rightarrow HCOOH \rightarrow CO_2 .$$

«Окисление метана метилотрофами зависит от наличия свободного кислорода» [Там же, с. 50].

Выявленные бактериологические аномалии иногда сопровождаются газовой аномалией, иногда нет. Последнее наблюдается в тех случаях, когда углеводородная микрофлора сильно развита, и газы, мигрирующие из залежей, могут быть ею полностью уничтожены.

Первоначально этот метод назывался газобактериальным, иногда биогеохимическим. Он развивался в трех направлениях: по снежному покрову, приземному воздуху и приповерхностным отложениям. При проведении газобактериальных съемок по снежному покрову на известных месторождениях было установлено, что в снеге одновременно присутствуют углеводородные газы (от метана до гексана) и бактерии, их окисляющие. Появилась даже возможность обоснованно определять дебит мигрирующих газов из залежей, так как известно время существования снежного покрова (от 3–4 месяцев в южных районах нашей страны до 5–7 месяцев в северных широтах). Средние данные содержаний УВ и УВ-окисляющих бактерий по некоторым месторождениям приведены в табл. 19.

Таблица 19

Содержание углеводородных газов и бактерий, их окисляющих, в снежном покрове нефтегазовых месторождений (составлено по [3])

Месторождение, хранилище	Содержание УВ-газов, л/км^2		Интенсивность развития УВ-бактерий, усл. ед.	
	CH_4	$C_2H_6…C_6H_{14}$	$CH_4…C_3H_8$	$C_5H_{12}…C_6H_{14}$
Куюмбинское (НГК)	650	479	10 (20)	110 (55)
Северо-Варьеганское (НГ)	1790	300	1,2 (9,4)	30 (63)
Шебелинское (ГК)	162	173	30,1 (50)	133,7 (80)
Щелковское (ПГХ)	98	67	8,2 (50)	101 (58,7)

Примечание: ГК – газоконденсатное, НГК – нефтегазоконденсатное, НГ – нефтегазовое, ПГХ – подземное газохранилище. Цифры в скобках – процент проб, в которых обнаружены бактерии.

Разновидности микробиологических съемок и их методики

Во ВНИИЯГГе Г. А. Могилевским были разработаны основные принципы и методики нефтегазопоисковой геомикро-

биологии, сводящиеся к двум направлениям: бактериодебитная съемка и метод «посева».

Бактериодебитная съемка основана на выявлении подтока углеводородных газов путем определения интенсивности развития бактерий в открытых ампулах с питательной средой, помещенных в мелкие скважины. В качестве индикаторных микроорганизмов были использованы культуры бактерий, окисляющих метан, этан, пропан, жидкие УВ и водород. После истечения срока экспозиции (12–14 дней) ампулы извлекаются из скважин. В лаборатории осуществляется точный учет прироста бактериальных клеток прямым микроскопированием или на фотометре. Метод был очень трудоемким и не прижился. Позднее оказалось, что существует метод Горра (GORE-SORBER® Exploration Survey, Germany), который определяет количество газообразных и парообразных УВ в сорбентах, помещенных в скважины на срок до 1 месяца. То есть бактерии, как посредники, и не нужны. Но и этот метод в таежных условиях Сибири и Дальнего Востока или Северо-Востока не применим, так как каждую точку опробования надо не только пробурить, но и посетить за полевой сезон дважды.

Второй метод заключается в определении развития определенных видов бактерий, образовавшихся в исследуемой пробе, помещенной в питательную среду. Продолжительность анализа 10–15 суток. Официально он называется: «метод посева на элективные газожидкостные среды» [38, с. 159].

Разновидностью этого метода является метод «флакон-инъекции», разработанный также в микробиологической лаборатории ВНИИЯГГ под руководством Г. А. Могилевского [1; 3; 34]. Суть метода заключается в том, что посев пробы осуществляется непосредственно в точке опробования (роднике, ручье, колодце). Исследуемая вода забирается с помощью стерильного шприца и вкалывается через пробку в стандартные пенициллиновые флаконы, заранее заполненные в лаборатории стерильной минеральной и воздушной средой, содержащей один из углеводородных газов – метан, этан, пропан и т. д. до гептана. После доставки в лабораторию пробы помещаются в термостатную комнату, где выдерживаются 12–14 суток при температуре 30 °С. Степень помутнения среды, за счет образования бактерий, замеряется на фотоэлектрокалориметре в единицах оптической плотности. Таким способом определяют преобладающий газ.

6.4. Фитогеохимический метод

Фитогеохимический метод – означает производство геохимической съемки по растениям. Этот метод широко применялся и сейчас применяется при поисках месторождений рудных полезных ископаемых. Идеи В. И. Вернадского и В. П. Виноградова о роли организмов в концентрировании редких и рассеянных элементов в биосфере послужили теоретической основой создания этого метода [35].

Метод использования растительности в геологии был разработан в 50–60-х гг. прошлого столетия в СССР. Этот метод хорошо себя зарекомендовал для поисков рудных месторождений, залегающих на небольших глубинах (30–50 м). В этом случае в качестве индикаторов используются прямые показатели – сами элементы рудных залежей. Однако при поисках глубоко залегающих месторождений нефти и газа необходимо проследить сложную цепь косвенных показателей в системе «УВ-залежь – подземные воды – почва – микроорганизмы – растительность». Механизм накопления химических элементов в растениях обусловлен разнообразными физико-химическими и биохимическими процессами, протекающими в растениях под влиянием углеводородного потока.

Впервые фитогеохимическая съемка была выполнена с методической целью в Западной Сибири на Варьеганском нефтегазовом месторождении и на Покровской непродуктивной структуре в 1978 г. В контуре нефтегазоносности, за его пределами и на непродуктивном участке отбирались пробы различных растений, зола которых подвергалась спектральному анализу. Подобные работы позднее были проведены в Восточной Сибири, в Средней Азии как на месторождениях, поисковых и разведочных площадях, подземных газохранилищах, так и на загрязненных нефтепродуктами участках. Во всех случаях была отмечена разница в характере распределения химических элементов в контуре месторождений нефти и газа и за их пределами.

Было установлено, что элементами-индикаторами обнаружения участков УВ-влияния на растения являются марганец, фосфор, бор, титан, цинк, медь, а также коэффициенты-отношения концентраций Mn/Cu и Co/Ni. Выяснилось, что результаты фитогеохимической съемки хорошо коррелируются с

данными микробиологического анализа почв. Это является доказательством значительной роли УВ-окисляющей микрофлоры в высвобождении металлов из органогенных почв и перераспределении их в растительности, обитающей в зоне УВ-потока.

Методические особенности фитогеохимических исследований. В каждом конкретном районе нужно отбирать пробы одних и тех же растений, но в разных климатических зонах это будут разные растения. Так, например, в засушливых зонах с аридным климатом рекомендуется отбирать полынь или солянку, в тундровых зонах – багульник, мох, лишайник или карликовую березу (ерник). В Восточной и Западной Сибири это могут быть береза, ива, кедр, сосна. Принято считать, что универсальным объектом опробования является береза, поскольку она широко распространена во многих районах России, даже различающихся по ландшафтно-климатическим условиям.

Не рекомендуется отбирать фитогеохимические пробы сразу после дождя и рядом с автомобильными дорогами. Необходимо отмечать в дневнике особенности морфологии растений (внешний вид, необычную окраску, гипертрофированные формы, гигантизм).

Перед проведением фитогеохимической съемки в каждом конкретном регионе необходимо провести методические работы: на двух эталонных участках – продуктивном и непродуктивном, отобрать пробы разных частей растений (листья, хвоя, ветки, кора) и почвы. После их сжигания и спектрального анализа определить статистическими методами степень их информативности.

Высушенные пробы сжигают и прокаливают в муфельной печи при температуре 500 °С. Затем на спектрографе определяют содержание элементов в золе. Ошибка спектрального анализа ±10–20 % считается допустимой. Содержание элементов вычисляется в процентах на сухой вес почвы или золы растений. В образцах определяют следующие элементы: калий, кремний, алюминий, железо, натрий, кальций, магний, бор, фосфор, титан, ванадий, хром, марганец, медь, кобальт, никель, цинк, стронций, цирконий, барий, свинец, серебро [35].

Этот вид геохимической съемки может применяться как самостоятельно, так и в комплексе с другими методами – по водоисточникам, снежному покрову, почвам и грунтам. Особое

значение фитогеохимический метод приобретает в труднопроходимых условиях таежной местности.

Интерпретация результатов. На площадях с неизвестной нефтегазоносностью аномальные содержания тех или иных элементов приурочены к контурам гидрогазобиохимических аномалий (Красноярский край, северные районы Западной Сибири). На нефтегазовых месторождениях и ПГХ фитогеохимические аномалии выражаются резким преобладанием некоторых элементов (Mn, P). Например, на Варьеганском месторождении внутри контура в два раза больше содержание марганца, бора, титана, стронция, чем за контуром.

Ярко выраженных индикаторов нефтегазоносности в золе рас-тений пока не выявлено. Метод не получил широкого развития.

6.5. Радиометрический метод

Этот метод является не геохимическим, а скорее геофизическим. Однако он включен в список поисковых геохимических методов, так как позволяет осуществлять локальный прогноз углеводородных залежей на основе некоторых геохимических закономерностей.

Сущность этого метода поисков залежей углеводородов заключается в том, что над нефтеносными структурами обычно наблюдается пониженное значение интенсивности γ-поля земной поверхности, по сравнению со среднегодовыми величинами. Одновременно отмечается, что граница контура газонефтяной залежи характеризуется повышенными значениями γ-активности по сравнению с фоном. Поэтому конфигурация радиоактивных аномалий гамма-поля над нефтегазовыми месторождениями должна быть кольцевой.

Теоретической основой этого метода является представление о совместном накоплении органических и радиоактивных веществ в процессе седиментогенеза. Об этом же говорят специалисты, занимающиеся генезисом золоторудных месторождений в черносланцевых толщах (например, в Бодайбинском районе Иркутской области). Это явление получило название «минералогическая ассоциация Витватерсранд» по названию провинции в Южной Африке, где было детально изучено комплексное месторождение золота, серебра, урана, нефти и газа. Горные породы,

вмещающие месторождение, повсеместно содержат органическое и битуминозное вещество.

Полевые работы проводят с применением обычных переносных радиометров, используемых при геологическом картировании и поисках месторождений радиоактивных элементов. На открытых ландшафтах можно использовать стационарные радиометры, установленные на автотранспорте. В таежной местности используют легкомоторную авиацию и вертолеты. Рационально проводить радиометрическую съемку совместно с водногазовой и гидрогеохимической. Для этого в состав маршрутного отряда включают радиометриста.

Первый опыт проведения наземных радиометрических съемок был получен в 1953 г. на ряде нефтяных месторождений в Сталинградской области и Ставропольском крае, где были достигнуты положительные результаты. На основании этого стал развиваться аэрорадиометрический метод, разработка которого проводилась лабораторией № 1 в Институте нефти АН СССР под руководством проф. Ф. А. Алексеева и чл.-корр. АН СССР Г. Н. Флерова. Полевые работы проводились в 1956 г. с целью выяснения возможностей применения аэрорадиометрического метода для поисков нефти и газа, разработки методики и техники работ и принципов интерпретации получаемых результатов. Они носили площадной характер и охватывали районы известных месторождений нефти и газа в Нижнем Поволжье, Ставропольском крае и Западной Туркмении (Прибалханская депрессия), характеризующихся различными чертами геологического строения и условиями залегания нефти и газа.

Аэрорадиометрические исследования проводились с самолета типа АН-2, оборудованного аппаратурой, позволяющей одновременно с гамма-съемкой проводить аэромагнитные измерения. Приемником гамма-излучения служили кассеты, состоящие из 144 счетчиков ВС-9. Запись интенсивности излучения, магнитной съемки и регистрация высоты полета радиоальтиметром РВ-2 производились автоматически двумя самописцами. В процессе работ было проведено испытание сцинтилляционной приставки с кристаллическими счетчиками и нового высокочувствительного сцинтилляционного жидкостного аэрорадиометра [32].

Результаты аэрорадиометрических исследований показывают, что над известными нефтяными и газовыми месторожде-

ниями, как правило, наблюдается понижение радиоактивности, которое за пределами продуктивных площадей оконтуривается участками с более высокой радиоактивностью. Разница в перепадах интенсивности гамма-излучения над продуктивными площадями и законтурной частью обычно колеблется в пределах от 0,6 до 1–2 гамм и в редких случаях достигает 3 гамм.

Самолетная радиометрия является новым скоростным методом поисков, позволяющим в короткие сроки с минимальными затратами сил и средств обследовать огромные площади. Достаточно сказать, что одним самолетом АН-2 в течение полевого сезона (5–6 месяцев) можно покрыть аэрогаммасъемкой площадь в 50–60 тыс. км^2 [32].

Метод может быть использован для выявления перспективных площадей в новых неисследованных районах. Весьма значительны его возможности в проведении геологического картирования, прослеживании разломов, сбросов и контактных зон при исследовании закрытых районов или площадей с плохой обнаженностью, а также труднодоступных и отдаленных районов, где применение в широком масштабе любых наземных исследований ограничено.

Явным достоинством радиометрического метода является его простота, доступность, точность, охват больших территорий и получение результата в полевых условиях. Несмотря на это метод не нашел пока широкого применения. К недостаткам можно отнести потенциальную опасность облучения от радиоактивного эталона, которая в принципе, при соблюдении правил ТБ, очень мала.

6.6. Физико-химический метод

Метод заключается в измерении физико-химических показателей (pH и Eh) воды или водной вытяжки из горных пород. Важно, чтобы измерения были сделаны непосредственно в роднике, ручье, озере или в скважине, так как при длительном хранении отобранных проб показатели меняются. Современные мобильные приборы позволяют это делать с достаточной точностью.

Окислительно-восстановительный потенциал (ОВП) природных вод характеризуется широким диапазоном значений. Опытно-методическими работами разных организаций установ-

лено, что продуктивным площадям соответствуют аномально низкие значения Eh, располагающиеся в контуре нефтегазоносности. Эти аномалии на картах часто имеют зонально-кольцевую форму. В зонах вертикальной миграции УВ (разломные, трещиноватые) значения Eh еще ниже, чем в контуре нефтегазоносности.

Значения ОВП более 150 мВ отвечают окислительным геохимическим фациям. Интервал 100–150 мВ соответствует слабо восстановительным фациям, 0–100 – восстановительным фациям, а значения ниже 0 мв (отрицательные) – резко восстановительным фациям. Отрицательные значения ОВП означают наличие в воде растворенных углеводородов, водорода или сероводорода.

Положительным признаком нефтегазоносности считаются слабо щелочные и щелочные воды (pH = 8–10). «Аномальный характер pH в пределах нефтегазоносных структур… всегда выше, чем в пределах непродуктивных. Если для первых $pH \geq 8$, то для вторых обычно $pH \leq 8$. Градиент изменения pH с глубиной также существенно больше в надпродуктивных отложениях нефтегазоносных площадей» [33, с. 19].

6.7. Геотермический метод

Существование тепловых аномалий над месторождениями нефти и газа известно давно. Первоначально это связывали только с возможностью окисления УВ окружающими и подстилающими залежь водами, содержащими связанный кислород по следующим химическим уравнениям:

$$CH_4 + 2O_2 = CO_2 + 2H_2O + 210{,}8 \text{ ккал};$$
$$C_2H_6 + 3{,}5\ O_2 = 2CO_2 + 3H_2O + 368{,}4 \text{ ккал};$$
$$C_3H_8 + 5O_2 = 3CO_2 + 4H_2O + 526{,}3 \text{ ккал}.$$

Поэтому в зонах контакта залежей с подошвенными и законтурными водами образуется тепловой поток, который распространяется вверх по разрезу до самой поверхности. Это и обусловливает кольцевой эффект геохимических аномалий над месторождениями [39].

«В процессе тепловых съемок, проводившихся в 1977 г. В. И. Артеменко и Я. П. Маловицким с целью поисков нефтяных и газовых месторождений было зафиксировано повышение температуры в отложениях, перекрывающих залежь, от десятых долей до единиц градусов» [33, с. 23]. В месторождениях Прика-

спийской впадины, где глубина до фундамента составляет 25 км, отмечается очень высокое тепловое поле. Температура продуктивных пластов колеблется от 30 до 160 °С, что на 10–30 °С выше, чем в тех же литолого-стратиграфических аналогах на «пустых» структурах [30].

Тепловой поток, фиксируемый на поверхности, является, по-видимому, суммирующим результатом воздействия разных факторов, долю вклада которых разделить невозможно. С одной стороны, это влияние самих скоплений УВ, их взаимодействия с окружающими законтурными водами, с другой стороны – это тепловой эффект от воздействия вертикально мигрирущих УВ на окружающую минеральную среду. Наконец, образование бактериального фильтра в подошве зоны АВГО может происходить в результате химического взаимодействия УВ с кислородсодержащими водами и породами в зоне АВГО.

По данным А. С. Анциферова [37], приконтурные воды Ярактинского месторождения характеризуются повышенными напорами (203 МПа) и температурами (на 3–4 °С) по сравнению с газовой частью залежи. Аномальное тепловое поле над законтурными водами может быть вызвано также экзотермическими реакциями окисления УВ и, возможно, деятельностью микрофлоры.

Все эти причины обусловливают интенсивный конвективно-диффузионный массоперенос УВГ над контактовыми зонами (ВНК, ГВК) вверх по разрезу. Это явление получило в геохимической литературе образное название «труба дегазации», объясняющее кольцевую конфигурацию газовых аномалий над месторождениями.

Работами микробиологов было установлено, что формирование тепловых аномалий над месторождениями обусловлено не только восходящим потоком УВ от залежей, но и образованием в зоне АВГО бактериального фильтра. Известно, что при прямом окислении метана до углекислого газа и воды выделяется 210,8 ккал энергии (см. выше). При бактериальном окислении метана выделяется 195 ккал [29]. Разница уходит на обеспечение жизнедеятельности бактерий. Таким образом, в результате формирования над нефтегазовыми месторождениями бактериального фильтра одновременно образуется тепловая аномалия. Заметим, что эта тепловая аномалия формируется в приповерхност-

ных отложениях и также имеет кольцевой характер. То есть бактерии поселяются там, где больше УВ.

Режимные наблюдения в скважинах на одном из газонефтяных месторождений показали, что «максимальные значения численности клеток метанотрофов и температуры зафиксированы над контуром нефтегазоносности в июне на глубине 4 м и в октябре – на глубине 6 м. Превышение температуры составило 3 °С» [29, с. 49].

На Братском газоконденсатном месторождении в процессе приповерхностной геохимической съемки, проведенной Иркутским университетом в 1980–1982 гг., по результатам замеров температур в сейсмоскважинах на глубине 5 м зафиксирована геотермическая аномалия (6 °С при фоне 4 °С), приуроченная к зоне ГВК. Превышение температуры составило 2 °С.

Примеры повышенного теплового поля по периферии залежей можно увидеть также на других месторождениях. Так, на Оренбургском газоконденсатном месторождении [36] пластовая температура в своде структуры всегда меньше, чем на крыльях при любой глубине замеров. По подсчетам авторов, на абсолютной отметке –500 м температура (°С) в сводовой части структуры в среднем равна 16,21 °С, а на крыльях 18,42; на отметке – 1500 м, соответственно, 27,10 и 28,65; в кровле продуктивной толщи – 27,39 и 31,94 °С.

Геотермическую съемку, не связанную с бактериальным фильтром, т. е. на площадях с неизвестной нефтегазоносностью, проводят обычно по сейсмоскважинам до закладывания взрывчатки на одной и той же глубине, но не менее 5 м. Это делается для того, чтобы избежать влияния сезонной мерзлоты. Можно использовать и старые сейсмоскважины, если они не осыпались. Для замеров температур используются электронные термометры с точностью измерений 0,01 °С. Строятся карты тепловых аномалий или карты распределения температур в изотермах. Изометричные или кольцевые аномалии соответствуют газовым и нефтегазовым залежам, линейные – глубинным разломам. Ошибки интерпретаций могут быть связаны только с геотермальными источниками.

В Сибири обнаружение тепловых аномалий при производстве площадных геохимических съемок возможно визуальными наблюдениями за снежным покровом беспилотниками или квадрокоптерами в начале и в конце зимы по локальному отсутствию снега.

Глава 7
МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОИСКОВ

Поскольку концентрация нефтяных углеводородов в атмосфере и на земной поверхности практически равна нулю, а в толщах горных пород она имеет некоторую величину, то теоретически неизбежен процесс выравнивания концентраций, осуществляющийся вертикальной миграцией углеводородов из осадочной толщи к земной поверхности.

Этот процесс рассеяния углеводородов в толщах горных пород происходит из различных скоплений углеводородов, будь то нефтегазовые залежи или незначительные концентрации углеводородов за их пределами. Естественно, что в первом случае миграционный поток будет более мощным.

Миграция газа из залежей, направленная к земной поверхности, обусловлена процессами фильтрации, прорыва, проскальзывания и всплывания газа. Основными видами миграции рассеянных углеводородов к поверхности являются фильтрация и диффузия, а также вынос углеводородов подземными водами в растворенном виде.

Движущей силой диффузии является разность концентраций, которая направлена в сторону их выравнивания. Диффузионное проникновение газов и жидкостей происходит через сплошную массу породы, даже если отсутствует всякая проницаемость. Наиболее легко осуществляется диффузия газообразных низкомолекулярных веществ. Самым подвижным является гелий, из углеводородных газов – метан. Чем выше молекулярный вес углеводородов, тем меньше скорость диффузии. Масштабы диффузии углеводородов сильно зависят от диффузионной проницаемости пород, через которые мигрируют газ или нефть. Основной вектор диффузионной миграции направлен субвертикально вверх.

Движущей силой фильтрации является разность давлений. Поэтому миграция направлена из области высоких давлений в

область низких давлений и происходит по системам сообщающихся пор и трещин, обычно по природным резервуарам, из погруженных областей (впадин) в приподнятые (поднятия). Скорость фильтрации значительно выше скорости диффузии. Основной массоперенос углеводородов в нефтегазоносных бассейнах происходит фильтрационным путем по природным резервуарам. В местах их пересечения с разрывными нарушениями миграционный поток может изменить направление на субвертикальное.

После формирования залежей сразу же начинается противоположный процесс – рассеяние УВ, их передвижение, фильтрационно-диффузионный массоперенос вверх по разрезу. Скорость вертикального «потока» меняется скачкообразно, увеличиваясь в проницаемых пластах (песчаниках) и замедляясь в непроницаемых (глинах) или слабо проницаемых (алевролитах) слоях.

Таким образом, над каждой залежью (месторождением) формируется восходящий ореол рассеяния УВ и неуглеводородных компонентов, который в приповерхностных отложениях может быть зафиксирован геохимическими методами в виде газовой или битумной аномалии. В его пределах развиваются углеводородокисляющие бактерии, восстанавливаются окисные соединения пород, формируется тепловой поток, изменяется состав подземных вод и т. д. Это и является теоретической и методологической основой существования и развития геохимических методов в нефтегазовой геологии.

В зависимости от способов обнаружения вертикального потока углеводородов или процессов его воздействия на окружающие объекты (породы, воды и т. д.) различают следующие разновидности геохимических методов: газовый, битумный, гидрогеохимический, литогеохимический, радиометрический, микробиологический, фитогеохимический, геотермический, а также метод ОВП. Два из этих методов являются прямыми методами прогноза и поисков, остальные – косвенные (см. гл. 5 и 6).

Все виды геохимических съемок основаны на выявлении аномальных зон концентраций или значений на общем фоне геохимического поля.

7.1. Геохимические методы поисков как разновидность геологоразведочных работ

Геохимические поиски нефти и газа (ГПНГ) – это часть комплекса геологоразведочных работ, направленных на выявление и оценку перспектив нефтегазоносности. Они основаны на изучении пространственных закономерностей распределения полей концентраций химических элементов и соединений, главным образом углеводородных газов, в верхних слоях осадочного разреза.

При проведении геологоразведочных работ главным требованием является достижение наилучших результатов при наименьших затратах. В настоящее время установлено, что применение геохимических методов на региональном и поисковом этапах способно обеспечить выполнение этого требования. Действительно, геохимические методы являются наименее затратными по сравнению с геофизическими работами и тем более с бурением. К тому же они дают прямую информацию о нефтегазоносности недр, чего не могут дать другие методы, особенно на ранних этапах ГРР.

С другой стороны, относительная дешевизна ГПНГ приводит на практике к выхолащиванию истинных возможностей геохимических поисков, низводя их до проведения поверхностных съемок на небольших площадях одним-двумя методами, но зато с наименьшими затратами. Особенно опасно, когда геохимическими съемками занимаются дилетанты. Это приводит к дискредитации методов ГПНГ.

Выявленные на поверхности геохимические аномалии обязательно должны быть проверены колонковым бурением, чтобы подтвердить их глубинное происхождение и доказать их приналежность возможным залежам. В этом случае удорожание работ будет гарантировать высокое качество геохимического прогноза и позволит сэкономить средства на уменьшении объемов геофизических работ и количества «пустых» скважин.

Специфика геохимических поисков нефти и газа

Накопленный опыт дает основание рассматривать ГПНГ как совокупность организационных, методических и технических средств, способных в комплексе с геологическими и геофизическими исследованиями эффективно решать основную задачу

регионального и поискового этапов ГРР – прогноз нефтегазоносности недр опоискованных площадей до постановки глубокого бурения [27].

Геохимические поиски нефти и газа – это разновидность геологоразведочных работ, направленных на выявление и оценку перспектив нефтегазоносности площадей (региональных и локальных элементов нефтегеологического районирования) на основе изучения закономерностей пространственной изменчивости полей концентраций химических соединений (главным образом углеводородных), типоморфных элементов и микроорганизмов в изучаемой части стратисферы, гидросферы и атмосферы [27, с. 85]. Осмысливая вышеприведенную формулировку, следует отметить, что геохимия атмосферы не имеет поискового значения на нефть и горючий газ, так как это очень подвижная газовая система, хотя и самая крупная на Земле. Главное внимание при ГПНГ уделяется изучению полей концентраций неглубоко залегающих (от поверхности до 600 м) горизонтов осадочного выполнения НГБ, а также водоносных пластов, в них присутствующих.

В отличие от других видов ГРР геохимические поиски нефти и газа базируются на изучении пространственных закономерностей и эволюции, преимущественно, газовых полей. Ни одна ветвь геологии или геофизики этим не занимается. Специфичность этих полей, как объекта изучения, накладывает определенный отпечаток на теоретическую, информационную и методическую базу геохимических поисков, придавая им некоторое своеобразие.

Главными особенностями, определяющими специфику ГПНГ, являются [12]:

– *вероятностный характер результатов исследований* – в отличие от производства материальных ценностей результаты ГПНГ могут либо превысить все ожидания, либо привести к незначительному эффекту;

– *уникальность геохимического исследования* в связи с невозможностью его адекватного повторного воспроизведения, вследствие:

1) конечного веса (объема) и ограниченных возможностей применения методик и нормативных материалов;

2) неповторимой индивидуальности исследователя-интерпретатора, осуществляющего проверку геологических предположений путем их сопоставления с результатами полевых и лабораторных наблюдений;

3) трудности и зачастую невозможности восстановления эволюции и условий процесса, приводящего к появлению аномальных полей концентраций;

– *сложность и комплексность полевых и лабораторных исследований,* предъявляющих повышенные требования к технике исследований и специалистам геохимической службы (их способности, профессиональной квалификации); осложняющим фактором является отсутствие способов оценки экономического эффекта от полевых и лабораторных работ;

– *кооперирование и специализация исследований,* вытекающие из единства территории и объекта поисков при геохимических и геофизических работах на нефть и газ, особенно в случае, когда поиски осуществляются несколькими специализированными предприятиями;

– *масштабность и трудоемкость исследований* вследствие значительных, часто разобщенных территорий, расположенных в разных геологических и климатических зонах, что приводит к реализации основных объемов работ в течение длительного времени;

– *стадийность исследований* вследствие необходимости проведения поисковых работ в целесообразной последовательности для обеспечения принципа: «результаты предшествующих исследований служат основанием для проведения последующих работ»;

– *одновременно научный и производственный характер исследований* в связи с необходимостью непрерывного совершенствования теоретической, методической и организационной основ ГПНГ.

Геохимические поиски нефти и газа могут проводиться на всех стадиях региональных, поисковых и разведочных работ и являются решающими для выбора мест заложения глубоких скважин, особенно на территориях моноклинального залегания осадочных пластов, где обычные геофизические работы оказываются недостаточно эффективными.

Проектирование и организация геохимических поисков

Основным документом для проведения геохимических поисков является проект, составленный в соответствии с государственным стандартом на проведение ГРР на нефть и газ, геолого-техническим заданием, сметой на производство работ и прочими нормативными документами, дающими право на проведение работ.

Особенностью ГПНГ является многоэтапность и последовательность технологического процесса их производства, что и отражается в проекте [33]:

1) изучение геологических, ландшафтных и экономических особенностей района работ;
2) разработка технического задания;
3) составление проектно-сметной документации;
4) подготовка к полевым работам;
5) полевые работы;
6) ликвидация полевых работ;
7) химико-аналитические работы;
8) камеральные работы;
9) подготовка, оформление и защита отчета.

Деление технологического процесса ГПНГ по этапам в некоторой степени условно. На практике вышеперечисленные этапы по времени и участкам работ совмещаются, перекрываются или выполняются параллельно. При этом к содержанию каждого этапа предъявляются определенные требования, которые также оговорены в проекте. Это означает, что у каждого этапа есть конкретные цели и задачи, определено содержание работ, назначены конкретные штатные исполнители.

Геохимическая съемка. Площадные геохимические работы обычно проводятся в летнее время, благоприятное для проведения маршрутов и отбора проб воды, газа, грунта. Основным средством передвижения в таежных районах является водный транспорт. Начало работ не должно захватывать период весеннего половодья, так как в это время минерализация воды будет заниженной, а содержание органических веществ, гуминовых кислот будет завышенным. То же самое относится и к осеннему периоду. Получается, что оптимальное время полевых работ для

геохимической съемки – середина лета. В южных районах это – июнь, июль, август; в северных – июль).

Важным условием проведения полевых работ является отсутствие возможности загрязнения геохимических проб углеводородами. Это означает, что передвижение по рекам осуществляется без применения моторного транспорта, либо в отряде существует строгое разграничение обязанностей: тот, кто занимается отбором проб, не допускается к механизмам, канистрам, бочкам. То же самое требование касается условий хранения и транспортировки проб.

При производстве региональных маршрутов или площадных работ передвижение геохимического отряда происходит по главной реке района работ. Пробы воды, газа, грунта берутся через 5 км при масштабе работ 1:500 000 и через 2 км при масштабе 1:200 000. Строгие интервалы между пробами не обязательны. Точки опробования должны быть приурочены к устьям рек и ручьев, впадающих в главную реку, как по правому берегу, так и по левому. Это обеспечивает равномерное расположение точек наблюдения (а самое главное, равномерное изучение геохимических полей). В устьях крупных притоков ставится лагерь, не только для того, чтобы произвести дегазацию накопившихся проб воды и гидрохимический анализ, но, главным образом, для того, чтобы совершить двухдневный или трехдневный геохимический маршрут вверх по этой речке для отбора проб. Принцип размещения точек отбора проб тот же самый, как и по главной реке. Таким образом, площадь работ покрывается точками наблюдения более или менее равномерно.

Скважинная геохимия. Под этим термином понимается комплекс геохимических исследований в скважинах. Это могут быть рекогносцировочные скважины при геохимическом картировании, глубиной 50 м, 100 м, 300 м и до 500 м и глубокие скважины до 2–3 км параметрического, поискового и разведочного назначения. Рекомендуемый комплекс геохимических работ: гидрохимическое изучение всех водоносных горизонтов, включая не только солевой состав воды, но и газонасыщенность ($см^3/л$), состав водорастворенного газа (в % об.), наличие и количество ароматических УВ (бензол, толуол, ксилолы, этилбен-

зол). В керне или шламе изучают не только литологию, но и, главным образом, органический углерод, битуминозное вещество (битумоиды, битумы), свободные газы (ТВД), сорбированные газы (термодесорбция), газы закрытых пор (МД, ХД).

Таким образом, газообразные, жидкие и твердые углеродсодержащие вещества являются главным объектом скважинной геохимии. Об этом написано огромное количество специальной литературы, которую невозможно охватить в настоящем учебном пособии. Данной темой занимаются все научно-исследовательские институты нефтегазового профиля.

Эффективность геохимических методов

Успешность любого метода прогноза, поисков, разведки или разработки зависит от его научной обоснованности, комплексности, качества работы исполнителей, достоверности получаемых результатов и от многих других показателей. Иначе говоря, эффективность метода – это интегральный показатель успешности слагающих его компонентов, что относится к любому методу геологоразведочного процесса.

У геохимических методов эффективность может быть экономической и геологической. Экономическая эффективность вряд ли может быть подсчитана, так как при производстве и окончании работ должно быть достигнуто получение высокой прибыли при малых затратах сил и средств. Оценить это невозможно, так как в производстве ГРР участвует несколько методов, коллективов и организаций. И оценить долю каждого метода весьма затруднительно. К тому же национальные валюты весьма неустойчивы.

Ниже рассмотрим геологическую эффективность геохимических методов на примере некоторых площадей и участков, на которых были проведены работы и получены конечные результаты как положительные, так и отрицательные (табл. 20).

Таблица 20

Оценка эффективности прогноза нефтегазоносности некоторых районов Восточной Сибири и Дальнего Востока геохимическими методами [5]

Район	Площадь, объект	Скважина	Виды ГПНГ	Прогноз по ГПНГ	Результаты бурения
Братский	Братское ГКМ	–	опытно-методич.	положительный	залежь УВ
	Сосновская	158	поисковые	отрицательный 1988	вода
	Ярская	289, 290	поисковые	отрицательный 1988, 2009	вода
	Снежинская	1	поисковые	отрицательный 1988, 2009	вода
	Харанжинская	1	поисковые	отрицательный 1988	вода
	Октябрьская	–	поисковые	отрицательный	вода
	Атубская	–	поисковые	отрицательный	вода
	Антоновская	Родионовская	поисковые	отрицательный	вода
Якутия	Якутский выступ	–	опытно-методич.	отрицательный	вода
	Таас-Юряхская	–	опытно-методич.	положительный	залежь УВ
	Среднеботуобинское м-е	Восточный блок	региональные	положительный	залежь УВ
	Пеледуйский	–	региональные	положительный	залежь УВ
	Талаканское ГКМ	–	региональные	положительный	залежь УВ
	Чаяндинское НГКМ	–	региональные	положительный	залежь УВ
	Агалинское	–	региональные	положительный	залежь УВ

Окончание табл. 20

Район	Площадь, объект	Скважина	Виды ГПНГ	Прогноз по ГПНГ	Результаты бурения
НБА	Верхнечонское м-е	–	опытно-методич.	положительный	залежь УВ
	Даниловское м-е	–	опытно-методич.	положительный	залежь УВ
	Дулисьминское м-е	–	опытно-методич.	положительный	залежь УВ
	Ярактинское м-е		опытно-методич.	положительный	залежь УВ
	Тэтэрское поднятие	278	прогнозно-рекогносциров.	положительный	приток УВ
		279		отрицательный	вода
АЛС	Бельская	–	региональные	положительный	нет данных
	Верхне-Катангская	3	региональные	положительный	подтверждено
	Заславская	–	поисковые	положительный	нет данных
	Заярская	–	региональные	положительный	нет данных
	Катская	–	региональные	в работе	нет данных
	Нижне-Илимская	–	региональные	в работе	нет данных
	Рудногорская	3, 165, 1-Ял	региональные	положительный	подтверждено
	Усть-Кутская	–	региональные	положительный	нет данных
Дальний Восток	Зее-Буреинская впадина	–	прогнозно-рекогносциров.	положительный	нет данных
Монголия	Вост. Гоби, м-е Дзун-Баин	–	прогнозно-рекогносциров.	положительный	месторождение

7.2. Стадийность и комплексирование геохимических методов поисков нефти и газа

Стадийность. По целевому назначению и характеру решаемых задач геохимические исследования целесообразно объединить в четыре класса: региональные, прогнозно-рекогносцировочные, поисково-оценочные и детальные [12; 27; 34].

Региональные исследования проводятся с целью оценки потенциальной нефтегазоносности и прогнозно-геохимического районирования крупных территорий на основе изучения геохимической специализации пород осадочного выполнения НГБ (ВНГБ), структуры ПК химических элементов и компонентов, ОВ и микрофлоры, являющихся прямыми или косвенными показателями нефтегазоносности недр, с привлечением историко-генетического геолого-геохимического анализа формирования поля концентраций.

Прогнозно-рекогносцировочные геохимические исследования решают задачу выделения региональных элементов с аномальными характеристиками ПК для постановки поисково-оценочных геохимических работ или поискового бурения на площадях, перспективы нефтегазоносности которых подтверждаются рядом взаимодополняющих критериев нефтегазоносности.

Поисково-оценочные геохимические исследования обеспечивают выявление локальных объектов с аналогичными характеристиками ПК, оценку их нефтегазоносности и подготовку рекомендаций для заложения на перспективных площадях первых скважин поискового бурения.

Детальные геохимические исследования по технике и методике исполнения аналогичны поисково-оценочным ГПНГ. Однако их практическая направленность иная.

Детальные исследования применяются в случае сложного строения выявленных скоплений УВ на завершающей стадии поискового процесса, либо при разведочном бурении, когда может возникнуть необходимость в уточнении системы расположения и очередности бурения глубоких поисковых скважин. Поэтому целью детальных ГПНГ является оптимизация системы размещения и очередности бурения глубоких скважин в пределах продуктивных площадей со сложным характером распределения залежей.

Необходимость использования детальных геохимических исследований может возникнуть и на стадии разработки месторождений, например в случае проведения доразведки или появления каких-либо осложнений (утечки газа, повышение вязкости и плотности нефти, изменение конденсатного фактора и др.).

Рациональный комплекс. «Под рациональным комплексом и методикой ГПНГ понимается такое сочетание и последовательное выполнение отдельных видов геохимических исследований, которые приводят к наиболее эффективной оценке перспектив нефтегазоносности конкретного геологического объекта» [27, с. 108].

В процессе совершенствования геохимических методов поисков стало понятно, что использование всего списка методов нерационально, так как затратно и неэффективно. Всегда можно ограничиться минимальным набором методов, которые будут достаточно результативны в данном регионе для решения основных задач и приведут к положительным результатам.

Понятно, что основными методами прогноза и поисков должны быть прямые методы: газовый и битумный (нефтяной). Именно эти методы являются наиболее эффективными и именно им должно быть уделено внимание теоретиков, методистов и практиков для дальнейшего их совершенствования. Дополнительно с прямыми методами проверяется степень информативности косвенных методов, прежде всего гидрогеохимического, литогеохимического, поскольку углеводороды всегда находятся либо в воде, либо в породах, с ними контактируют, а значит и взаимодействуют.

В каждом конкретном геологическом регионе должны быть отработаны эталонные площади на месторождениях и заведомо известных бесперспективных участках максимальным набором методов, чтобы увидеть какие из них отражают наличие нефтяных и газовых залежей, а какие в этом регионе неэффективны. Параллельно с этим отрабатываются приемы отбора проб воды, газа, керна, шлама, грунта, снега с целью получения различной геохимической информации, опробуются варианты обработки полученных материалов, построения диаграмм, профилей и карт, совершенствуются методы интерпретации выявленных геохимических аномалий. Способы опробования и набор применяемых методов могут варьировать в зависимости от местных

геолого-географических условий, наличия лабораторной базы и кадров, а также квалификации исполнителей.

В настоящее время не существует общих методик геохимического опробования, утвержденных каким-либо органом и обязательных для исполнения. Поэтому результаты геохимических работ на соседних площадях не сопоставляются, если работы выполнены разными организациями из разных городов. Не существует также единого комплекса применяемых методов, так как это зависит от климатических особенностей региона и от возможностей организации, выполняющей работы. Например, использование методов почвенного или грунтового опробования в условиях Европейской России нецелесообразно вследствие высокой техногенной загрязненности поверхностных и грунтовых вод, а в условиях таежных районов Восточной Сибири эти методы достаточно эффективны. Или, например, если невозможно проводить водногазовую съемку в пустынной местности, то надо переходить на газогрунтовый вариант.

Таким образом, на первых этапах работы в новых территориях применяется расширенный комплекс методов: газовый, битумный, гидрогеохимический, литогеохимический, микробиологический и т. д. Каждый из этих методов имеет несколько разновидностей в зависимости от изучаемых объектов (атмосфера, вода, почва, снег, грунт, коренные породы) и способов опробования (свободные и сорбированные газы грунтов). Так, газовый метод может иметь следующие разновидности объектов опробования:

– приземный (надпочвенный) воздух,
– почвенный газ,
– грунтовый газ,
– газ, растворенный в воде,
– свободный газ, выходящий из-под воды в реках, озерах,
– свободный газ из скважин (сейсморазведочных, питьевых, геохимических, гидрогеологических, картировочных и пр.),
– газ, сорбированный снегом,
– газ из керна,
– газ из шлама.

Каждая разновидность опробования может подразделяться в зависимости от способа получения газа для исследования. Так, опробование грунтовых газов может производиться путем откачки воздуха с забоя шнековых скважин (например, сейсмораз-

ведочных или электроразведочных) и способом дегазации шлама. В свою очередь, газ из шлама (или из керна) можно извлечь: свободный – методом ТВД, газ закрытых пор – методом МД.

Как видно из приведенных примеров, набор возможных методов, методик и вариантов их применения настолько велик, что перед любым исследователем, занимающимся ГПНГ, встает вопрос о выборе рационального комплекса прямых и косвенных геохимических методов, применительно к условиям конкретного района работ. Многолетний опыт работ в различных районах Амурской и Иркутской областей, Красноярского края, Монголии и Якутии позволяет рекомендовать рациональный комплекс методов, отображенный в (табл. 21).

Рациональный комплекс методов ГПНГ должен удовлетворять следующим требованиям:

– включать наиболее информативные в данном регионе методы,

– включать минимальное число методов,

– учитывать лабораторные возможности организации-исполнителя,

– учитывать технические возможности организации исполнителя или заказчика,

– включать сравнительно простые, дешевые и экспрессные методы,

– проводить измерения некоторых геохимических показателей в полевых условиях.

Дополнительно к предложенному комплексу геохимических методов рекомендуются следующие операции.

– При изучении водорастворенных органических веществ и газов определять, кроме углеводородных и неуглеводородных газов, ароматические компоненты – бензол, этилбензол, толуол, ксилолы.

– При газокерновом опробовании колонковых скважин проводить ТВД бурового раствора. В случае бурения скважин, глубиной 30 м и более, верхний интервал 0–10 м не опробовать, как наиболее подверженный влиянию почвенных и атмосферных газов.

– Параллельно с газовой съемкой проводить водногелиевое опробование.

– Термометрическое зондирование приповерхностных отложений проводить на глубинах не менее 5 м, т. е. за пределами зоны переменных (сезонных) температур. Контрольные замеры необходимо повторять в 30 % точек наблюдения.

Таблица 21

Рациональный комплекс геохимических методов поисков залежей нефти и газа, рекомендуемый для районов юга Сибирской платформы (заимствовано из [19])

Метод	Объект опробования	Способ (вид) опробования	Способ обработки проб	Вид анализа
Газовый	Грунт, керн, вода Свободный газ	Газокерновый Водногазовый Отбор проб газа из скважин или водных объектов	ТВД и механическая дегазация, термовакуумная дегазация –	Хроматографический ---«--- ---«---
Битуминологический	Грунт, керн, шлам	Отбор проб из закопушек, скважин ручного и мотобурения, керна глубоких скважин	Дробление и истирание проб	Определение $C_{орг}$, люминесцентно-битуминологический
Литогеохимический	Грунт, шлам, керн	Отбор проб из закопушек, скважин ручного и мотобурения, керна глубоких скважин	Дробление и истирание проб	Спектральный, атомно-адсорбционный, нейтронно-активационный, pH, Eh
Гидрогеохимический	Вода	Отбор проб из естественных водопроявлений, скважин, колодцев	Консервация неустойчивых компонентов, экстракция ОВ	Сокращенный химический анализ в полевых условиях, pH, Eh, полный химический анализ воды, определение ОВ, атомно-адсорбционный
Термометрический	Грунт, коренные породы	Замеры температур в шнековых скважинах (сейсмоскважинах), глубоких скважинах с точностью 0,01 °С	–	–

– При газогидрогеохимическом опробовании рек и ручьев целесообразно включать в комплекс геохимических методов опробование русловых отложений на свободный газ (по опыту работ ВНИГРИ, ВНИИЯГГ, ИГУ).

Коэффициент термодинамической зрелости газов, описанный в следующей главе, хорошо работает при глубинном опробовании и на материалах газового каротажа. При интерпретации результатов поверхностной геохимической съемки использовать его надо с осторожностью, так как какая-то доля метана и водорода может иметь почвенное происхождение.

Комплексирование ГПНГ с другими видами геологоразведочных работ

Острая необходимость комплексирования традиционных геофизических методов с геохимическими методами возникает на территориях и акваториях со сложными сейсмогеологическими и геоэлектрическими условиями, региональной приуроченностью углеводородных скоплений к ловушкам неантиклинального типа, да еще и с мозаичным типом коллекторов. Главная задача геофизических методов заключается в поиске положительных структур, благоприятных для образования залежей нефти или газа. Однако выявленные ловушки чаще всего содержат воду. Поэтому только комплексное применение геофизических и геохимических методов позволяет прогнозировать нефтегазоносность не только на структурно-тектонической основе, но и осуществить количественную и качественную оценку углеводородного насыщения потенциально перспективных участков недр.

Опыт работ показывает, что аномалии, установленные по комплексу геофизических и геохимических признаков, как правило, интерпретируются более уверенно и однозначно. Геофизические методы хорошо фиксируют геометрию неоднородностей осадочного разреза и их физические свойства, а геохимические исследования дополнительно к этому позволяют обнаружить на поверхности и на некоторой глубине газовые ореолы, исходящие от залежей, и связанные с ними физико-химические явления или объекты, представляющие информацию о наличии углеводородов, их количестве и качественном составе [41].

На территориях НГБ, где выполняется комплекс геофизических и геохимических работ, эффективность поисковых работ существенно возрастает: повышается надежность прогноза перспективных ловушек, более достоверно оцениваются перспективы нефтегазоносности, локализованные ресурсы УВ, повышается привлекательность подготавливаемых объектов для недропользователей.

Широкие возможности повышения результативности ГРР на нефть и газ заключаются в организации повсеместного и обязательного комплексирования геохимических методов с сейсморазведкой, электроразведкой и глубоким бурением. Этой проблеме было посвящено специальное совещание «Эффективность и целесообразность применения наземных геохимических методов при проведении региональных и поисковых работ на нефть и газ на территории Российской федерации» под председательством академика А. Э. Конторовича (Новосибирск, 25–26 мая 2005 г.). Совещание было очень широким по представительности и темам представленных докладов. Заслушав и обсудив более ста докладов, оценив достоинства и недостатки существующих геохимических методов, совещание в своем решении делает следующий вывод: «Опираясь на мировой и отечественный опыт, совещание считает совершенно необходимым комплексирование региональных и поисково-оценочных геофизических работ, в первую очередь сейсморазведки, и наземных или дистанционных геохимических исследований, что существенно повысит их эффективность. Особо благоприятными для проведения геохимических съемок при поисках углеводородов признаны условия в акваториях России» [46, с. 7].

С тех пор, выдавая лицензии недропользователям, Министерство природных ресурсов и экологии РФ и его региональные подразделения рекомендуют на стадии региональных и поисково-оценочных работ предусматривать геохимические поиски совместно с сейсморазведкой. Это можно делать как на этапе полевых работ, так и при камеральной обработке полученных материалов. На уровне полевых работ такое комплексирование в некоторых прогрессивных компаниях (в основном, частных) проводится не только на этих этапах, но даже и на разведочном.

В «Сибирской геохимической компании» комплексирование ГПНГ с сейсморазведкой проводится в определенной последовательности операций (рис. 27).

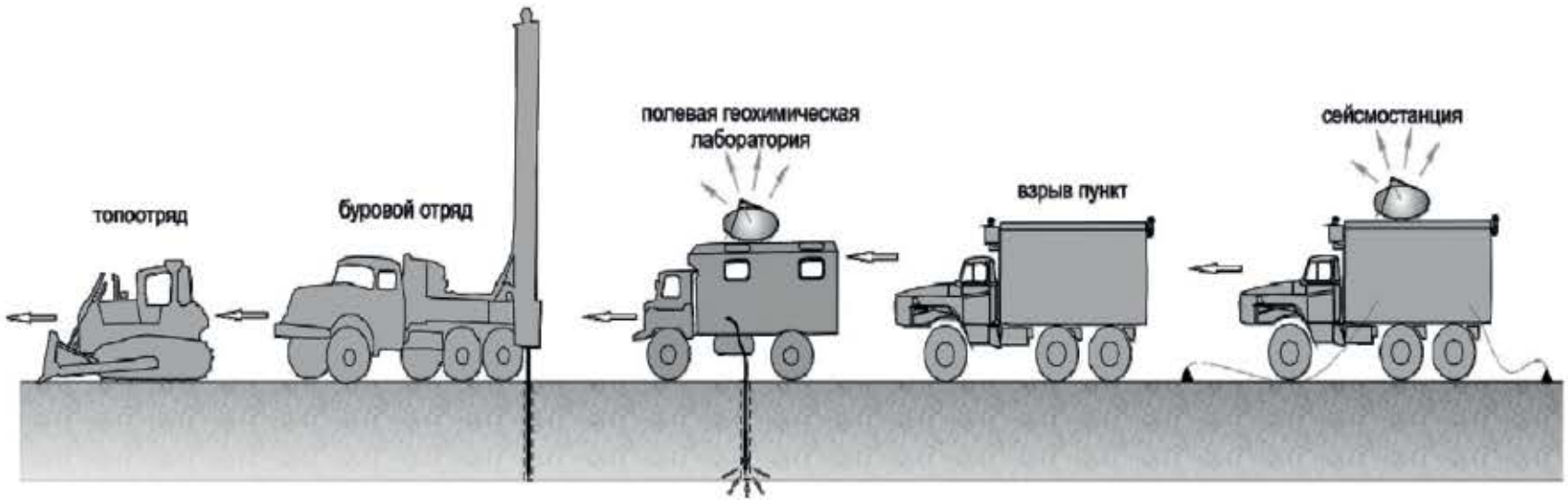


Рис. 27. Последовательность операций при комплексировании геохимических и геофизических работ [5]

В зимний период передвижная геохимическая лаборатория входит в состав сейсморазведочного отряда и передвигается по сейсмопрофилям. После бурения скважины геохимики отбирают образец призабойного шлама для определения концентрации и типа битума (ЛБА) и производят откачку призабойного газа для последующего анализа.

Комплексирование геохимических методов возможно и с геологическим, и с гидрогеологическим картированием, особенно если эти съемки проводятся на территориях, потенциально перспективных на нефть и газ.

Геохимические исследования полезно проводить в скважинах любого назначения, а также в подземных сооружениях (подвалах, холодильниках, штольнях, шурфах, гаражах, электростанциях), в которых высока вероятность накопления опасных газов (CH_4, CO_2, H_2S), приводящих к гибели людей.

Таким образом, существует два вида комплексирования: 1) внутри геохимических методов между собой; 2) геохимических методов с другими видами геологоразведочных работ, прежде всего с геофизическими методами.

Результат прогноза нефтегазоносности и поиска локальных объектов на основе ГПНГ может быть положительным и отрицательным. По некоторым данным положительные геохимические прогнозы подтверждаются глубоким бурением (открытием новых залежей и месторождений) в 75–80 % случаев, отрицательные – в 100 % [30].

7.3. Геохимические поисковые показатели газов и их геологическая интерпретация

Четкие различия состава рассеянных газов пород в продуктивных пластах, подстилающих и перекрывающих отложениях, в контуре месторождений и за контуром, в продуктивных и непродуктивных скважинах позволили разработать геохимические показатели, указывающие на связь состава газов с продуктивностью отложений.

Коэффициент «сухости» газов. Вычисляется как отношение концентрации метана к сумме концентраций всех гомологов метана, присутствующих в составе газа:

$$К_с = CH_4 / C_2–C_6.$$

Если список гомологов метана неполный, например, заканчивается на пентане, это отражается в формуле: $К_с = CH_4 / C_2–C_5$. (поясним, что C_2 означает этан, т. е. C_2H_6, а C_5 означает пентан, т. е. C_5H_{12}).

Этот показатель давно используется в нефтегазовой геохимии. Сначала предлагался коэффициент «жирности», как отношение суммы тяжелых УВ к метану. Его величина всегда была меньше единицы и поэтому оказалась неудобной в использовании. Установилось следующее понимание величины коэффициента «сухости» по отношению к газу, полученному из скважин:

– при $К_с = 10$ и более – газ «сухой», принадлежит газовой залежи; если значение $К_с$ значительно больше 10 (сотни, иногда тысячи), значит газ по составу чисто метановый, с незначительной примесью этана, редко пропана;

– при $К_с = 7–8$ – газ из газоконденсатной залежи, «полусухой»;

– при $К_с = 5–6$ – газ попутный, «жирный», спонтанно выделяющийся из нефти в газоконденсатнонефтяной залежи;

– при $К_с = 3–4$ – газ, растворенный в нефти, «очень жирный», принадлежит нефтяной залежи без газовой шапки, либо выделенный из нее принудительно.

При производстве газовой съемки $К_с$ изученных проб газов всегда заметно суше, чем газ из скважин потому, что он прошел длительный путь вертикальной миграции, в результате которой соотношение между метаном и тяжелыми углеводородами меняется в пользу метана, как более миграционно способного и менее подверженного окислению (табл. 22).

Таблица 22

Сопоставление среднего состава поверхностного газа с пластовыми газами Верхнечонского месторождения

Тип газа	Состав газа, % объемные							Геохимические коэффициенты			
	CH_4	C_2–C_5	N_2	CO_2	H_2	O_2	He	$К_с$	$К_{зр}$	$К_б$	$К_п$
Поверхностный	65,22	3,12	15,2	0,54	1,01	2,0	0,11	21,1	65	0,63	1,49
Пластовый свободный	82,05	10,91	6,09	0,28	0,35	0	0,25	8,8	234	0,43	–
Пластовый попутный	74,20	22,89	1,78	0,68	0,14	0	0,016	3,2	530	1,79	–

Примечание: под поверхностным газом понимается газ, выходящий из залежи на поверхность в контуре месторождения.

Коэффициент зрелости газов. Выявленная ранее [16; 21] направленность эволюционного преобразования природных газов по стадиям генерация – миграция – аккумуляция, сопровождающаяся неизбежной метанизацией формирующихся газовых скоплений при одновременном снижении роли H_2, позволила рекомендовать для прогнозных и поисковых целей новый геохимический показатель – коэффициент термодинамической зрелости ($К_{зр}$) углеводородных газов, вычисляемый в виде отношения CH_4:H_2. В газах залежей он всегда имеет высокие значения ($n \times 10^2 - n \times 10\,000$), в рассеянных газах пород – низкие ($n \times (-0{,}1) - n \times 10$), а в водорастворенных – промежуточные. Теоретическое обоснование коэффициента зрелости газов подробно изложено в работах [20; 21].

Величина $К_{зр}$ зависит от типа газа, литологии вмещающих отложений, глубины, характера продуктивности, запасов газа в залежах и от других взаимосвязанных факторов. В разных месторождениях и в разных залежах величина коэффициента зрелости заметно различается и это связано с существующими различиями термодинамических условий, весь список которых может быть даже не известен. Установлена явная зависимость: чем больше объем залежи, тем больше величина $К_{зр}$.

Например, в свободных газах Среднеботуобинского месторождения Якутии наблюдается зависимость величин $К_{зр}$ не только от глубины, но и от запасов газа в залежах: в ботуобинской промышленной залежи $К_{зр}$ равен 642, выше по разрезу в осинской непромышленной залежи – 274. На крупных месторождениях – Аянском, Верхневилючанском, Ковыктинском, Чиканском величина $К_{зр}$ превышает 1000, а коэффициент сухости при этом может быть любым, так как он зависит только от фазового состояний залежи (табл. 23).

Таблица 23

Сопоставление величин коэффициента сухости и коэффициента зрелости в свободных и попутных газах некоторых месторождений Сибирской платформы

Месторождение	Горизонт, пласт	$К_с$	$К_{зр}$
Атовско-Шамановское	парфеновский	11,5	1242
Аянское	верхнетирский ярактинский	5,7 10,0	1646 1261
Братское	парфеновский	9,7	428
Верхневилючанское	харыстанский	19,2	2190
Верхнечонское	осинский (4) устькутский (2) преображенский (3) верхнечонский+ КВ (15)	13,2 13,3 7,7 14,5	660 891 632 240
Даниловское	осинский непская свита	4,1 5,3	602 299
Дулисьминское	осинский (2) ярактинский (7)	5,7 7,6	384 1255
Ковыктинское	парфеновский	15,4	1535
Марковское	парфеновский	6,6	266
Оморинское	камовский	7,6	439
Преображенское	преображенский нижнемотский	7,8 11,8	914 474
Собинское	ванаварский-2	7,8	198
Среднеботуобинское	осинский ботуобинский	11,5 10,6	274 642
Чиканское	боханский	28	1049
Ярактинское	ярактинский (14)	7,7	1326

Примечание: числа в скобках – известное количество образцов.

Величина $К_{зр}$ существенно различается в рассеянных газах пород и свободных газах продуктивных пластов. Так, на Братском месторождении она составляет, соответственно, 0,3 и 428, на Ярактинском – 3,1 и 307, на Преображенском – 6,5 и 212, на Нижнехамакинском – 0,2 и 727.

В осадочном разрезе любого месторождения коэффициент зрелости газов, как правило, увеличивается вниз по разрезу, достигая максимальных значений в интервалах продуктивных пластов. Эта закономерность фиксируется как по газам закрытых пор пород, так и по газам буровых растворов. В любом случае $К_{зр}$ отражает продуктивные пласты во много раз надежнее, чем $К_{с}$.

По территории месторождений величина $К_{зр}$ существенно дифференцируется и в продуктивном пласте, и в покрышке, и в вышележащем разрезе. Во всех случаях за пределами контура нефтегазоносности, особенно там, где коллектор отсутствует, коэффициент зрелости имеет минимальные значения (рис. 28, 29). В области законтурных вод его величина заметно возрастает, в нефтяном и газовом поле увеличивается на 1–2 порядка. Надежность прогноза значительно повышается, если наряду с рассеянными газами использовать водорастворенные и свободные.

Для водорастворенных газов юга Сибирской платформы можно выделить следующие ориентировочные значения величины $К_{зр}$, характеризующие степень перспективности площадей или отложений:

бесперспективные – до 7,
малоперспективные – от 7 до 30,
неясных перспектив – от 30 до 120,
перспективные – от 120 до 480 и
высокоперспективные – свыше 480.

В пластах-коллекторах природных резервуаров величина $К_{зр}$ рассеянных газов возрастает по мере приближения к залежи. На Ярактинском месторождении в законтурных водах продуктивного горизонта на расстоянии более 5 км от ВНК $К_{зр}$ в газах буровых растворов в среднем равен 43, на расстоянии 1–3 км от ВНК – 115, в нефти – 119, в газовой части залежи – 265, в зоне отсутствия коллектора – 35,5. В рассеянных газах пород, залегающих над продуктивным пластом, т. е. в покрышке, распределение $К_{зр}$ такое же (рис. 28). Из рис. 28 следует, что над месторождением

величина коэффициента зрелости достигает значений 100–150. За пределами контура нефтегазоносности величины $К_{зр}$ составляют единицы и первые десятки. Таким образом, в рассеянных газах перекрывающего комплекса пород над газовой и нефтяной частью залежи, а также над законтурными водами величина $К_{зр}$ максимальна, в зоне отсутствия коллектора – минимальна.

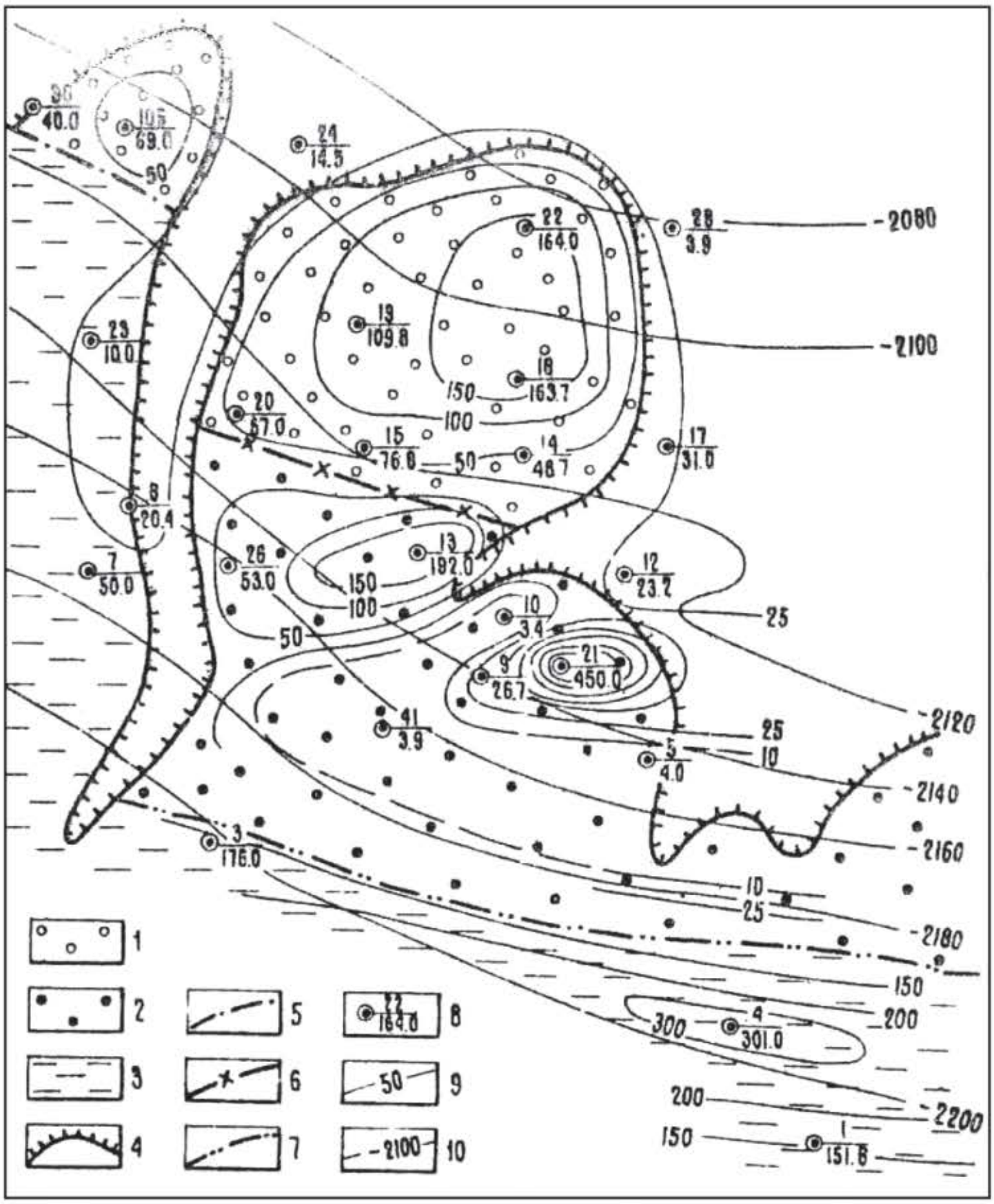


Рис. 28. Изменение коэффициента зрелости рассеянных газов пород нижнемотской подсвиты, перекрывающих нефтегазоконденсатную залежь в ярактинской пачке Ярактинского месторождения (по данным газометрии скважин):

1 – газ, 2 – нефть, 3 – вода, 4 – граница выклинивания коллектора, 5 – ГВК, 6 – ГНК, 7 – ВНК, 8 – глубокие скважины, в числителе – номер, в знаменателе – значение $К_{зр}$, 9 – изолинии $К_{зр}$, 10 – изогипсы кровли ярактинской пачки

В продуктивном пласте Ярактинского месторождения закономерности изменения величин $К_{зр}$ такие же, как и в покрышке, однако абсолютная величина этого коэффициента значительно возрастает и достигает значений 2 тыс. и более (рис. 29).

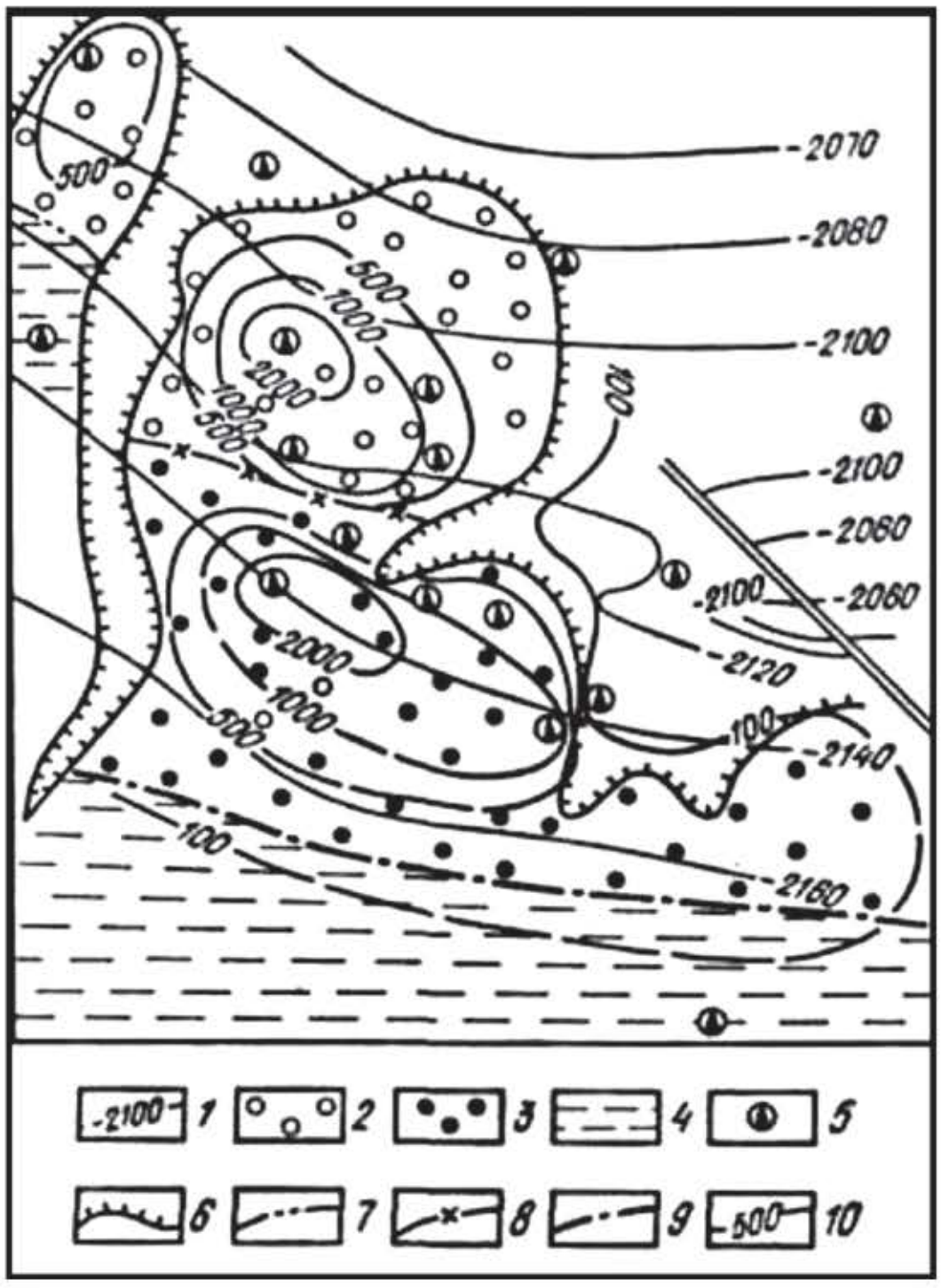


Рис. 29. Изменение величины $К_{зр}$
в свободных, попутных, водорастворенных и рассеянных газах
продуктивного пласта Ярактинского месторождения.

1 – изогипсы кровли ярактинской пачки; 2 – газ; 3 – нефть;
4 – вода; 5 – скважины, в числителе – номер, в знаменателе – величина $К_{зр}$;
6 – зона фациального замещения коллектора; 7 – ГВК;
8 – ГНК; 9 – ВНК; 10 – изолинии величины $К_{зр}$

На многочисленных примерах по Лено-Тунгусской НГП установлено, что величина $К_{зр}$ вполне определенна в различных типах газов (табл. 24). Она минимальна в изверженных породах фундамента и траппов, а также в почвах и грунтах, но максимальна в свободных газах месторождений.

Коэффициент зрелости был подсчитан также по литературным данным из различных районов мира по свободным и рассеянным газам газовых, нефтяных, угольных, рудных месторождений, каменных солей, щелочных массивов, изверженных и метаморфических пород кристаллических щитов, грязевых вулканов, гидротермальных источников, кварцевых жил, вулканических фумаролл, озерных илов, подводных вулканов и другим типам газов. В результате расчетов выяснилось, что из всех природных газов земной коры только концентрированные формы газов стратисферы обладают высокими (более 100) значениями $К_{зр}$. Среди них пониженные величины характерны для газов угольных бассейнов (136), затем следуют газы, растворенные в водах и нефтях месторождений (323) и, наконец, самые зрелые газы стратисферы – это свободные газы грязевых вулканов (373), газовых и газоконденсатных месторождений (6966).

Таблица 24

Средняя величина коэффициента зрелости в различных типах газов Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

Формы состояния газов	Типы газов	Объекты	$К_{зр} = CH_4/H_2$	Число данных
Концентрированные	Свободные	Газовые залежи	985	223
	Попутные	Нефтяные залежи	48	85
	Водорастворенные	Законтурные воды	94	206
Рассеянные	Водорастворенные	Поверхностные и приповерхностные воды (родники, ручьи, озера)	16,7	3537
		Буровые растворы скважин	10,7	7224
	Свободные и сорбированные (ТВД)	Почвы и грунты	0,01	146
		Осадочные породы	42,2	569
		Траппы	0,33	663
	Газы закрытых пор (МД)	Породы до глубины 30 м	0,02	3640
		Осадочные породы	1,6	881
		Траппы	0,4	42
		Породы фундамента	0,11	21

Таким образом, коэффициент зрелости установлен эмпирически на большом фактическом материале, теоретически подтверждается термодинамическими расчетами [21], проверен на

многих эталонных объектах и рекомендуется для использования в нефтегазопоисковой геохимии по результатам бурения структурных, геохимических, параметрических и поисковых скважин.

Бутановый и пентановый коэффициенты. В углеводородных газах, начиная с бутана, появляются изомеры, т. е. молекулы с одинаковым количеством атомов углерода и водорода, но с разным строением. В разных типах залежей эти газы (бутан и пентан) имеют разное соотношение изомеров (табл. 25).

Таблица 25

Характерные значения бутанового и пентанового коэффициентов в залежах разного фазового состояния

Коэффициенты	Залежи		
	нефтяные	газоконденсатные	газовые
$К_б = i\text{-}C_4H_{10} / n\text{-}C_4H_{10}$	0,1–0,8	0,6–1,0	0,8–2,1
$К_п = i\text{-}C_5H_{12} / n\text{-}C_5H_{12}$	0,1–1,5	0,8–1,9	1,0–2,4

При геохимических поисках или при поисковом бурении, пользуясь данными табл. 25 можно прогнозировать фазовое насыщение предполагаемых залежей.

Соотношение предельных и непредельных углеводородов. Известно, что в залежах предельные углеводороды (ПУВ) всегда преобладают над непредельными (НУВ). Чаще всего в газовых залежах непредельные УВ отсутствуют. В зоне активного газообмена с атмосферой и в интервалах неглубокого залегания органического вещества наблюдаются повышенные концентрации НУВ, более высокие, чем ПУВ. При наземных газовых съемках в пределах месторождений было установлено, что на продуктивных площадях абсолютная величина отношения ПУВ/НУВ всегда больше 1, а иногда на три порядка выше, чем на непродуктивных площадях. При построении региональных геохимических карт по этому показателю за аномальные значения принимаются точки, в которых ПУВ/НУВ ≥ 1.

Комплексный поисковый коэффициент. На основе принципиальных различий состава рассеянных газов продуктивных и непродуктивных толщ предлагается поисковый коэффициент

($К_п$), учитывающий также и степень термодинамической зрелости газов:

$$К_п = (CH_4 + ПУВ) \times К_с : (CO_2 + H_2 + N_2 + НУВ).$$

Поисковая значимость коэффициента основана на том, что свободные газы залежей обычно содержат больше УВ, чем рассеянные, поэтому, чем больше числитель и меньше знаменатель, тем выше степень эпигенетичности изучаемых газов, т. е. родства с залежью. Этот коэффициент значительно контрастнее коэффициента зрелости ($К_{зр}$). Например, на Ярактинском месторождении продуктивные и непродуктивные отложения отличаются по $К_{зр}$ в 8 раз, а по $К_п$ – в 19 раз. Еще больше эти различия по площади месторождения: внутри контура нефтегазоносности $К_п = 1{,}19$, а за контуром – 0,02, т. е. в 60 раз меньше.

Число гомологов метана (ЧГМ). Свободные газы скоплений во всех месторождениях мира характеризуются всегда последовательным набором УВ, концентрация каждого из которых убывает с ростом молекулярного веса. Особенно это касается месторождений Сибирской пластформы. В рассеянных газах такая последовательность наблюдается преимущественно в газах ореолов рассеяния от залежей. Отсюда следует, что важной характеристикой истинных газовых аномалий должно быть не только общее содержание (сумма) гомологов метана, но и их число, т. е. представительность всего спектра УВГ. Часто бывает так, что геохимическая аномалия, выделенная по концентрации, представлена только метаном и этаном (ЧГМ = 1). Такая аномалия не может считаться надежной и, следовательно, не имеет поискового интереса (надо заметить, что в чисто газовых залежах состав газа может быть представлен только одним метаном и совсем незначительным содержанием этана и пропана). Гораздо перспективнее аномалия (или аномальная точка), в которой УВГ представлены всем спектром УВ от метана до гексанов (ЧГМ = 8). Это обстоятельство позволяет при обработке и интерпретации результатов газовой съемки или газометрии скважин по буровому раствору или по керну использовать для построения карт в качестве геохимического показателя не просто сумму гомологов метана (в $см^3/кг$, $см^3/л$ или % об.), как это обычно делается, а число гомологов метана (ЧГМ), включая в

это число все индивидуальные изомеры. Карты и другие графические материалы, построенные по этому геохимическому показателю, отражают уже не поля концентраций УВГ, а поля эпигенетичных газов (миграционных), похожих по составу на свободные газы залежей.

Коэффициент восстановленности железа по Зиновьеву вычисляется по формулам:

$К = Fe^{2+}/ Fe^{3+} = 0–1$ (т. е. значения могут колебаться от 0 до 1) и

$$К = Fe^{2+}/ Fe_{общ} \times 100\ (\%).$$

Последняя формула употребляется в том случае, если окисное железо не определялось.

Смысл этого коэффициента заключается в том, что зона АВГО, в пределах которой проводятся площадные геохимические съемки, характеризуется окислительной геохимической обстановкой и железо, если оно там находится, присутствует в трехвалентной форме. В ореолах рассеяния железо восстанавливается до двухвалентного состояния под влиянием УВ. При этом цвет породы, в которой находится железо, меняется с красно-бурого на желтые, голубоватые и зеленоватые тона (см. рис. 24 в разд. 6.2).

Кроме перечисленных выше коэффициентов поисковое значение имеют следующие геохимические показатели:

– бескислородность газов (отрицательные аномалии или минимум O_2);

– отрицательные аномалии по водороду;

– пониженные значения Eh (менее 150 мв) и повышенные pH (более 8);

– положительные аномалии по CO_2 и He;

– повышенная (0,001 % и более) битуминозность пород и грунтов;

– обнаружение в газах, грунтах или породах легких ароматических УВ (бензол, толуол, этилбензол, изомеры ксилолов) свидетельствует о возможном присутствии нефти.

7.4. Структура ореолов рассеяния газов над залежами

Теоретической предпосылкой ГПНП является представление о субвертикальной миграции УВГ и других компонентов из залежей и образование над ними ореолов рассеяния. Необходимость изучения полей аномальных концентраций газов над залежами с целью разработки локальных геохимических показателей нефтегазоносности очевидна, однако механизм формирования ореолов рассеяния и их структура изучены пока еще недостаточно.

На юге Сибирской платформы изучены эталонные площади (месторождения), где проведен полный комплекс геологических, геофизических, гидрогеологических, промысловых исследований, накоплен богатый фактический материал, позволяющий не только изучать ореолы рассеяния УВ, существующие над залежами нефти и газа эталонных площадей (структуру, механизм, закономерности их формирования), но и вести прогноз залежей по набору геохимических показателей (см. разд. 7.3) на новых поисковых площадях. Детальные исследования структуры ореолов рассеяния газов над некоторыми месторождениями Иркутской области подробно рассмотрены в работах [18; 19].

Для суждения о структуре ореолов рассеяния газов над залежами можно использовать массовые материалы газометрии глубоких скважин.

В результате статистической обработки нескольких тысяч анализов ГБР по некоторым месторождениям юга Сибирской платформы, построения геолого-геохимических профилей через месторождения и карт на различных стратиграфических уровнях установлено, что ореолы рассеяния газов над месторождениями действительно существуют (рис. 30) и уверено прослеживаются до первого регионального литологического барьера (толщи каменных солей, глин, трапповых силлов).

Выше по разрезу субвертикальный поток газов сильно ослабевает и газовым каротажом фиксируется не всегда в силу его низкой чувствительности ($n \times 10^{-2}$–10^{-4} %). К сожалению, проследить распространение ореолов рассеяния газов до самой поверхности удается не всегда еще и потому, что газовый каротаж в верхней части разреза, как правило, не проводится. В разведочных скважинах, буривших в XX в., газовый каротаж начинался с глубины 500 м, а иногда и с 1000 м.

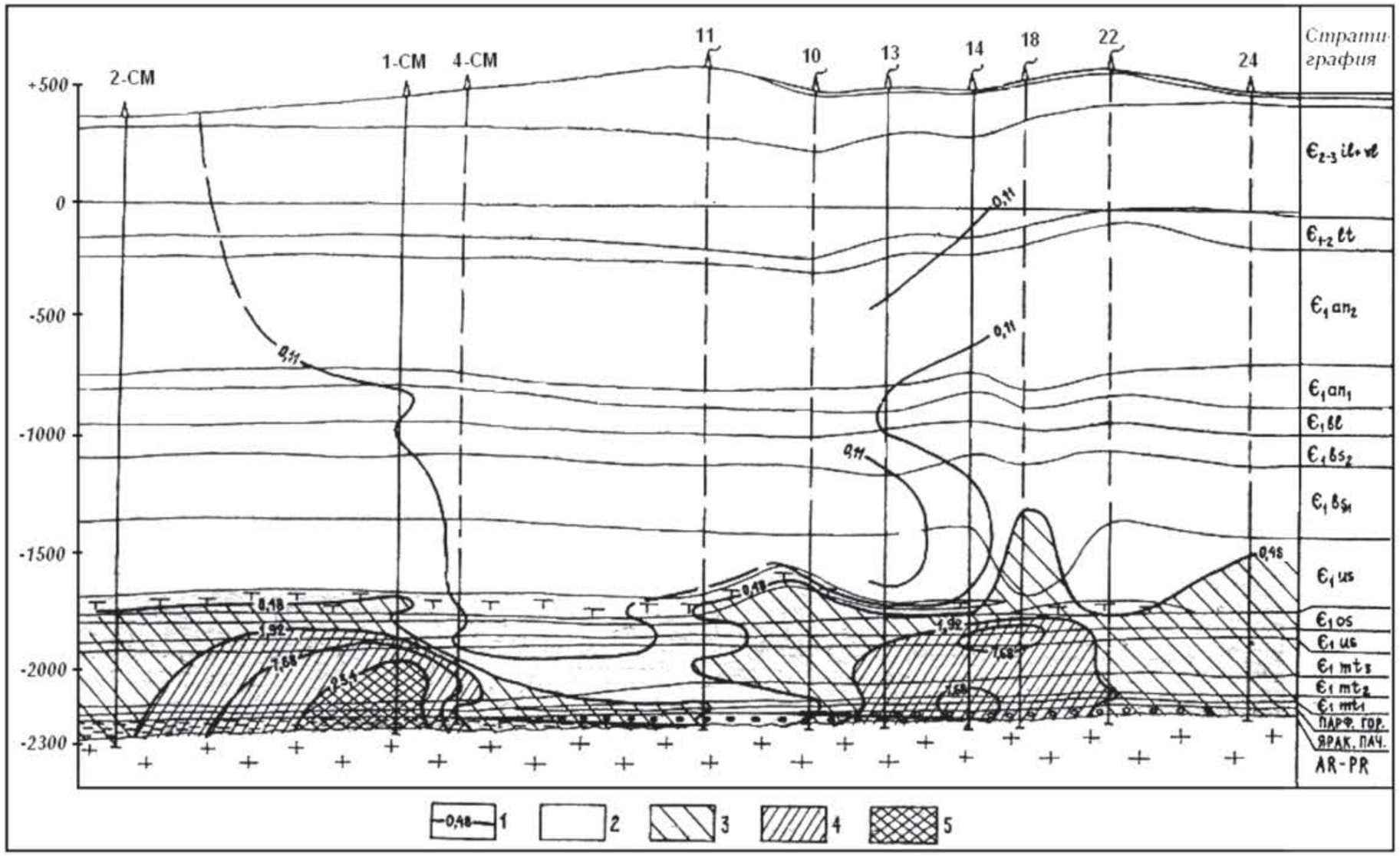


Рис. 30. Распределение концентраций гомологов метана в рассеянных газах осадочного разреза Ярактинского месторождения по данным газометрии скважин.

1 – изолинии концентраций гомологов метана, %
объемные; геохимические зоны распределения концентраций: 2 – менее 0,48; 3 – от 0,48 до 1,92; 4 – от 1,92 до 23,4;
5 – более 23,4 (пунктиром показаны интервалы глубин скважин, в которых газовый каротаж не проводился)

На Ярактинском месторождении аномальные концентрации гомологов метана (также как и метана) встречаются только в отложениях подсолевого комплекса. Даже в области повышенной проницаемости соленосных толщ и отсутствия трапповых силлов (скв. 14 и 18) они не распространяются выше осинского горизонта. Весь ореол рассеяния как бы прижат солями к низам осадочного разреза. Это, очевидно, объясняется тем, что каменная соль является миграционным барьером для тяжелых УВ в большей степени, чем для метана.

Самые высокие концентрации гомологов метана (более 7,68 % об.) наблюдаются в области приконтурных вод (ВНК, скв. 1-СМ). Над газовой частью залежи существуют две зоны аномальных концентраций, расположенных одна над другой в зоне ГНК. Одна расположена в газонасыщенной части ярактинской пачки, другая приурочена к осинскому горизонту. Такие же закономерности распределения аномальных концентраций характерны и для метана.

В области приконтурных вод (ВНК) содержание метана и его гомологов примерно в три раза выше, чем над газовой частью залежи. А над нефтью содержание газообразных УВ, особенно метана, резко снижается и достигает фоновых значений. Это объясняется хорошей растворимостью УВ-газов в нефти.

Наиболее «жирные» газы ($К_с$ менее 6) распространены в области приконтурных вод. «Сухие» газы развиты над газовым насыщением коллектора, а наиболее «сухие» – над траппами.

Структура ореолов рассеяния водорода и углекислого газа отличается от распределения УВ-газов. В аномально высоких концентрациях (более 0,32 % об.) водород присутствует только в рассеянных газах отложений солевого комплекса и непосредственно в осинском горизонте и в траппах. Самые низкие концентрации водорода (менее 0,08 % об., вплоть до полного отсутствия) характерны для большей части разреза над продуктивным полем залежи. В продуктивной части осадочного разреза Братского месторождения содержание водорода минимально в пределах залежи (менее 2,5 %), а за контуром ГВК возрастает по мере удаления до значений более 20 % (рис. 31).

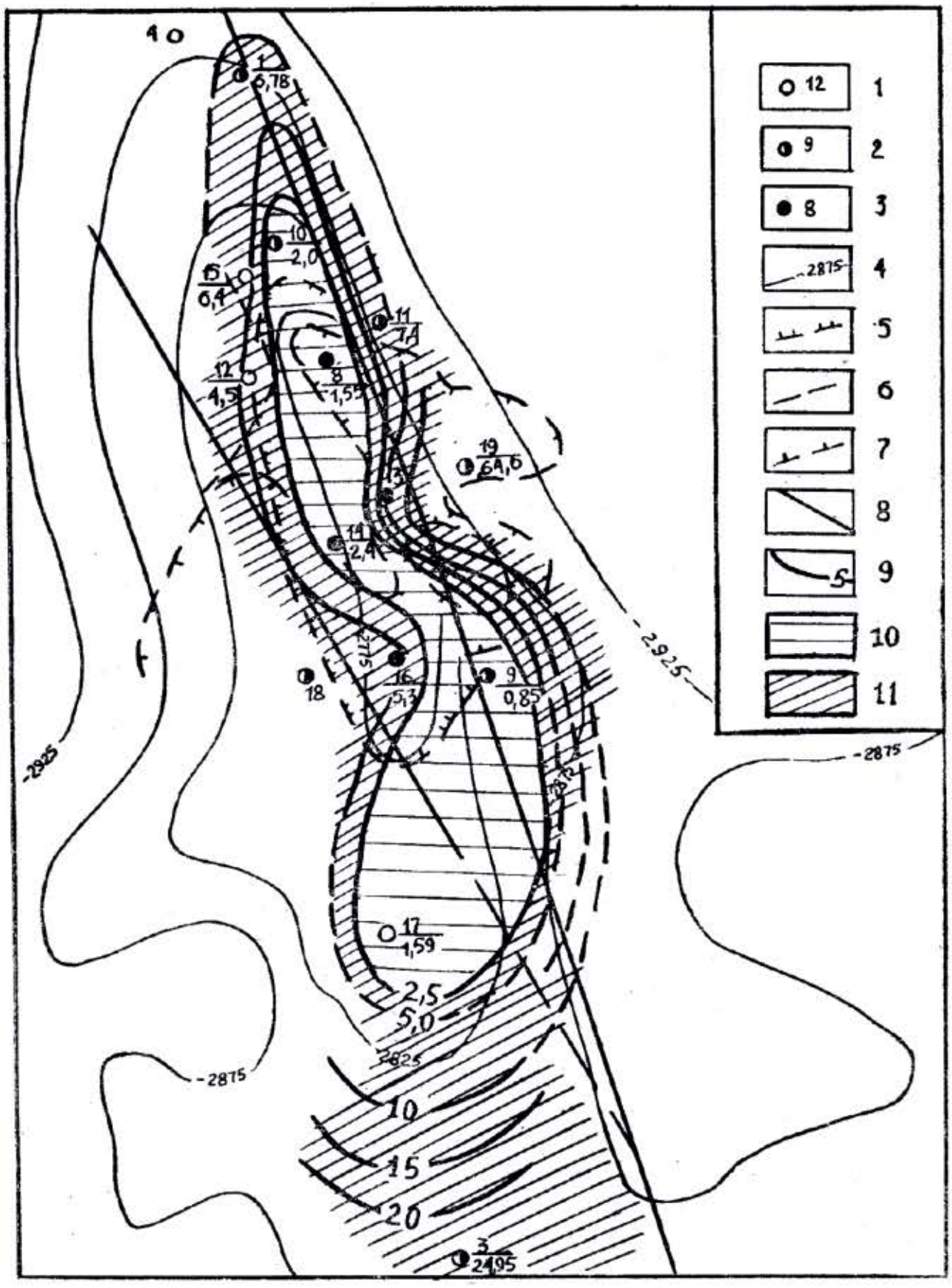


Рис. 31. Геохимическая карта распределения концентраций водорода в отложениях продуктивного (парфеновского) горизонта Братского газоконденсатного месторождения по данным газового каротажа. Сканировано из [19].

Скважины глубокого бурения: 1 – без притока воды (сухие); 2 – с притоком воды; 3 – продуктивные; 4 – изогипсы кровли парфеновского горизонта; 5 – газоводяной контакт; 6 – зона отсутствия коллекторов; 7 – контуры объекта АТЗ; 8 – тектонические нарушения; 9 – изолинии концентрации водорода, % отн.: 10 – менее 2,5; 11 – более 2,5

Ореол рассеяния CO_2 имеет сходную структуру с полем концентраций водорода. Аномально высокие содержания углекислоты (более 4,8 $см^3/л$) развиты в отложениях солевого и надсолевого комплексов над областью приконтурных вод (рис. 32). Высокие содержания CO_2 характерны для всех контактов воды, газа и нефти.

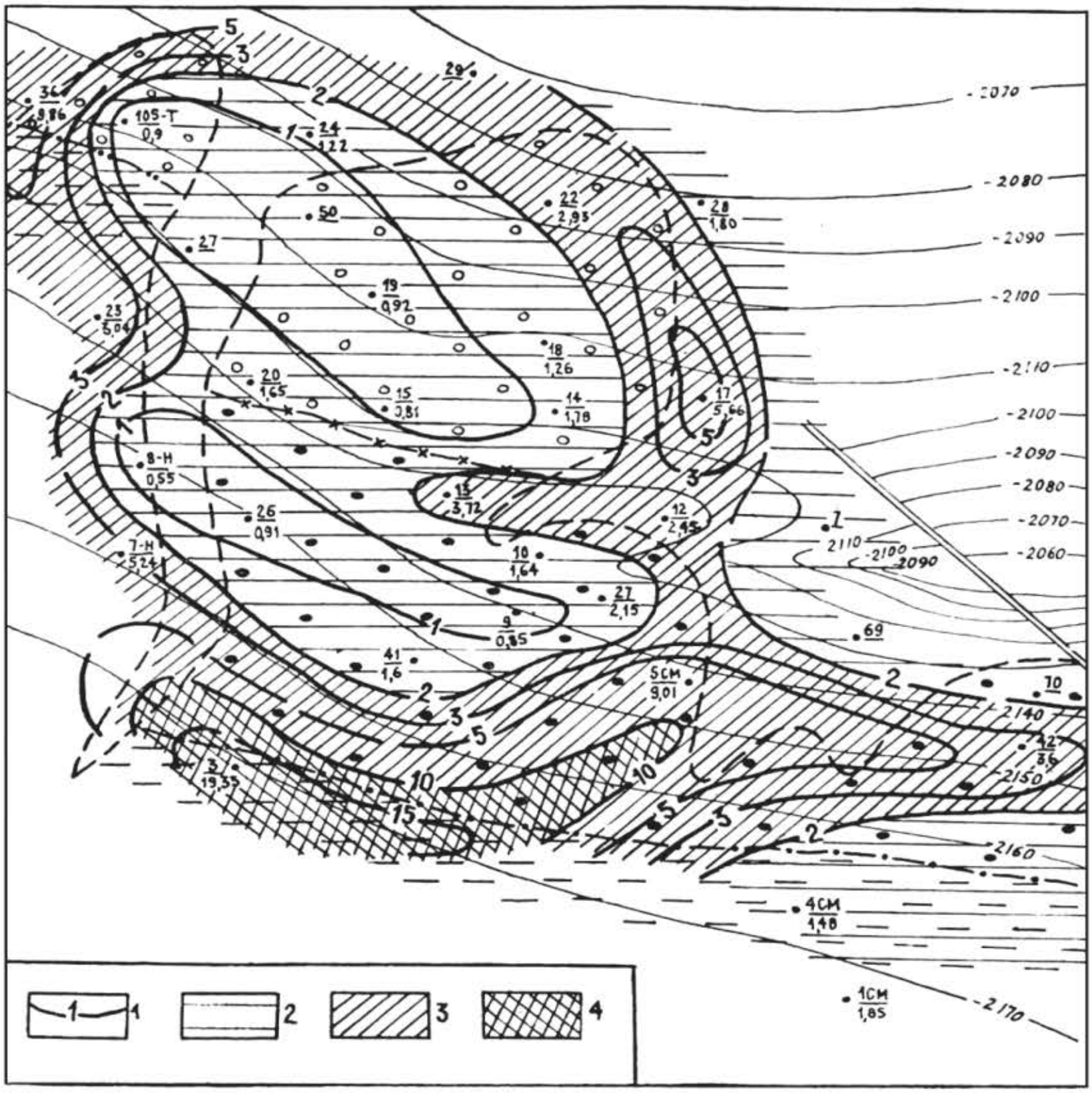


Рис. 32. Геохимическая карта распределения содержаний углекислого газа в отложениях нижнемотской подсвиты (без продуктивного горизонта) Ярактинского месторождения по данным газового каротажа скважин.

1 – изолинии содержания углекислого газа; геохимические зоны распределения концентраций CO_2, $см^3/л$: 2 – менее 2,0; 3 – от 2 до 10; 4 – более 10

Общая закономерность структуры поля концентраций газов над ярактинской залежью в Ярактинском месторождении характеризуется следующими особенностями. По углеводородным компонентам наблюдается вертикальная зональность, выражающаяся в уменьшении содержаний и концентраций УВ в направлении от продуктивного горизонта вверх по разрезу месторождения. Наибольшая интенсивность рассеяния УВ-газов наблюдается над областью приконтурных вод в зоне ВНК в отложениях, непосредственно перекрывающих ярактинскую пачку

(подсолевой комплекс), а неуглеводородных газов (H_2 и CO_2) – и в вышележащих отложениях солевого и надсолевого комплексов. Над газовым и, особенно, нефтяным насыщением залежи интенсивность массопереноса газов ниже, чем над областью приконтурных вод.

Существование максимума в ореолах рассеяния газов над областью приконтурных вод обусловлено высокой газонасыщенностью пластовых вод месторождения. Упругость газов в воде значительно выше, чем в нефти. Поэтому максимальная их эмиграция в покрышку наблюдается над водой и минимальная над нефтью, в которой УВ-газы хорошо растворяются. Этим и объясняется кольцевой характер газовых аномалий, обнаруживаемых газовой съемкой в приповерхностных отложениях.

Самые высокие концентрации УВГ приурочены всегда к продуктивным интервалам разреза. Наиболее интенсивное рассеяние газов наблюдается не над центром залежи, а над контактами вода – газ, вода – нефть, нефть – газ, причем над приконтуренными водами в зоне ВНК поле концентрации УВГ в 3–4 раза контрастнее, чем над ГВК и ГНК. Минимальные концентрации УВГ фиксируются как в зонах отсутствия коллектора, так и над центрами залежей (особенно над нефтью).

Неуглеводородные компоненты (CO_2 и H_2) образуют аномально высокие поля концентрации по контуру месторождений, создавая четкий кольцевой эффект вне зависимости от структурного плана. Над залежами их содержание минимально (см. рис. 31). Рассеянные газы над продуктивным полем месторождений по углеводородному составу значительно суше газов непродуктивного поля. Над нефтяным насыщением коллектора газы жирнее, чем над газовым.

Таким образом, на Сибирской платформе над залежами неструктурного типа по УВГ формируются положительные зонально-полосчатые аномалии, приуроченные к контактам, по углекислому газу – положительные кольцевые, а по водороду – отрицательные. Над структурными залежами аномалии по всем компонентам положительные кольцевые, по водороду – отрицательные (рис. 33).

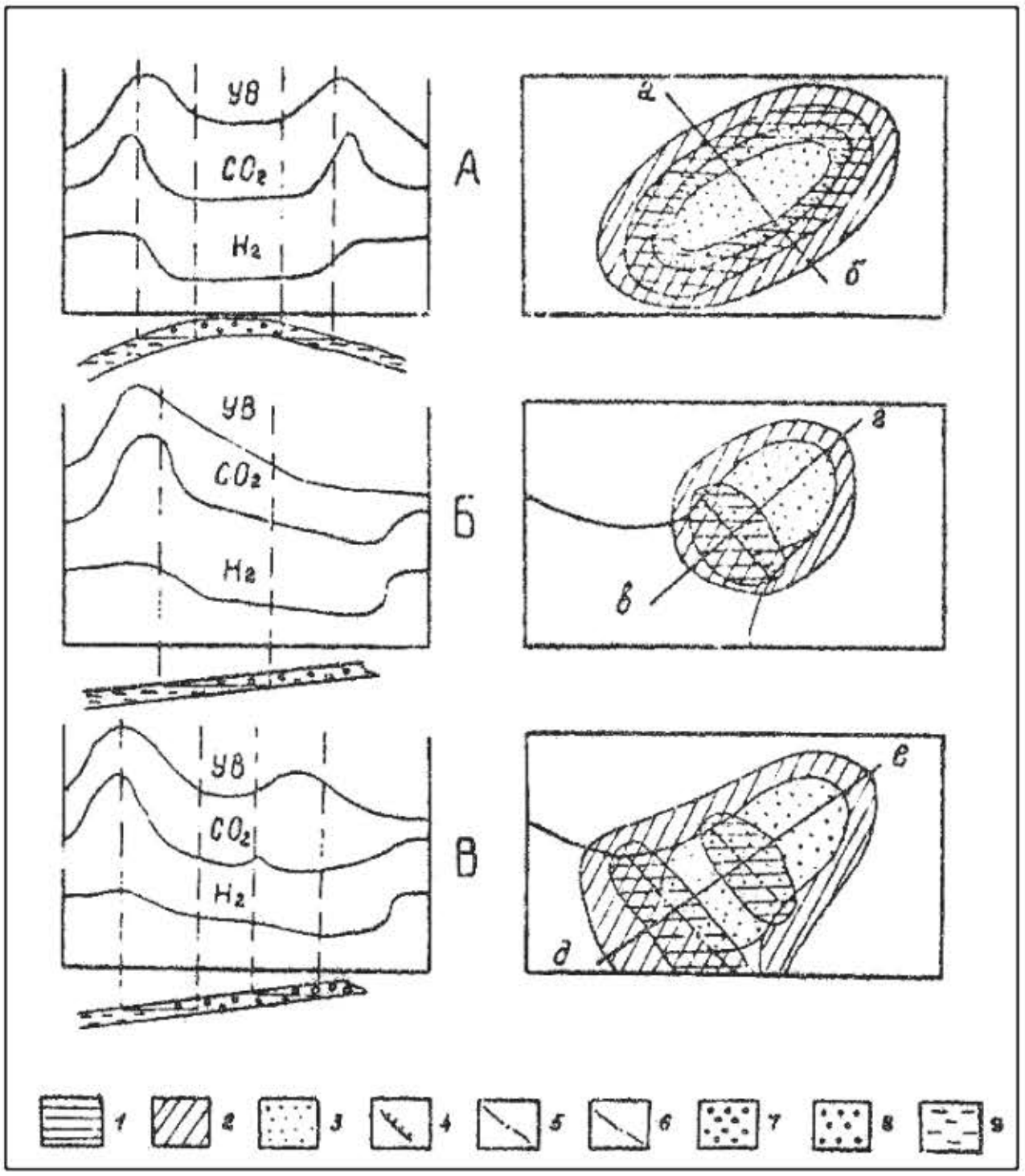


Рис. 33. Схематическое строение ореолов рассеяния газов над сводовыми (А) и неструктурными (Б, В) залежами углеводородов в разрезе и в плане.

Геохимические аномалии: положительные 1 – по углеводородам; 2 – по углекислому газу; 3 – отрицательные аномалии по водороду; внешние границы раздела фаз: 4 – ГВК; 5 – ГНК; 6 – ВНК; флюиды в залежах: 7 – газ; 8 – нефть; 9 – вода

Кольцевой характер геохимических аномалий, формирующихся над месторождениями нефти и газа, отмечался очень многими исследователями. В настоящее время этот факт не вызывает сомнений, однако о причинах образования кольцевого эффекта существуют разнообразные, иногда противоречивые, представления. Большинство исследователей, опираясь на изучение полей концентраций УВГ над залежами в антиклинальных структурах, склоняются к представлениям о приуроченности геохимических аномалий в перекрывающем комплексе к зонам разуплотнения пород, связанным в свою очередь с упругими де-

формациями за счет сейсмических колебаний. Эти зоны разуплотнения выражаются в геофизических полях повышенными значениями поглощений энергии упругих сейсмических волн, а в геохимических полях повышенной газонасыщенностью пород и наличием углеводородных аномалий [22; 39; 40; 43; 44; 49; 51].

Наиболее подробное описание кольцевого эффекта над залежами, пожалуй, содержится в работах А. В. Петухова и др. [27; 43; 45]. Отмечая приуроченность геохимических аномалий к границам раздела фаз вода – газ-порода, авторы объясняют это различными физико-химическими процессами, большая часть которых экзотермична. Поэтому вертикальная миграция УВ приводит к появлению аномального теплового поля, также приуроченного к зонам высокого поглощения энергии упругих сейсмических волн, отождествляемых с разуплотнением пород на крыльях антиклинальных структур.

Однако приведенные в этой главе материалы показывают, что приуроченность ореолов рассеяния к контактовым зонам и наличие кольцевого эффекта по некоторым компонентам характерны и для неструктурных литологических залежей, где трудно предположить связь эпигенетического газонасыщения пород с зонами разуплотнения. Поэтому следует говорить не о том, что вертикальная миграция УВГ приводит к возникновению тепловых эффектов, а наоборот, тепловой поток, появляющийся по периферии залежей, особенно, в приконтактовых зонах (ГВК, ГНК, ВНК) активизирует восходящую миграцию газов (по-видимому, и жидких УВ) в экранирующем залежь комплексе пород, формируя кольцевую и зонально-полосчатую структуру ореолов рассеяния. Иначе говоря, реализуется вертикальный конвективно-фильтрационный и конвективно-диффузионный массоперенос углеводородного вещества.

Масштабы диффузионного или диффузионно-фильтрационного массопереноса и соответственно размеры и строение ореола рассеяния УВГ зависят в значительной мере от условий фазовых равновесий флюидальной системы. Растворимость газов в пластовых нефтях и водах месторождений при одинаковых температурах и давлениях различна.

Газонасыщенность нефти и величина давления насыщения (упругости) растворенных газов зависят от положения относи-

тельно контура ГНК. Так, для пластовых нефтей и вод Ярактинского месторождения [18; 19] характерна общая тенденция уменьшения их газонасыщенности и величин давления насыщения (упругости) растворенных газов по мере удаления от свободной газовой фазы. Газонасыщенность нефти изменяется от 200 в зоне ГНК до 70 м³/м³ в зоне ВНК, давление насыщения от 26 МПа до 17 МПа, соответственно. Аналогичная закономерность отмечается и в законтурной водонасыщенной зоне. Высоко минерализованные воды в зоне ВНК имеют предельную газонасыщеность 1 м³/м³ и упругость водорастворенного газа 26 МПа, равную пластовому давлению. По мере удаления от залежи газонасыщеность вод резко снижается до 0,4 м³/м³ на расстоянии 4 км от ВНК.

В целом, как нефти, так и пластовые воды месторождений в современных термобарических условиях существования оказываются недонасыщены газами. Только в ограниченной зоне контакта пластовых флюидов (газ – нефть; нефть – вода) формируются локальные ореолы предельного га-зонасыщения нефтей и вод газами, они являются как бы ловуш-ками, препятствующими рассеиванию газов. Поэтому над полем распространения нефтяной оторочки фиксируется понижение концентрации УВГ (см. рис. 30).

Следовательно, в зоне контактов, где поддерживаются условия предельного насыщения и перенасыщения вод и нефти за счет постоянно протекающих процессов растворимости газов, сопровождающихся экзотермическими эффектами, появляются условия, способствующие диффузии газов вверх по разрезу.

Таким образом, эмиграция газов из продуктивного пластаколлектора в перекрывающую толщу происходит не столько из самой залежи, сколько от контактов газа, нефти и воды, преимущественно на границах раздела с водой (газ – вода, нефть – вода). Это обусловлено развитием на контакте с водой интенсивных физико-химических превращений, таких как окисление УВ и смол, сульфатредукция, вторичное минералообразование (выпадение кальцита, сульфидов и т. д.), микробиологическая деятельность, фазовые переходы и т. п., приводящих к образова-нию больших количеств тепловой энергии. На контакте пласто-вых вод с нефтью и газом часто наблюдается эффект распресне-ния приконтурных вод, способствующий формированию вдоль

контактов предельной газонасыщенности пластовых вод и упругости растворенных газов. Этот фактор также благоприятствует образованию ореолов рассеяния газов над контурами залежей. Поэтому структура ореолов рассеяния газов над залежами получила название «труба дегазации», а на поверхности (на геохимических картах) она иногда отражается кольцевыми конфигурациями.

Знание структуры ореолов рассеяния газов над залежами позволяет сформулировать основные показатели локального прогноза месторождений нефти и газа по материалам геохимии рассеянных газов (см. гл. 2).

7.5. Методы первичной обработки проб и результатов анализов

Общие правила отбора, обработки, хранения и анализа геохимических проб

Основным правилом отбора проб в площадной и скважинной геохимии является соблюдение их стерильности в отношении техногенного загрязнения и предотвращения возможности их химического изменения в результате нагревания и окисления. Нельзя отбирать пробы вблизи дорог, на тропах, у пристаней, в населенных пунктах.

Для соблюдения этих условий пробы газа в стеклянных бутылочках герметизируют насыщенным рассолом NaCl, либо заполняют бутылочку газом полностью без затвора воды. Хранение проб газа с речной водой недопустимо, так как вода содержит растворенный кислород, который будет окислять метан и другие УВ и приведет к снижению их концентрации или полному уничтожению. Практический опыт показывает, что в этих случаях в пробах газа резко возрастает содержание CO_2. Длительное хранение газовых проб не желательно. Пробы воды, подлежащие дегазации, могут храниться не более одних суток. Пробы газа без воды или с рассолом в качестве затвора могут храниться 1–2 месяца. При этом желательно, чтобы пробы, отобранные в начале полевого сезона, анализировались в первую очередь, а отобранные в конце сезона – в последнюю очередь. Это делается для того, чтобы время хранения от момента отбора проб до их анализа было примерно одинаково для всех проб. Наилучший вариант – когда контейнеры с газовыми пробами

доставляются в лабораторию регулярно по мере накопления, хотя бы один раз в месяц.

Пробы грунта для ЛБА подсушиваются на свежем воздухе, но не на солнце или у печи. При этом из грунта удаляются камни, трава, почва. Пробы нефти отбирают в стеклянные бутылки без применения резиновых пробок, либо используют пластиковую тару, на которой написано «для пищевых продуктов».

Хроматографический анализ газовых проб производится в специализированных лабораториях, имеющих лицензию на этот вид деятельности. Аналитические приборы, осуществляющие этот анализ, называются хроматографами. Они могут быть как отечественные (Хромос-1000, Цвет-500, мод.-3700; ЛХМ-80; Милихром-01), так и импортные.

Анализ газов выполняется в соответствии с ГОСТ 23781-87 и включает определение алканов и алкенов (метан, этан, этилен, пропан, пропилен, н-бутан, изо-бутан, бутилен, н-пентан, изопентан, н-гексан, изо-гексан), аренов (бензол, толуол, этилбензол, ксилолы), а также неуглеводородных компонентов (гелий, водород, азот, кислород, углекислый газ) с точностью от 10^{-2} до 10^{-6} % об. Результаты анализа отображаются в виде графика очередности выхода газообразных компонентов (хроматограмма), расшифровываются и записываются на компьютер автоматически.

Обработка результатов хроматографического анализа газов

Результаты хроматографического анализа представляются заказчику в виде таблицы, в которой приведены номера проб и концентрации всех газообразных и парообразных компонентов. В конце каждой строки указана общая сумма газов. Она обычно меньше 100. Это означает наличие в пробе еще какого-то газа, который не определялся.

После визуального анализа полученных результатов составляется рабочая таблица, в которой суммируются отдельно предельные и непредельные УВ, а также сумма ароматических УВ. Отдельно для каждой пробы рассчитываются геохимические коэффициенты $К_с$, $К_{зр}$, $К_б$, $К_п$ и так далее в зависимости от предпочтений геолога-интерпретатора. После этого цифровые материалы подвергаются обработке методами математической

статистики по стандартной статистической программе. Полученные результаты используются для построения геохимических карт, профильных геохимических разрезов, обобщающих таблиц и других текстовых и графических материалов, необходимых для отчета или научной работы.

Пересчет анализов газа на безвоздушный состав

В практике геохимических исследований при изучении пластовых газов, полученных из глубоких скважин, используется такой методический прием, который называют «удалением воздуха из анализа» или «вычитанием воздуха», либо пересчетом анализов газов на безвоздушный состав. Такую операцию производят в том случае, когда в анализе газа присутствует кислород и есть подозрение, что при отборе пробы в нее попал воздух. При производстве геохимических съемок воздушные компоненты присутствуют как в свободных газах, выходящих из-под воды, так и в водорастворенных газах. Эти газы тоже можно пересчитать на безвоздушный состав, чтобы убедиться в их сходстве с газами месторождений.

Делается это таким образом: из анализа вычитается весь кислород и соответствующее ему количество азота (в пропорции 3,73, характерной для атмосферного воздуха). Таким же образом можно удалить и атмосферный аргон и углекислый газ. Оставшееся количество вновь принимается за 100 % и производится расчет содержания каждого компонента, величина которого, соответственно, увеличивается.

Пример:

Исходная проба

He	H_2	O_2	N_2	CO_2	CH_4
0,019	0,009	2,42	48,38	2,02	47,17

Пересчитанная проба

He	H_2	N_2	CO_2	CH_4
0,021	0,01	44,43	2,28	53,26

В пересчитанной пробе кислорода нет, азота стало меньше, а метана – больше. Опыт использования такого пересчета для глубинных проб из поисковых и разведочных скважин давал хо-

рошие результаты. Но при использовании такого пересчета при производстве нефтегазопоисковых геохимических работ в условиях Восточной Сибири оказалось, что эта методика имеет определенные недостатки:

1) даже в тех случаях, когда пробы газа отобраны качественно, без доступа воздуха, в них все равно присутствуют кислород и азот – основные компоненты воздуха;

2) при пересчете часто получается, что азота не хватает, а кислород становится лишним.

Ранее мы назвали этот факт «геохимическим нонсенсом». Теперь сложилось твердое убеждение, что во всех случаях, когда мы получаем свободный газ, проходящий через воду, он насыщен растворенным воздухом, который из воды переходит в газовую фазу в результате пробулькивания пузырьков через толщу воды. Очевидно, что процесс этот естественный и хотя он требует специальных физико-химических расчетов, но уже сейчас мы можем предположить, что метан вытесняет из воды и O_2, и N_2, так как его коэффициент растворимости выше. Сравним растворимость при t = 0 и p = 760 мм рт. ст.:

$CH_4 = 0{,}0556$

$O_2 = 0{,}0489$

$N_2 = 0{,}0235$

По данным учебника общей химии (Глинка, 1974) растворимость интересующих нас газов в воде при T = 0 °C, P = 1 атм. составляет (в 1 мл газа на 100 мл воды) для метана – 5,5; для кислорода – 4,9; для азота – 2,4. Примерно такие же соотношения растворимости этих газов мы можем увидеть и у В. С. Самариной (1977): при атмосферном давлении и T = 20 °C она составляет (в мл / л) $H_2S = 2588{,}0$; $CO_2 = 878{,}0$; $CH_4 = 33{,}1$; $O_2 = 31{,}0$; $H_2 = 18{,}2$; $N_2 = 15{,}5$; He = 8,8 (с. 163).

Итак, в анализах газовых проб мы имеем дело не с атмосферным воздухом, а с водорастворенным воздухом, и, следовательно, перерасчет состава для удаления основных воздушных компонентов надо делать исходя из другого пересчетного коэффициента. Чтобы узнать величину такого коэффициента, рассчитаем состав водорастворенного воздуха (табл. 26).

Таблица 26

Равновесный состав воздуха в атмосфере и в воде

Свойства воздушных компонентов при t = 0 °C, p = 1 атм.	O_2	N_2	Ar	CO_2
Растворимость в 1 л воды	0,0489	0,0235	0,0524	1,713
Состав атмосферного воздуха	20,95	78,08	0,94	0,03
Состав воздуха, растворенного в воде	34,61	62,01	1,69	1,69

По результатам последней строки узнаем соотношение азота и кислорода: $N_2 / O_2 = 62,01 / 34,61 = 1,79$.

Оказывается, что соотношение азота и кислорода, растворенных в воде, не такое, как в атмосферном воздухе.

Следовательно, приводить состав свободных газов, выходящих на поверхность через воду, к безвоздушной форме следует не через коэффициент 3,73, как это делалось раньше, а через К = 1,79.

7.6. Графическая и математическая обработка геохимической информации

Общие принципы

Любая визуальная информация всегда воспринимается быстрее и понятнее, чем текстовая или числовая. В ней сразу выявляются некие закономерности и особенности изменения каких-либо параметров или свойств. Поэтому кроме обобщающих таблиц делаются графические построения. Начинать надо с анализа результатов вариационной статистики. Если кривые частоты встречаемости значений какого-либо показателя выражены на графике одной совокупностью, это означает, что карту аномалий строить нельзя, так как все поле карты будет представлено фоновыми значениями. То есть аномалий нет. Взамен можно построить карту распределения концентраций, на которой можно увидеть, где концентрации компонента выше, а где ниже. Кроме карт можно строить профильные разрезы, желательно с геологической подложкой. В этом случае профили называются геолого-геохимическими, на них видно, к каким геологическим структурам или элементам приурочены геохимические аномалии.

Методика построения геохимических карт

Основное назначение геохимических карт – показать распределение по территории изученной площади концентраций какого-либо геохимического показателя, выделив при этом поля фоновых и аномальных значений концентраций.

Методика построения геохимических карт принципиально отличается от методик построения других карт (топографических, структурных, изопахических и пр.). На обычных картах главным элементом являются изолинии, показывающие плавное изменение какого-либо показателя (например, изогипсы, изопахиты, изобары и т. д.). На геохимических картах в двух, близкорасположенных точках, концентрации могут отличаться на несколько порядков. Значит между ними надо провести сотни и тысячи изолиний, что практически невозможно, да и не нужно. На геохимической карте надо показать зоны концентраций (или других значений), иначе говоря, провести геохимическое районирование изученной территории. В этом смысле геохимическая карта похожа на карту литофаций, на которой показаны поля развития песчаников, алевролитов, глин, карбонатов. Но методика построения геохимических карт существенно отличается, потому что опирается на математические принципы.

Основой геохимической интерпретации результатов съемочных работ является математическая статистика. Необходимо выяснить закон распределения концентраций того показателя, по которому будет строиться карта. Если закон распределения нормальный, то построить карту не удастся, так как все значения колеблются вокруг средней величины, и аномальные значения не выделяются. Возьмем для примера состав атмосферного воздуха. Вследствие активного перемешивания атмосферы ветрами, колебания концентраций его компонентов незначительны. Кривая распределения по каждому компоненту будет представлена одной совокупностью, в которой модальное значение совпадает со средним арифметическим. Иначе говоря, концентрации этого компонента в данной выборке являются фоновыми. Аномалии могут быть обнаружены только вокруг источников загрязнения. К счастью, при производстве геохимического картирования нормальный закон распределения химических элементов и их соединений встречается очень редко.

При построении геохимических карт по почвам, грунтовым и поверхностным водам, коренным породам было установлено, что распределение концентраций УВ и других геохимических показателей, как правило, не подчиняется нормальному закону. Это и дает возможность построения карт, установления геохимической зональности и выявления геохимических аномалий на изученной площади.

Для построения геохимической карты сначала в «Excel» создается банк данных, в котором указываются номера точек опробования, географические координаты, данные результатов лабораторного анализа. Затем вычисляется таблица основных статистических характеристик всех геохимических показателей. Для каждого показателя, по которому будет создаваться карта, строится вариационная кривая распределения его значений. Ее пример показан на рис. 34.

Если на графике выделяется две совокупности (см. рис. 34), значит на карте можно выделить два поля концентраций. Та совокупность, которая чаще всего встречается, является фоном. Среднюю величину фона можно оценить по значению моды главной совокупности. Другая совокупность значений, менее встречающихся, является аномалией. Ей соответствует своя мода. Если аномальная совокупность расположена справа от главной (фоновой), ее называют положительной аномалией. Если совокупность выделяется слева от фоновой, ее называют отрицательной аномалией. Положительных аномалий (также как и отрицательных) может быть несколько.

Геохимические карты можно строить в программе «Surfer». Численное значение границ между полями концентраций устанавливается между совокупностями, т. е. по минимальной встречаемости геохимического показателя. На карте выделяется столько полей концентраций, сколько получилось совокупностей на вариационной кривой. Выделенные геохимические поля либо штрихуются, либо закрашиваются. Интенсивность штриховки или окраски полей увеличивается в сторону более высоких значений таким образом, чтобы аномалии выглядели наиболее яркими. На полученных картах фоновые концентрации всегда занимают основную часть площади работ. Аномальные – незначительную часть площади.

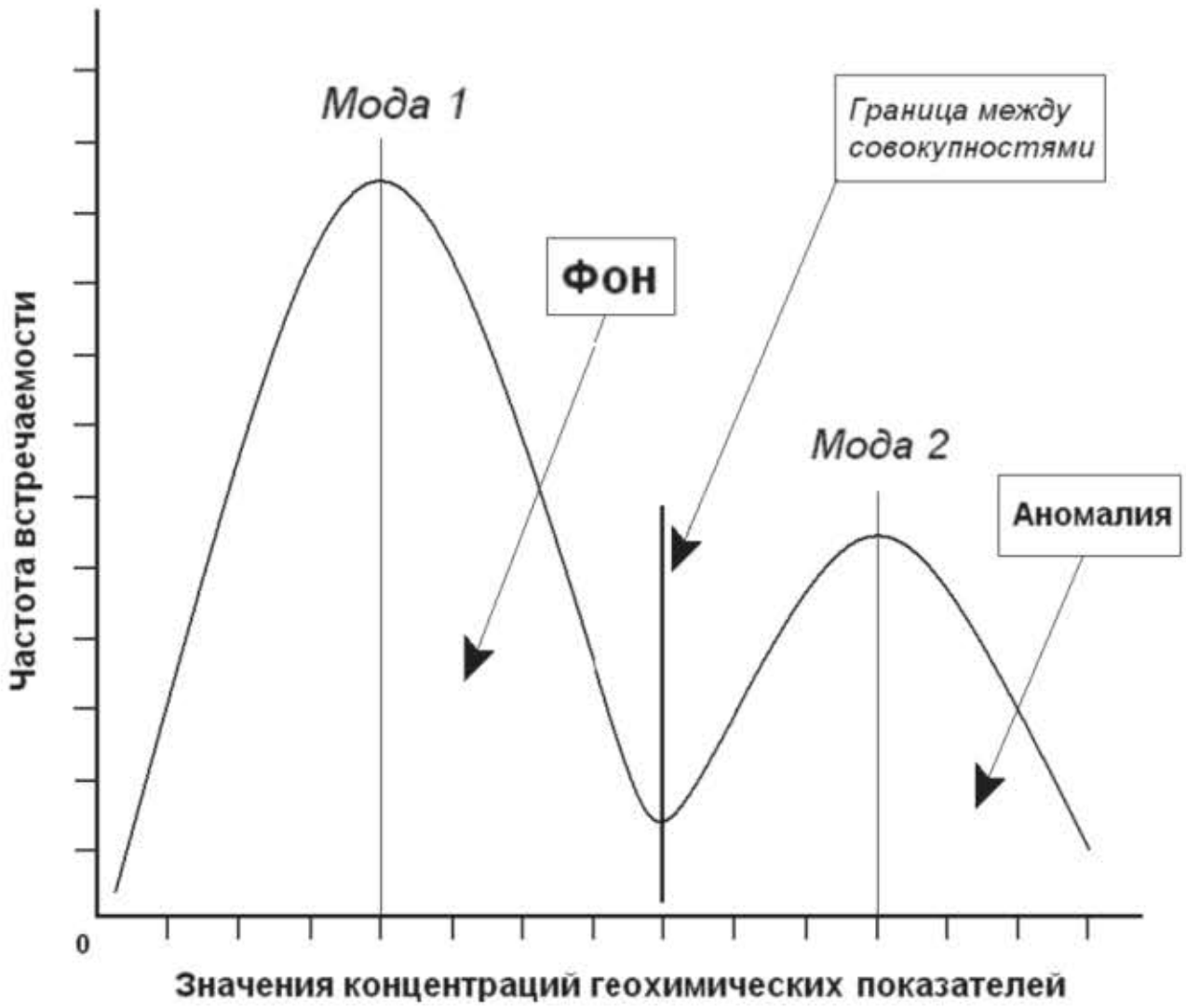


Рис. 34. Вариационная кривая концентраций геохимического показателя, позволяющая выделить границу между фоном и аномалией

Крупным аномалиям, включающим в себя более трех точек, дают название, обычно по элементам окружающей местности (по названиям рек, ручьев, населенных пунктов). Если на карте мелкие аномалии группируются в одном месте, их называют аномальными зонами и также дают название. В условных обозначениях показывают выделенные поля концентраций и обязательно указывают численные значения интервалов (от – до).

К сожалению, не всегда количество комплексных геохимических проб бывает достаточным для расчета статистических параметров и построения вариационных кривых. Для статистической обработки необходимо более 100 данных (чем больше данных, тем надежнее результат). Поэтому, если площадь работ небольшая или количество проб недостаточное, то карты строятся по принципу выделения повышенных или пониженных значений относительно некоего фона, определяемого по простому большинству. В этом случае карты будут называться не «карты аномалий…», а «карты распределения концентраций…». При описании карт вместо термина «аномалия» будет отдаваться предпочтение словам «аномальная зона» или, правильнее, «зона повышенных концентраций».

Глава 8
ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПО ГЕОХИМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Для прогноза нефтегазоносности любой территории или акватории необходимо рассмотреть четыре категории признаков:

– структурно-тектонические,
– литолого-стратиграфические,
– гидрогеологические,
– геохимические, в том числе выходы УВ на поверхность.

В категорию геохимических признаков включаются все данные по химическому составу: самих осадочных пород, рассеянного органического вещества, битуминозного вещества, рассеянных газов пород, состава подземных вод и газов, в них растворенных; попутных газов, растворенных в нефти; а также свободных газов, находящихся в залежах, либо выходящих на поверхность.

Классическая нефтегазовая геохимия изучает не только литологию осадков, но и, прежде всего, рассеянное органическое вещество, как составную часть осадочных пород, а также битуминозность и газоносность пород по керну и шламу скважин. В гидрогеологии кроме гидродинамики есть гидрохимия, которая в нефтегазовой геохимии изучает не только химический состав воды, но и растворенные в ней газообразные и жидкие вещества, имеющие отношение к нефти и горючему газу. Это разнообразие геохимических методов отражено на рис. 1 и в содержании гл. 5, 6, 7, 8.

Для регионального прогноза нефтегазоносности крупных территорий используют обычно редкую сеть опорных и параметрических скважин, по керну, шламу и газовому каротажу которых можно получить необходимую геохимическую информацию для построения региональных схем перспектив нефтегазоносности. При этом изучаются качественные и количественные характеристики РОВ, на основе которых рассчитывают масштабы генерации газообразных и жидких УВ и подсчитывают прогнозные ресурсы. К сожалению, региональное нефтегазовое гео-

химическое картирование, по аналогии с геологическим картированием миллионного и двухсоттысячного масштаба по всей стране, никогда не проводилось.

Региональный и локальный прогноз нефтегазоносности территорий возможен и на слабо изученных площадях, где глубокое бурение отсутствует или проведено единичными скважинами. Для этого проводится геохимическая съемка, анализируется состав рассеянных газов и структура полей концентраций УВ и других компонентов и физико-химических показателей.

Локальный прогноз осуществляется обычно на лицензионных участках для поиска месторождений на территориях, ранее заявленных как перспективные. Для этого проводятся геохимические съемки в газовом, водно-газовом, гидрогеохимическом вариантах. По результатам картирования выявляются комплексные аномалии, на которых рекомендуется поисковое бурение.

Дифференциация газового поля в осадочном разрезе и по площади месторождений, показанная выше на многочисленных примерах, открывает возможности оценки перспектив нефтегазоносности на количественной основе как по ГЗП, так и по ГБР. Эти возможности вытекают из установленных фактов изменения состава ГЗП с приближением к продуктивному пласту, что выражается в увеличении концентрации УВ, возрастании $К_с$ и $К_{зр}$, снижении содержания $Н_2$. Так, на Преображенской площади непродуктивные отложения характеризуются средним значением $К_{зр} = 0{,}11$, а в продуктивных интервалах его величина возрастает в 59 раз. На Ярактинском месторождении в составе ГЗП пород продуктивных скважин метана содержится в 6 раз больше, чем в непродуктивных. В разрезах нефтяных скважин гомологов метана в 2 раза больше, чем в газовых. Углекислого газа, водорода и гелия в продуктивном поле месторождения меньше, чем в непродуктивном (соответственно в 1,6; 2,4; 10,7 раза), потому что это не углеводородные компоненты. Величина $К_с$ рассеянных газов продуктивного поля месторождения больше чем в непродуктивном поле в 5 раз.

Газокаротажные данные имеют некоторое преимущество перед ГЗП, заключающееся в том, что в интервалах повышенного газосодержания в составе газов БР увеличивается доля свободных УВГ, а при изучении газов пород методом дробления кер-

на в вакууме изучаются только остаточные газы, так как свободные газы обычно теряются еще при подъеме керна и отборе проб. Поэтому по данным газометрии скважин (газового каротажа) продуктивные интервалы разреза выделяются более рельефно.

На всех месторождениях, изученных по материалам газометрии скважин, продуктивные интервалы разреза характеризуются максимальным содержанием в газах БР метана и его гомологов, низкой концентрацией H_2, повышенными значениями $К_с$ и высокими – $К_{зр}$.

В Ботуобинском НГР Якутии на основании результатов газометрии 32 скважин научными работниками ИГУ был изучен площадной характер распределения гомологов метана в пробах газов БР подсолевых продуктивных отложений. Зонами минимальных концентраций характеризуются территории с низкими перспективами нефтегазоносности. На поисковых площадях Куландинской, Кубалахской, Пеледуйской, и Верхне-Нюйской среднее содержание гомологов метана не превышает 0,02 % об. В процессе бурения скважин на этих площадях притоки газа или нефти получены не были. Зоной повышенных значений оконтурена осевая часть Непско-Ботуобинской антеклизы и район Верхне-Вилючанского месторождения. Внутри контуров этой зоны выделяются участки максимальных концентраций (свыше 1,06 % об.), которые локализуются в пределах Пеледуйского свода, Мирнинского и Сюльдюкарского выступов. Все известные в этом районе месторождения расположены в пределах выделенных аномальных зон.

Аналогичные работы по обобщению материалов газового каротажа и использованию их для прогнозных целей проведены на территории Красноярского края по Куюмбинскому и Собинскому месторождениям, а также в региональном плане по долине р. Подкаменной Тунгуски. В этом регионе, также как и на территории Иркутской области и Якутии, рассеянные газы осадочного чехла существенно различаются по составу в неперспективных районах и в зонах нефтегазонакопления, а в пределах последних дифференцированы в разрезах продуктивных и непродуктивных толщ. При этом перспективные и продуктивные горизонты, как правило, характеризуются повышенной газонасыщенностью пород, а в составе рассеянных газов преобладают УВ.

Многолетний опыт работы по обобщению материалов газового каротажа свидетельствует, с одной стороны, о его больших потенциальных возможностях, с другой – о настоятельной необходимости совершенствования его методики и повышения технологической дисциплины с целью получения более качественной геохимической информации.

Возможности локального прогноза нефтегазоносности, т. е. конкретного прогноза залежей, основаны на знании особенностей структуры ореолов рассеяния газов над известными залежами. Как показано в гл. 7.4 «Структура ореолов рассеяния газов над залежами» ореолы рассеяния характеризуются определенным сочетанием газовых компонентов, отличным от других типов газов, а также определенной конфигурацией полей концентрации индивидуальных газов.

Основными показателями локального прогноза месторождений нефти и газа по материалам геохимии рассеянных газов являются:

– высокие значения общей газонасыщенности и содержания УВ;

– заметное преобладание концентраций метана над его гомологами и «классическое» соотношение между ними;

– отрицательные аномалии по водороду;

– пониженное содержание CO_2 над центрами аномалий и высокое – по периферии.

Наличие таких геохимических характеристик рассеянных газов в изучаемом разрезе в сочетании с зональным и кольцевым характером аномалий является надежным поисковым критерием.

Имеются теоретические и практические основания для разработки методики раздельного прогноза нефтяных и газовых залежей. В данном учебном пособии эти возможности представлены отдельными фрагментами и пока не выделены в самостоятельный раздел.

Естественные нефтегазопроявления. Это совершенно забытое, геохимическое по сути, направление (которое геохимическим никогда не считалось) существовало в разных странах еще в древние века и активно использовалось в конце XIX – начале XX в. Тогда ни геофизических, ни геохимических методов не было и поисковые скважины закладывали в тех местах, где

нефть сама выходила на поверхность. Иначе говоря, естественные нефтегазопроявления были главным признаком нефтегазоносности недр [10]. По такому принципу были открыты первые месторождения нефти в Иране, Афганистане, Ираке, Сирии, Техасе, Азербайджане (Баку), Китае и других странах.

С древнейших времен люди использовали нефть и газ там, где наблюдались их естественные выходы на поверхность земли. Такие выходы встречаются и сейчас. В нашей стране – на Кавказе, в Поволжье, Приуралье, на острове Сахалин, на озере Байкал, на Сибирской платформе. За рубежом – в Северной и Южной Америке, в Индонезии и на Ближнем Востоке.

Поверхностные проявления нефти и газа, чаще всего, приурочены к горным районам и межгорным впадинам. Это объясняется тем, что в результате сложных горообразовательных процессов нефтегазоносные пласты, залегавшие ранее на большой глубине, оказались близко к поверхности или даже на поверхности Земли. Кроме того, в горных породах возникают многочисленные разрывы и трещины, уходящие на большую глубину. По ним также мигрируют на поверхность нефть и природный газ.

Наиболее часто встречаются выходы природного газа – от едва заметных пузырьков до мощных фонтанов. На влажной почве и на поверхности воды небольшие газовые выходы фиксируются по появляющимся пузырькам. При фонтанных же выбросах, когда вместе с газом извергаются вода и горная порода, на поверхности остаются грязевые конусы высотой от нескольких до сотен метров. Представителями таких конусов на Апшеронском полуострове являются грязевые «вулканы» Тоурагай (высота 300 м) и Кянизадаг (490 м). Конусы из грязи, образовавшиеся при периодических выбросах газа, встречаются также на севере Ирана, в Мексике, Румынии, США и других странах.

Иногда выходы нефти происходят через конические бугры с кратерами. Тело конуса состоит из загустевшей окисленной нефти и обломков пород. Подобные конусы встречаются на Небит-Даге (Туркмения), в Мексике и других местах.

Выходы нефти на острове Тринидад. Остров Тринидад, расположен у северо-восточного побережья Южной Америки и является местом, где имеется большое количество поверхностных нефтепроявлений. Выдающимся среди них является знаме-

нитое асфальтовое озеро, которое описано впервые Колумбом в его третью экспедицию в 1497 г. В настоящее время это асфальтовое озеро занимает площадь 45,6 га, его глубина не установлена.

В результате бурения в 1914 г. здесь была открыта залежь нефти Брайтон. На острове известны крупные скопления асфальта. К северу от Сан-Фернандо Хилл они имеют достаточную мощность для разработки. В последующие годы здесь было добыто около 1 500 т асфальта. Нефтяные месторождения, которые открыты вблизи этих поверхностных проявлений, давали в течение последних нескольких лет в среднем около 3,5 млн $м^3$ нефти ежегодно. На юге острова имеются многочисленные выходы нефти и незначительное количество грязевых вулканов.

На Тринидаде высота нефтяных конусов достигает 20 м, а площадь «нефтяных озер» вокруг них – 50 га. Поверхность таких «озер» состоит из загустевшей и окисленной нефти. Поэтому даже в жаркую погоду человек не только не проваливается, но даже не оставляет следов на их поверхности (рис. 35).

Более значительными и, вероятно, более древними являются многочисленные выходы нефти и газа вдоль рек Тигр и Евфрат *в Месопотамии и Иране*. Эти выходы были описаны в произведениях Геродота (около 450 лет до н. э.), а также многими авторами более позднего периода. Сотни мест выходов нефти и газа были издавна известны от Турции до Персидского залива на протяжении около 800 км. Геродот рассказывает о том, как асфальт из нефтяных источников собирали и доставляли в Вавилон, где из него приготовляли цемент для городских стен. Плутарх в «Жизнеописании Александра» описывает горящие газовые источники близ Киркука (160 км севернее Багдада) и «асфальтовое озеро», расположенное в этом же районе. Судя по всему, газовые источники Киркука горели в течение нескольких тысяч лет. Расположенные в мелких углублениях, диаметром около 30 м, горящие источники с трудом были заметны днем в виде полос оранжево-красного света. Однако по ночам эти огни ярко-синим пламенем освещали окрестности.

В настоящее время на этой площади обнаружено одно из самых крупных в мире нефтяных месторождений – Киркук. Другие известные нефтяные месторождения на Среднем Востоке, например Кайарех (севернее Киркука), Нафт-Хане, Нафт-Шах

(на границе между Ираком и Ираном) и Месджеде-сулейман (240 км юго-восточнее Нафт-Хане и Нафт-Шах в Иране) имеют активные выходы нефти и газа, указывающие на присутствие в недрах скоплений нефти. Очень большое нефтяное месторождение Хафт-Кель характеризуется только газовыми выходами. В Нафт-Сефиде в течение многих лет были добыты с поверхности значительные количества легкой нефти. Считают, что эта нефть является конденсатом выходящего газа.

Выходы нефти и газа в Азербайджане. Другим районом, где выходы нефти и газа на поверхность были известны и описаны в древних документах, является территория у Каспийского моря близ города Баку. Нефть постоянно выделяется со дна Каспийского моря недалеко от о. Жилой и на о. Нефтяные камни. В далеком прошлом огнепоклонники из Индии приходили сюда строить храмы около газовых источников. Горящие источники считались священными и привлекали огнепоклонников из далеких земель. Обслуживались они индийскими жрецами вплоть до 1880 г. Эти горящие газы описаны во многих документах под названием «вечные огни».

На восточном окончании Апшеронского полуострова выделялся в жидком виде нефтяной продукт (нафта), который был главным источником образования битума, вывозившегося персами на лодках. Нефть в этом районе выделяется до сих пор (рис. 36).

Нефть использовали преимущественно для освещения, лечения, а также и для других целей. Другим обильным источником нефти и битума был о. Святой (ныне о. Артем), который расположен в Каспийском море недалеко от берега.

Многочисленные и очень подробные описания нефтяных источников и «вечных огней» приведены в книге В. А. Соколова «Нефть» [50].

Интересной особенностью, связанной с газовыми источниками, является образование грязевых вулканов. Они, по-видимому, наиболее многочисленны в Бакинском районе, чем где-либо еще. Далее на западе и на северном склоне кавказских гор в районе Ставрополья и на Таманском полуострове имеется несколько десятков грязевых вулканов. Здесь также отмечено много выходов нефти.

Рис. 35. Нефтяное озеро с плавающими битумными площадками на островах Тринидад и Тобаго

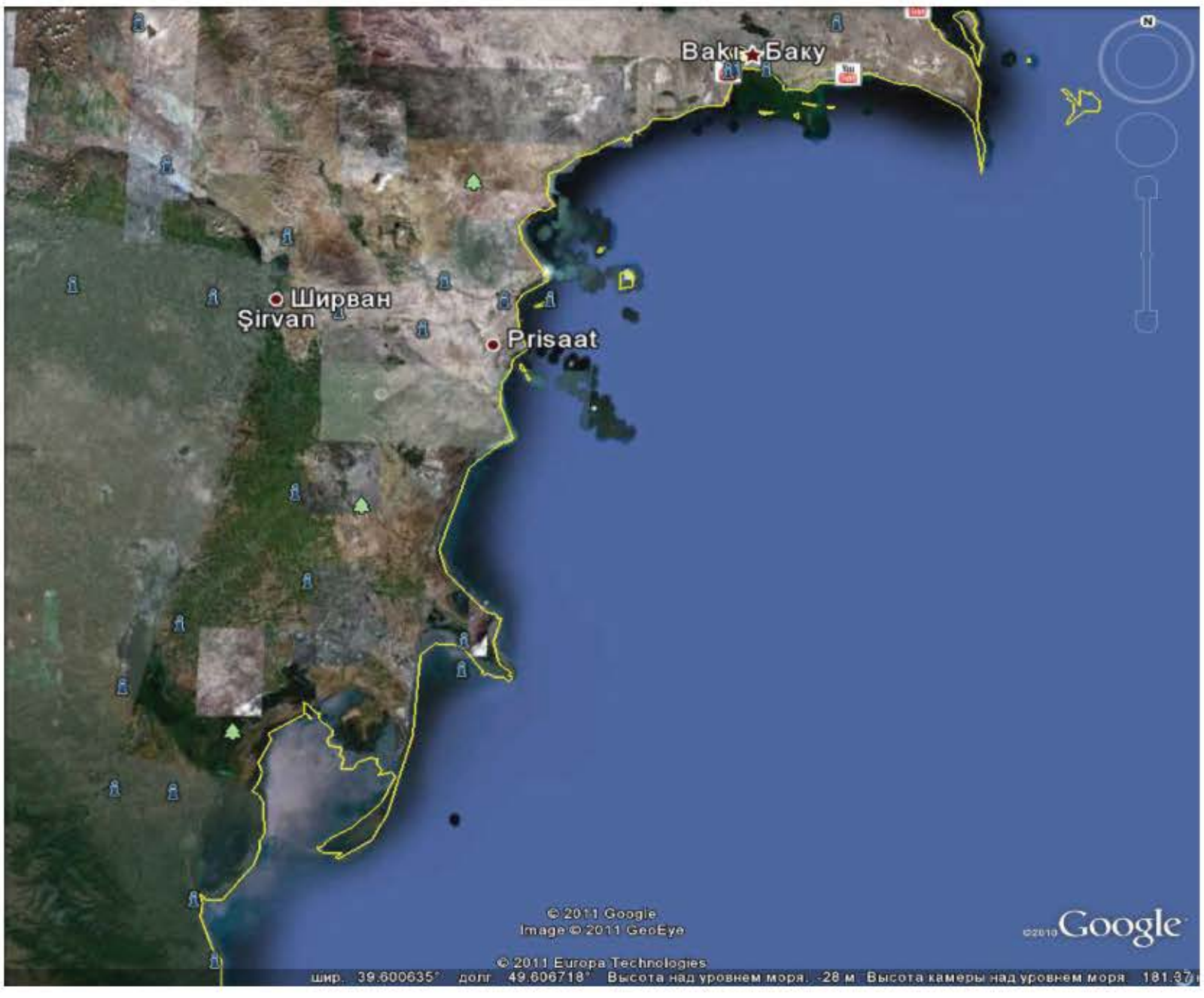


Рис. 36. Космоснимок загрязнения нефтью прибрежной акватории Каспийского моря в районе г. Баку (Google, по состоянию на 2011 г.)

Выходы нефти в Китае. В древней цивилизации Китая было известно использование нефти из источников в качестве осветительного материала. Не менее 37 достоверно установленных источников нефти было детально описано Фуллером и Клаппом в бассейне Шенси, расположенном в Северо-Восточном Китае и восточнее Тибета. О выходах нефти упоминалось в «Хронике великой династии Мин», где сообщалось, что нефть из источников употреблялась как топливо, а также в медицинских целях.

Выходы нефти в Мьянме (Бирме) Юго-Восточной Азии. В западной части Бирмы с севера на юг течет река Ирравади. Еще в 1724 г. Боерхевом и в 1797 г. капитаном Коксом были описаны многочисленные выходы газа вдоль ее берегов. В том числе упоминалось и несколько выходов нефти. Вблизи города Йепангуанга местные жители копали глубокие колодцы и с поверхности воды, которая в них накапливалась, собирали нефть. Всего было выкопано примерно 520 таких колодцев, причем большинство из них было обшито досками. В окрестностях Йепангуанга имеется большое количество грязевых источников, а также несколько грязевых вулканов. Некоторые вулканы до сих пор еще действуют и периодически выбрасывают грязь на высоту нескольких десятков метров. При бурении скважин в этом районе в 1887 г. было открыто нефтяное месторождение. В Бирме вблизи выходов нефти были обнаружены также и другие нефтяные месторождения: Йенангиат, Минбу, Йенама, Падаукпин и Ланива.

Выходы нефти в *Восточной Венесуэле* являются естественным продолжением аналогичных явлений на острове Тринидад. Вблизи Гуаноко (юго-восточнее Сукра) на северо-востоке Венесуэлы находится самое большое в мире озеро асфальта Бермудец, занимающее площадь около 440 га. Средняя глубина озера 1,8 м. В отличие от асфальтового озера на острове Тринидад эта залежь постоянно пополняется снизу благодаря притоку свежей нефти. Другими подобными асфальтовыми скоплениями являются залежи, известные в Гуаноко между Рио-Сан-Жуан и заливом Пария, в Педерналисе, на севере дельты Ориноко и в нескольких других пунктах. На площади Педерналес нефть медленно вытекает из вертикально поставленных слоев миоценовых песчаников. Далее на запад Венесуэлы, но еще в восточной ча-

сти, имеется немного нефтяных и газовых источников, а также грязевых вулканов.

На берегах озера Маракаибо в Западной Венесуэле имеется много нефтепроявлений. Наиболее интересное из них расположено на месте современного нефтяного месторождения Мене-Гранде. Здесь нефть, медленно вытекая из земли, создала несколько сотен конусов асфальта. Самые крупные из них имеют высоту до 2,4 м и диаметр до 1,5 м. Некоторые из этих конусов фонтанируют нефтью подобно водяным гейзерам. Первая буровая скважина вблизи этих конусов была пробурена в 1914 г. и обнаружила богатые нефтеносные пески. С тех пор из залежи Мене-Гранде добыто уже не менее 51,3 млн $м^3$ нефти. Другие выходы нефти вдоль берегов озера позволили открыть много отдельных залежей, которые теперь слились в так называемые месторождения побережья Боливар.

В Соединенных Штатах Америки самые известные выходы нефти находятся вдоль ручья Ойл-Крик в Западной Пенсильвании. Этот ручей течет к югу от Титусвилла и Ойл-Сити, где он впадает в р. Аллегани. По-видимому, первым человеком, описавшим точное положение этих выходов нефти в 1750 г., был Петер Калм. Слово *нефть* появилось на английской карте, датированной 1755 г., приблизительно в районе современного Ойл-Сити. Из произведений ранних писателей можно узнать, что местные индейские племена собирали нефть в ямах, обшитых досками. Вблизи одной из таких ям полковник Дрейк в 1859 г. пробурил первую нефтяную скважину. Об этой первой скважине было много написано, и ее окружили романтическим ореолом. Несмотря на то, что это была не первая скважина, обнаружившая нефть в США (а тем более в мире), скважина Дрейка имеет историческое значение. Были затрачены значительные усилия и средства на бурение этой скважины, так как в то время не были еще выяснены условия залегания нефти в горных породах.

В Западной Виргинии в долине р. Каванха первые поселенцы обнаружили яму, заполненную водой, из которой постоянно выделялись пузырьки газа. После того, как кто-то зажег газ и он начал гореть, это место получило название «Бернинг-Спринг». В северо-западной части Западной Виргинии были найдены и другие горящие источники газа.

Далее на запад нефтяные и газовые проявления были известны еще первым поселенцам. Выходы природного газа были найдены в районе Бланшар-форк в округе Хэнкок на северо-западе Огайо. На юго-западе Индианы ранние поселенцы заметили выходы нефти и газа в округе Крауфорд вблизи Оттер-Форк.

В Канзасе выделения нефти были отмечены на р. Уи в округе Майами в северо-восточной части штата. К югу почти в каждом округе вдоль восточной границы штата встречаются битуминозные пески, которые указывают, что нефть веками просачивалась здесь из пенсильванских песков.

В Оклахоме выходы нефти были известны еще индейцам. Около одного из выходов в Спенсер-Крик была пробурена первая скважина в 1889 г. Другой выход нефти в Санд-Крик, близ современного Бартлес-Вила, послужил основанием для бурения в 1897 г. первой глубокой скважины в штате.

В штате Техас выходы нефти были обнаружены в округе Накадочес. В других местах штата естественные выходы нефти очень редки. Было известно также несколько выходов газа в южной части штата.

В районе Скалистых гор, нефтяные источники были известны ранним исследователям во многих местах. В Вайоминге в 1833 г. капитан Банневилл видел выходы нефти вдоль р. Попо-Эйджи (на западе округа Фремонт). Мормоны, прошедшие через этот штат в 1847 г., видели нефтяные источники вблизи Хайларда (в юго-западной части Вайоминга). На склонах Блек-Хиллз в северо-восточной части Вайоминга нефтяные выходы были известны еще индейцам.

В штате Калифорния уже с давних времен известны многочисленные доказательства наличия нефти. Признаки нефти здесь встречались в виде смолистых остатков и жидких нефтяных источников в северной части штата. Некоторые индейские племена получали асфальтовый материал из полужидких выделений нефти вблизи современного г. Санта-Барбара. Другие племена использовали смолистые вещества из ям, которые расположены теперь в пределах городской черты Лос-Анжелеса. Самые обширные выходы текучего асфальта находятся на юге округа Венчура. Один из выходов асфальта можно видеть и в наши дни на склоне горы Сульфур. Поток его достигает длины 0,4 км. В

округе Гумбольдт в 32 км севернее Сан-Франциско были известны жидкие нефтяные источники. В 1865 г. здесь пробурили первые разведочные скважины.

К концу XIX в. нефтяной бизнес стал самым прибыльным. Первым миллиардером был Дж. Рокфеллер. В 1863 г. он построил нефтеперерабатывающий завод, а в 70-х гг. XIX в. основал компанию «Стандарт-Ойл», наследницей которой в настоящее время является крупнейшая в мире нефтяная компания Exxon Mobil.

В Мексике нефтяных источников значительно больше, чем в Калифорнии. На этой территории были найдены тысячи нефтяных источников, которые выходят из известняка мелового возраста. После заполнения нефтью известняк был прорван изверженной породой, которая прошла через него в форме даек и округлых штоков. Нефть из известняка стала постепенно высачиваться вдоль боковых стенок этих интрузивных образований. По этой причине выходы нефти расположены непосредственно над богатыми скоплениями нефти, которые легко найти по поверхностным нефтепроявлениям.

В России выходы нефти и газа на поверхность известны почти во всех нефтегазоносных провинциях и районах. На р. Ухте со дна через небольшие промежутки времени наблюдается всплытие небольших капель нефти. В Дагестане, Чечне, на Керченском и Таманском полуостровах, а также во многих других местах имеются многочисленные грязевые вулканы и нефтяные источники. Такие поверхностные нефтепроявления характерны для горных регионов с сильно изрезанным рельефом, где балки и овраги вскрывают нефтеносные пласты, расположенные вблизи земной поверхности.

Первые сведения о наличии нефти в Поволжье и Татарстане относятся к 1703 г. В газете «Ведомости» было сообщено о находках нефти на р. Сок. В XX столетии были описаны выходы асфальтовых пород на Самарской Луке, на р. Кармалка, в бассейнах рек Сок и Шешма, у села Сюкеево на Волге.

В Западной Сибири сообщения о газовых выходах появлялись еще в первой половине XX столетия в трудах И. С. Гольдберга, но были осмеяны скептиками как болотные газы. И открытие Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в результате было отодвинуто на многие годы. В середине

XX в. он же сообщает о битумопроявлениях в северной части Тунгусской синеклизы [9].

Многочисленные выходы горючих газов известны на Байкале, в Прибайкалье, в межгорных впадинах Бурятии [23], в Забайкальском крае. Выходы нефти, битумов обнаружены в платформенных и окраинных областях Якутии. В Иркутской области естественные выходы горючего газа и нефти известны по рекам Купа, Кута, Ангара в районе Иркутска прямо под городом [25]. Выходы нефтяных битумов есть в Присаянье по р. Бол. Белая (у с. Инга), на Масляной горе в правобережье р. Ока (с. Масляногорск), в верховьях р. Ия (Аршан). Обширная область выходов горючего газа известна в Жигаловском районе в междуречье Лены и Тутуры.

К сожалению, на Сибирской платформе, в Прибайкалье и Забайкалье не было открыто ни одного месторождения с учетом естественных выходов нефти и газа. Только Василий Михайлович Сенюков, будучи еще студентом, в 1937 г. обратил внимание на выходы нефти и битумов по р. Туолба в Якутии. В 1941 г. он получил Сталинскую премию первой степени за научный труд «Река Туолба и нефтеносность северного склона Алданского массива» (1938 г.). За эту же работу ему была присвоена ученая степень доктора геолого-минералогических наук без защиты диссертации. Впоследствии его работы стали основой для разворота нефтегазопоисковых работ по всей Сибирской платформе.

Со временем интерес к естественным нефтегазопроявлениям пропал в связи с появлением и развитием геофизических и геохимических методов прогноза, основанных на использовании современной аппаратуры и технологий. Однако естественные газонефтепроявления не потеряли своей поисковой значимости, и поэтому в новых районах, на новых площадях и лицензионных участках их надо искать. А там, где они известны, их надо использовать для ускорения и удешевления геологоразведочных работ на нефть и газ.

ТЕМЫ
ЛАБОРАТОРНЫХ И ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

1. Методика отбора геохимических проб: газа, воды, нефти, грунта, коренных пород, керна, шлама. Хранение и транспортировка геохимических проб.

2. Основные аналитические методы и приборы, применяемые при ГПНГ. Хроматографический метод анализа газовых проб. Принципиальное устройство хроматографа.

3. Полевая гидрохимическая лаборатория. Методика полевого анализа воды.

4. Люминесцентно-битуминологический анализ и его модификации.

5. Дегазация воды, горных пород и грунтов. Типы дегазаторов и их устройства. Технология дегазации воды, промывочной жидкости, шлама и керна.

6. Расчеты при геохимических исследованиях. Вычитание воздуха из анализа газовых проб. Геохимические коэффициенты: их вычисление и геологическая интерпретация.

7. Диагностика нефтематеринских и нефтепроизводящих пород. Способы использования данных по содержанию в породах органического углерода и битуминозности для определения сингенетичности и эпигенетичности углеводородов (битумоидный коэффициент).

8. Построение геолого-геохимических профильных разрезов по материалам газового каротажа глубоких скважин.

9. Методы обработки газогеохимической информации. Методика построения геохимических карт (вручную и на компьютере).

10. Оценка перспектив нефтегазоносности локальных объектов по геохимическим данным.

11. Физико-химическое моделирование процессов нефтегазообразования и миграции УВ по программному комплексу «Селектор-С».

12. Оценка углеводородных ресурсов на основе физико-химического моделирования нефтегазовых систем по результатам бурения параметрических скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Геохимические методы подразделяются на полевые и скважинные. Поверхностная геохимическая съемка более чувствительна к внешним условиям окружающей природной среды. Ее эффективность может зависеть от ландшафтных особенностей территории (залесенность, заболоченность, рельеф, климат, время года, антропогенные факторы). Поэтому к проведению полевых работ предъявляются определенные требования, изложенные в настоящем пособии.

Непреложным остается тот факт, что все нефтегазовые месторождения не являются абсолютно герметичными, над ними существует вертикально восходящий ореол рассеяния УВ и присутствие других геохимических показателей, по которым можно зафиксировать искомый объект, определить место его расположения, примерные размеры, особенности фазового состояния.

Теоретическую основу ГПНГ составляет понятие о газовом геохимическом поле. В любой точке осадочно-породного бассейна есть рассеянные газы, количество и состав которых зависят, прежде всего, от количества и качества исходного рассеянного органического вещества и степени его катагенетической преобразованности. Эта органическая составляющая пород создает первичный газовый фон в осадочном разрезе бассейна. Поскольку РОВ распределено в осадочном разрезе неравномерно (в соответствии с литологией и условиями осадконакопления), то и первичное газовое поле имеет полосчато-зональное строение, с чередованием по вертикали зон различных концентраций. В процессе дальнейшего геологического развития НГБ под действием различных физических и физико-химических процессов происходит перераспределение концентраций рассеянных газов, в основном, в направлении их выравнивания в результате диффузионного массопереноса, что приводит в конечном итоге к формированию нормального геохимического поля.

Газы закрытых пор нормального геохимического поля представлены углеводородно-углекислотно-азотным составом с высоким содержанием водорода. Концентрация последнего ино-

гда превышает содержание углеводородов, возрастая в целом вниз по разрезу. В базальных слоях осадочного чехла содержание водорода в рассеянных газах пород максимально. Поведение водорода и гелия в рассеянных газах характеризуется высокой положительной корреляцией, что свидетельствует об их совместном поступлении в осадочный чехол из фундамента.

В процессе формирования залежей происходит перестройка нормального геохимического поля в соответствии с коллекторскими свойствами пород. Проницаемые пласты, обладающие значительной емкостью, обогащаются углеводородами, в составе которых доля метана возрастает по мере приближения к залежам. В этом же направлении увеличивается не только коэффициент сухости УВГ, но и коэффициент зрелости газов, так как окончательный состав газовой смеси формируется в самой залежи, где концентрации УВ максимальны, а водород содержится в незначительном количестве, либо совсем отсутствует, так как израсходован на процессы гидрирования.

Соотношение между всеми УВ и водородом в газах окончательно сформированной залежи отвечает состоянию термодинамического равновесия, которое предопределяется термодинамическими условиями ловушки (большим объемом). Максимальные значения коэффициента зрелости отмечаются в свободных газах гигантских залежей.

В районах нефтяных и газовых месторождений нормальное геохимическое поле осадочного разреза дифференцируется в результате возмущающего влияния залежей. При этом над залежами формируется аномальное поле концентраций углеводородных и других газов, мигрирующих субвертикально из залежей в перекрывающие отложения. Под влиянием мигрирующих газов происходит перестройка всех составляющих геохимического поля (литогеохимических, битуминологических, микробиологических, физико-химических и т. д.).

Приведенные в настоящем учебном пособии эмпирические материалы по структуре ореолов рассеяния над месторождениями Сибирской платформы показывают, что их строение существенно отличается от теоретических представлений, существовавших ранее по другим регионам. Максимальный эффект рассеивания УВГ наблюдается не над центром залежей, а над контактами газа, нефти и воды, причем над законтурными водами в

зоне ВНК (или ГВК) поле концентраций УВГ значительно контрастнее, чем над ГНК. Минимальный массоперенос УВГ по вертикали (или даже его полное отсутствие) фиксируется над продуктивными пластами, насыщенными нефтью. Такой резкий контраст в концентрациях УВГ перекрывающего комплекса пород над залежью нефти и законтурными водами объясняется плохой растворимостью УВГ в минерализованных водах по сравнению с нефтью. Следовательно, в законтурных водах упругость газов всегда выше, чем в нефти, что способствует их эмиграции в перекрывающую толщу осадков, а в нефтенасыщенной части продуктивного пласта создается как бы дефицит УВГ, препятствующий их выделению в свободную фазу и проникновению в вышележащие пласты. К этому может добавиться конвективный перенос газов над периферийными частями залежей как результат повышения температуры вследствие окислительных процессов, в том числе и за счет УВ-бактерий.

Поля аномальных концентраций неуглеводородных газов (водорода, двуокиси углерода и в меньшей мере азота) в перекрывающем комплексе осадочных пород располагаются, в основном, за пределами залежей УВ. Они распространяются от контактовых зон как над водонасыщенной частью коллектора, так и над зонами его отсутствия.

Таким образом, над неструктурными залежами ореол рассеяния УВ-газов в плане является зонально-полосчатым, над структурными – кольцевым. По неуглеводородным компонентам рассеянных газов геохимические аномалии имеют всегда кольцевой характер.

Знание местоположения и конфигурации ореолов рассеяния относительно залежей, их формы и состава газов, несомненно, расширяют возможности решения основной задачи нефтегазопоисковой геохимии – прогноза нефтяных и газовых залежей. Выявленные различия в составе рассеянных газов над нефтяными и газовыми залежами позволяют вплотную подойти к разработке более точной методики прогноза фазового насыщения предполагаемых залежей.

Для скорейшего решения этих задач, а также для снижения расходов на ГРР, необходима некоторая организационная перестройка геологоразведочного процесса, направленная на всестороннее использование потенциальных возможностей ГПНГ в

более широком смысле, чем это понималось ранее. Частично эта проблема может быть решена путем широкого применения опережающего геохимического картирования с последующим оптимальным размещением геофизических профилей и глубоких скважин с учетом выявленных геохимических аномалий или районов с высоким углеводородным фоном. Давно назрела необходимость создания скважинной геохимии, в задачи которой входило бы геохимическое изучение вскрываемого разреза по керну, шламу, буровому раствору, а также по коренным породам необсаженных стволов скважин. Частично эту проблему решает комплекс ГТИ (геолого-технологических исследований в процессе бурения скважин), но его геохимическая часть сильно ограничена изучением только углеводородной части самопроизвольно выделяющихся газов из бурового раствора. Для прогноза продуктивных пластов и выявления перспективных районов необходимо создание специализированного геохимического каротажа, в технологию которого кроме указанных операций должны входить: термовакуумная дегазация промывочной жидкости, определение в газе гелия, водорода, диоксида углерода, парообразных ароматических УВ (бензол, толуол, этилбензол, ксилолы). Кроме газообразных компонентов в процессе бурения скважин можно фиксировать наличие жидких УВ и в буровом растворе, и в шламе.

Совершенно очевидно, что дальнейшее использование геохимических исследований при производстве ГРР надежно укрепит теоретическую и методологическую базу ГПНГ, а сочетание скважинной геохимии с поверхностной геохимической съемкой позволит не только повысить эффективность и надежность последней, но и даст возможность вплотную подойти к количественной оценке перспектив нефтегазоносности по реальному наличию углеводородов и, в том числе, к раздельному прогнозу на нефть и газ.

А для того, чтобы это произошло, надо подготовить кадры геологов-нефтяников, способных не только освоить имеющиеся методики геохимических поисков, но и разработать более совершенные приборы и технологии, а также новые поисковые критерии для прогноза и обнаружения газовых и нефтяных месторождений на малоисследованных территориях и акваториях России.

БИБЛИОГРФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Временные методические рекомендации по литогеохимическим исследованиям при поисках месторождений нефти и газа. – М. : ВНИИЯГГ, 1984. – 60 с.

2. Вожов В. И. Подземные воды Тунгусского бассейна / В. И. Вожов. – Новосибирск : Наука, 1977. – 80 с.

3. Газобактериальная съемка по снежному покрову и приземному воздуху при поисках нефти и газа / сост. Е. В. Стадник [и др.]. – М. : ВНИИЯГГ, 1981. – 35 с.

4. Геология и геохимия нефти и газа / А. А. Бакиров [и др.]. – М. : Недра, 1984. – 286 с.

5. Геохимические исследования – эффективный метод прогноза, поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений / Н. П. Пастухов. Иркутск : «Сибгеоком». 2016. – 25 с.

6. Геохимия нефтей, конденсатов и природных газов рифей-вендских и кембрийских отложений Сибирской платформы / сост. Д. И. Дробот [и др.]. – М. : Недра, 1988. – 242 с.

7. Гидрогеологические условия месторождений нефти и газа Сибирской платформы / сост. В. И. Вожов. – М. : Недра, 1987. – 204 с.

8. Гидрогеология Иркутского нефтегазоносного бассейна / Восточно-Сибирское книжное издательство / А. С. Анциферов [и др.]. – Иркутск : Вост.-Сиб. кн. изд-во, 1971. – 123 с.

9. Гольдберг И. С. О закономерностях распространения битумопроявлений в северной части Тунгусской синеклизы // Тр. ВНИГРИ. – Л., 1961. – Вып. 186.

10. Еременко Н. А. Исследования естественных нефтегазопроявлений (на примере северо-восточного Кавказа) / Н. А. Еременко, С. П. Максимов. – М.; Л. : Госгортоптехиздат, 1953. – 152 с.

11. Закономерности распространения газов закрытых пор пород / И. С. Старобинец [и др.] // Рассеянные газы и биохимические условия осадков и пород. – М., 1975. – С. 54–60.

12. Зорькин Л. М. Специфика и стадийность геохимических поисков месторождений нефти и газа / Л. М. Зорькин, А. В. Петухов // Изв. вузов. Сер. геол. и разведка. – 1978. – № 3. – С. 57–66.

13. Зорькин Л. М. Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов / Л. М. Зорькин, И. С. Старобинец, Е. В. Стадник. – М. : Недра, 1984. – 248 с.

14. Исаев В. П. Методические указания по геохимическому опробованию при поисках нефти и газа / В. П. Исаев. – Иркутск : РИО ИГУ, 1974. – 36 с.

15. Исаев В. П. Закономерности изменения состава природных газов в зоне активного газообмена / В. П. Исаев, В. С. Михеев // Теоретические вопросы геохимических методов поисков залежей нефти и газа : сб. – М., 1980. – С. 64–73.

16. Исаев В. П. Геохимические особенности рассеянных газов осадочных пород // Теория и методика геохимических поисков залежей нефти и газа на Сибирской платформе. – Иркутск, 1982. – С. 5–18.

17. Принципы региональной оценки перспектив нефтегазоносности юго-запада Якутии по геохимическим данным / В. П. Исаев, В. Д. Дорохин, В. И. Королев, В. Ф. Лузин // Проблемы методики поиска, разведки и освоения нефтяных и газовых месторождений Якутской АССР : материалы науч.-практ. конф. – Якутск, 1983. – Ч. 1. – С. 73–77.

18. Исаев В. П. Структура ореолов рассеяния газов над залежами углеводородов / В. П. Исаев, Е. П. Костюченкова, В. В. Павленко // Геология нефти и газа. – 1985. – № 12. – С. 44–51.

19. Исаев В. П. Геохимические методы поисков залежей нефти и газа на юге Сибирской платформы / В. П. Исаев, В. И. Королев, Е. П. Костюченкова. – Иркутск : Изд-во ИГУ, 1986. – 224 с.

20. Исаев В. П. Прогноз нефтегазоносности по степени эволюционной зрелости природных газов // Геология нефти и газа. – 1988. – № 4. – С. 12–16.

21. Исаев В. П. Термодинамические аспекты геохимии природных газов. В 2 ч. / В. П. Исаев. – Иркутск : Изд-во ИГУ, 1991. – 301 с.

22. Исаев В. П. Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов : учеб. пособие / В. П. Исаев. – Иркутск : ИГУ, 1995. – 94 с.

23. Исаев В. П. Природные газы Баргузинской впадины / В. П. Исаев. – Иркутск : Изд-во ИГУ, 2006. – 217 с.

24. Исаев В.П. Геохимия нефти и газа : курс лекций / В. П. Исаев. – Иркутск : Изд-во Иркут. гос. ун-та, 2010. – 197 с.

25. Исаев В. П. Иркутская нефть // Изв. ИГУ. Сер. Науки о Земле. – 2013. – Т. 6, № 1. – С. 80–90.

26. Карпов И. К. Физико-химическое моделирование на ЭВМ в геохимии / И. К. Карпов. – Новосибирск : Наука, 1981. – 247 с.

27. Комплексный анализ данных геохимических поисков месторождений нефти и газа / под ред. Л. М. Зорькина, А. В. Петухова. – М. : Недра, 1981. – 261 с.

28. Конторович А.Э. Очерки теории нафтидогенеза : избр. ст. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 545 с.

29. Концепция организованности подземной биосферы / А. А. Оборин [и др.]. – Екатеринбург : Урал. отд. РАН, 2005. – 148 с.

30. Кравченко Л. С. Теоретические и методические основы геохимического прогноза и поисков скоплений углеводородов в осадочной толще Западного Прикаспия и его обрамления : автореф. дис. … д-ра геол.-минерал. наук / Л. С. Кравченко. – М., 1993. – 36 с.

31. Краткий энциклопедический словарь. – М. : Астрель, 2002. – 736 с.

32. Лаубенбах А. И. Использование воздушной радиометрической съемки для изучения нефтяных и газовых месторождений [Электронный ресурс] / А. И. Лаубенбах, Л. Н. Скосырева. – URL: http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1958/02/Stat/stat05.html.

33. Литогеохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа / колл. авт. под ред. О. Л. Кузнецова. – М. : Недра, 1987. – 184 с.

34. Методические рекомендации по геохимическим методам поисков месторождений нефти и газа. – М. : ВНИИЯГГ, 1975. – 285 с.

35. Методические рекомендации по применению фитогеохимической съемки при работах на нефть и газ / сост.: Е. В. Стадник, Л. М. Комогорова, Л. В. Лапчинская, Н. Е. Журавель. – М. : ВНИИЯГГ, 1982. – 29 с.

36. Начальное температурное поле Оренбургского газоконденсатного месторождения / Э. Я. Ходырева [и др.] // Геология нефти и газа. – 1985. – № 3. – С. 43–48.

37. Нефтегазовая гидрогеология юга Сибирской платформы / сост. А. С. Анциферов [и др.]. – М. : Недра, 1984. – 193 с.

38. Оборин А. А. Нефтегазопоисковая геомикробиология / А. А. Оборин, Е. В. Стадник. – Екатеринбург : УрО РАН, 1996. – 408 с.

39. О природе «кольцевых» физико-химических аномалий в осадочном чехле / Л. М. Зорькин [и др.] // Докл. АН СССР. – 1979. – Т. 243, № 2. – С. 477–480.

40. Основы теории геохимических полей углеводородных скоплений / колл. авт. ; под ред. А. В. Петухова, И. С. Старобинца. – М. : Недра, 1993. – 332 с.

41. Особенности технологии геохимических исследований при комплексировании с геофизическими методами при нефтегазопоисковых работах в Восточной Сибири / В. И. Васильев, К. В. Яковенко, В. П. Исаев, Н. П. Пастухов // Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири : материалы 1-й науч.-практ. конф. – Новосибирск, 2014 . – С. 6–9.

42. Отбор проб и анализ природных газов нефтегазоносных бассейнов / под ред. И. С. Старобинца, М. К. Калинко. – М. : Недра, 1985. – 239 с.

43. Петухов А. В. Основные элементы структуры поля концентраций углеводородных газов // Докл. АН СССР. – 1977. – № 2. – С. 475–478.

44. Петухов А. В. О роли литолого-структурных и геохимических барьеров в процессе формирования полей аномальных концентраций над залежами нефти и газа // Докл. АН СССР. – 1977. – Т. 236, № 5. – С. 1222–1225.

45. Петухов А. В. Комплексный анализ данных геохимических поисков месторождений нефти и газа / А. В. Петухов, В. А. Ванюшин, В. А. Сиротюк. – М. : Недра, 1981. –261 с.

46. Решение Всероссийского совещания «Эффективность и целесообразность применения наземных геохимических методов при проведении региональных и поисковых работ на нефть и газ на территории Российской федерации. Новосибирск, 25–26 мая 2005. – Новосибирск, 2005. – 9 с.

47. Рогозина Е. А. Газообразование при катагенезе органического вещества осадочных пород / Е. А. Рогозина ; под ред. С. Г. Неручева. – Л. : Недра, 1983. – 164 с.

48. Самсонов В. В. Иркутский нефтегазоносный бассейн / В. В. Самсонов. – Иркутск : Вост.-Сиб. кн. изд-во, 1975. – 196 с.

49. Соколов В. А. Геохимия природных газов / В. А. Соколов. – М. : Недра, 1971. – 334 с.

50. Соколов В. А. Нефть / В. А. Соколов. – М. : Недра, 1970. – 384 с.

51. Стадник Е. В. Зональность газов закрытых пор пород нефтегазоносных бассейнов // Изв. вузов. Сер. Геол. и разведка. – 1977. – № 1 – С. 15–25.

52. Чекалин Л. М. Газовый каротаж и геологическая интерпретация его результатов / Л. М. Чекалин. – М. : Недра, 1968. – 115 с.

53. Явление парагенезиса субвертикальных зонально-кольцеобразных геофизических, геохимических и биогеохимических полей в осадочном чехле земной коры // Открытия в СССР. 1980 : сб. – М., 1981. – С. 34–37.

54. Якуцени В. П. Геология гелия / В. П. Якуцени. – Л. : Недра, 1968. – 232 с.

55. Яницкий И. Н. Гелиевая съемка / И. Н. Яницкий. – М. : Недра, 1979. – 96 с.

Книги почтой

Заказ можно сделать на сайте издательства
www.infra-e.ru

1	Аварийные ситуации в бурении на нефть и газ
2	Безопасность труда в газовом хозяйстве
3	Биотехнология нефтедобычи. Принципы и применение
4	Буровая гидравлика
5	Буровые растворы
6	ВДГО – 2020. Внутридомовое газовое оборудование
7	Выбор и расчет оборудования для добычи нефти
8	Географические, геологические и экологические критерии генерации, поисков, эксплуатации и переработки месторождений-гигантов кислых компонентов в солеродных впадинах мира
9	Геофизические исследования скважин. Справочник мастера по промысловой геофизике
10	Геохимические технологии поисков, разведки, разработки, добычи и переработки нефти и газа
11	Геохимические методы прогноза и поисков месторождений нефти и газа
12	Гидрогенизационная переработка нефтяных фракций
13	Гидрокавитационные технологии в нефтегазовой отрасли
14	Датчики систем управления строительством нефтегазовых скважин
15	Дефекты скважинных установок электроцентробежного насоса
16	Деформационные и фильтрационные процессы в нефтегазонасыщенных пластах
17	Дистанционные методы в нефтегазовой геологии
18	Дистанционные методы поисков месторождений нефти и газа на морских акваториях
19	Защита нефтегазопроводов от коррозии. Защитные покрытия
20	Электрохимическая защита нефтегазопроводов
21	Инженерные расчеты при бурении
22	Инженерно-экологический справочник. *Комплект в трех книгах*
23	Кибербезопасность объектов топливно-энергетического комплекса.
24	Конструкция нефтяных и газовых скважин. Осложнения и их преодоление
25	Методы дистанционного зондирования при разведке и разработке месторождений нефти и газа
26	Методы и технологии поддержания пластового давления
27	Механизация строительных и ремонтных работ в трубопроводном транспорте углеводородов
28	Надежность нефтегазовых объектов в арктических условиях
29	Надежность оборудования в морской нефтедобыче
30	Наружные газопроводы. Мониторинг, обслуживание и ремонт
31	Нефтегазовая инженерия при освоении скважин
32	Нефтегазовое дело. Полный курс. *В двух томах*

33	Нефтегазовое технологическое оборудование. Справочник ремонтника
34	Нефтешламы: уничтожение, утилизация, дезактивация
35	Новые технологии и оборудование в производстве базовых масел и парафинов
36	Освоение и глушение нефтяных скважин
37	Оборудование для бурения скважин
38	Оборудование нефтегазопереработки, химических и нефтехимических производств. *В двух томах*
39	Основы геофизических методов исследования нефтяных и газовых скважин
40	Основы технической диагностики и оценки надежности нефтегазопроводов
41	Основы техники, технологии и безопасности буровых работ
42	Повышение скоростей бурения и дебитов нефтегазовых скважин
43	Повышение эффективности бурения горизонтальных стволов скважин в сложных карбонатных коллекторах с низкими градиентами пластового давления углеводородных систем
44	Подготовка и переработка нефтей
45	Полимерные армированные трубопроводы в современных гидравлических системах
46	Проектирование газораспределительных пунктов и разработка телемеханики учёта расхода газа
47	Проектирование и эксплуатация систем электрического обогрева в нефтегазовой отрасли
48	Проектирование процесса углубления скважины
49	Приоритетные направления энергосбережения в трубопроводном транспорте нефти
50	Процессы стабилизации нефтей, газоконденсатов и нефтяных фракций
51	Пункты редуцирования газа
52	Разработка нефтяных месторождений
53	Расчет нефтепромыслового оборудования
54	Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа
55	Рациональное использование попутного нефтяного газа
56	Результаты дистанционных исследований в комплексе поисковых работ на нефть и газ
57	Решение современных проблем нефтегазовой геологии дистанционными методами
58	Сверхкритические технологии в нефтегазовой отрасли
59	Сети газопотребления котельных
60	Системы автоматизации в газовой промышленности
61	Системы автоматизации в нефтяной промышленности
62	Современные методы гидродинамических исследований скважин. Справочник инженера по исследованию скважин.
63	Современные микроамплитудные тектонические движения, дистанционные методы их изучения и значение для нефтегазовой геологии
64	Современные средства ликвидации аварийных разливов нефти в трубопроводном транспорте
65	Современные химические методы насосного дозирования в нефтедобыче
66	Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ

67	Справочник бурового мастера. *В двух томах*
68	Справочник геолога нефтегазоразведки: нефтегазопромысловая геология и гидрогеология
69	Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов
70	Справочник мастера по подготовке газа
71	Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования
72	Практическая геохимия
73	Проектирование и эксплуатация систем электрического обогрева в нефтегазовой отрасли
74	Проектирование процесса углубления скважины
75	Приоритетные направления энергосбережения в трубопроводном транспорте нефти
76	Процессы стабилизации нефтей, газоконденсатов и нефтяных фракций
77	Процессы и оборудование в технологиях подготовки и переработки углеводородных газов
78	Пункты редуцирования газа
79	Разработка нефтяных месторождений
80	Расчет нефтепромыслового оборудования
81	Справочник мастера строительно-монтажных работ. Сооружение и ремонт нефтегазовых объектов
82	Справочник газовика
83	Справочник по газопромысловому оборудованию
84	Строительство глубокой скважины с применением моделей бурения «in situ». Эффект наследования деформации в горной породе при бурении и эксплуатации скважин
85	Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений
86	Технология бурения с управлением забойным давлением в системе «скважина – пласт»
87	Технологии ремонта и эксплуатации нефтепромыслового оборудования
88	Технологические аспекты охраны окружающей среды в добыче нефти
89	Технологические потери природного газа при транспортировке по газопроводам: магистральные газопроводы, наружные газопроводы, внутридомовые газопроводы
90	Технологические процессы нефтегазового комплекса
91	Управление ректификацией нефти. Технологические диалоги
92	Управление электроприводами скважинных насосных установок
93	Физика пласта
94	Физико-химические свойства нефтей и нефтепродуктов
95	Экологическая безопасность при разработке северных нефтегазовых месторождений
96	Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин
97	Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях
98	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти и газа
99	Эксплуатация оборудования и объектов газовой промышленности
100	Энергосбережение при эксплуатации магистральных насосных агрегатов

Учебное издание

Исаев Виктор Петрович

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПРОГНОЗА И ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Учебное пособие

ISBN 978-5-9729-0847-9

Подписано в печать 03.08.2021
Формат 60×84/16. Бумага офсетная.
Гарнитура «Таймс».

Издательство «Инфра-Инженерия»
160011, г. Вологда, ул. Козленская, д. 63
Тел.: 8 (800) 250-66-01
E-mail: booking@infra-e.ru
https://infra-e.ru

Издательство приглашает
к сотрудничеству авторов
научно-технической литературы