

Министерство образования Российской Федерации
Томский политехнический университет

О.В. Серебrenникова

**ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПРИ ПОИСКЕ
И РАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
НЕФТИ И ГАЗА**

Учебное пособие

Ханты-Мансийск
2008

ББК 26.343.1:26.30 Я73

УДК 550.84 (075.8)

С 325

Серебренникова О.В.

С 325 Геохимические методы при поиске и разведке нефти и газа: Учебное пособие. – Ханты-Мансийск, РИЦ ЮГУ, 2008. – 172 с.

В пособии приводятся основные закономерности формирования состава углеводородных флюидов, параметры состава органического вещества, характеризующие его генетический тип и зрелость, геохимический метод оценки потенциальных ресурсов нефти и газа, газогеохимические, гидрогеохимические, биогеохимические, битуминологические и литогеохимические критерии нефтегазоносности недр. Пособие предназначено для студентов дневного и заочного обучения по специальности 080500 “Геология нефти и газа”.

ББК 26.343.1:26.30 Я73

УДК 550.84 (075.8)

Рекомендовано к печати Редакционно-издательским советом Томского политехнического университета

Рецензенты:

Доктор геолого-минералогических наук,
директор ТФ Института геологии нефти и газа СО РАН
С.Л. Шварцев

Доктор химических наук, ведущий научный сотрудник Института химии нефти СО РАН
В.Н. Буркова

© Томский политехнический университет, 2004

© Оформление. Издательство ТПУ, 2004

ВВЕДЕНИЕ

Двадцатое столетие характеризовалось бурным развитием геохимии нефти и газа. Особенно широко геохимические исследования нефти и газа, рассеянного органического вещества (ОВ) современных и ископаемых осадков нефтегазоносных бассейнов внедрялись в практику нефтегазопромысловых работ, начиная, с сороковых-пятидесятых годов. Геохимические методы позволяют более достоверно прогнозировать перспективы нефтегазоносности крупных территорий, разработать количественные методы прогноза нефтегазоносности, давать отдельную оценку перспектив нефте- и/или газоносности нефтегазоносных бассейнов.

Комплекс геологических и геофизических методов поисков нефти и газа на базе «антиклинальной» теории решает задачу поисков нефтегазоносных структур. Следует подчеркнуть, что не все структуры, выявляемые геофизическими методами, впоследствии подтверждаются глубоким бурением. И далеко не все подтвержденные глубоким бурением структуры нефтегазоносны. Это вынуждает совершенствовать методику, изыскивать более эффективные модификации методов, повышающие результативность поисков.

Задачей геохимических методов являются поиски не ловушек, а месторождений нефти и газа. Как отметил А.В. Сидоренко «решение проблемы прямых поисков полезных ископаемых через толщи перекрывающих пород равносильно технической революции в геологоразведочном деле».

Геохимические исследования в настоящее время рассматриваются как составная часть поисково-разведочных работ на нефть и газ в любых регионах территорий и акваторий и используются на различных этапах. По классу решаемых задач они подразделяются на следующие группы:

1) геохимические методы прогноза вероятной нефтегазоносности региональных и локальных элементов, нефтегеологического районирования (методы диагностики и выделения нефте- и газообразующих отложений, оценки нефте- и газообразования в них, включая определение палеообстановок осадконакопления и глубин максимальных палеопогружений, решение генетических задач неф-

тегазообразования; методы выявления условий первичной и вторичной миграции углеводородов, условий аккумуляции и сохранения их в ловушках, количественного прогноза нефтегазоносности, в частности объемно-генетический метод и др.);

2) геохимические методы поисков месторождений нефти и газа (ГПНГ), вошедшие в геологическую литературу под названием «прямых геохимических поисков», имеющие своей целью оценку продуктивности конкретных структур или площадей. Они включают различные виды геохимических съемок и геохимический (в том числе и пиролитический) каротаж;

3) геохимические методы выявления продуктивных пластов в поисково-разведочных скважинах (преимущественно методы газового каротажа и битуминологические).

Правильная интерпретация геохимических данных возможна лишь при всестороннем учете особенностей геологического строения и развития нефтегазоносного бассейна. Чрезвычайно важным является комплексирование различных методов, что позволяет более достоверно определять возможные места скопления углеводородов. Большое значение также имеет правильная оценка уровня информативности различных видов геохимических съемок и их места в общем комплексе поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Основоположником ГПНГ по праву называют В.А. Соколова, который в 1929 г. впервые предложил провести газовую съемку для определения в подпочвенных отложениях микроконцентраций углеводородных газов (УВГ) и жидких углеводородов (УВ), накапливающихся за счет их субвертикальной миграции из находящихся в более глубоких горизонтах залежей нефти и газа. В дальнейшем была предложена новая разновидность газовой съемки - газовый каротаж, затем метод газокерновой съемки. С 1935 г. для оценки нефтегазоносности недр проводятся гидрогеохимические и люминесцентно-битуминологические исследования, используются почвенно-генетические показатели, свидетельствующие об изменении солевого состава почв под влиянием мигрирующих углеводородов, индикаторные микроорганизмы, окисляющие газообразные углеводороды.

В настоящем учебном пособии приводятся основные закономерности формирования состава УВ флюидов, параметры состава

ОВ, характеризующие его генетический тип и зрелость, геохимический метод оценки потенциальных ресурсов нефти и газа, газогеохимический, гидрогеохимический, биогеохимический, битуминологический и литогеохимический методы поисков залежей УВ.

Пособие рассчитано на освоение материала курса «Геохимические методы при поиске и разведке месторождений нефти и газа» студентами-геологами, специализирующимися в области поиска и разведки нефтяных и газовых скоплений.

1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

На региональном уровне исследования бассейна в целом или крупных частей бассейна (отдельных впадин или прогибов) целью геохимических исследований является определение условий и масштабов нефте- и газообразования в конкретном очаге.

Для осуществления этой цели следует решить следующие задачи:

1. Выделение нефтематеринских (НМ) свит, определение их категорий, установление их внутреннего строения (характер переслаивания, соотношение литотипов и др.).
2. Определение содержания ОВ и битуминозных компонентов (пределы колебаний, установление средних, медианных и модальных значений). Установление генетического типа ОВ и битуминозных компонентов, генерационного потенциала ОВ, породы, толщи и других, изменения этих свойств по разрезу.
3. Выявление степени реализованности генерационного потенциала ОВ (эмиграционного потенциала) прямыми методами (по изменению основных геохимических параметров) и косвенными (в зависимости от имеющейся информации) - по уровню катагенетической преобразованности ОВ и вмещающих пород. Определение степени катагенеза проводится различными способами (углепетрографическими, пиролитическими, геохимическими, минералогическими и др.).
4. Расчет коэффициентов эмиграции.

5. Расчет удельной плотности эмиграции, плотности эмиграции жидких УВ и с учетом объема НМ пород в очаге - общего количества эмигрировавших жидких продуктов.

6. Установление возможного общего количества жидких углеводородов, способных попасть в ловушки с учетом миграционных потерь, коэффициента аккумуляции и других, то есть определение геологических ресурсов бассейна объемно-генетическим методом.

7. Выделение участков вероятных скоплений УВ.

При локальных нефтегеологических работах ставятся следующие геохимические задачи:

1. Выявление продуктивных пластов в поисково-разведочных скважинах.

2. Установление генетических связей нефтей конкретных залежей с определенными НМ толщами.

3. Определение корреляционных связей геохимических параметров нефтей разных залежей (установление возможностей перетока УВ и т.д.).

4. Выявление направленности характера изменения свойств нефтей в пределах одной залежи и в группе залежей, установление возможной геологической (гидрогеологической, литологической и др.) обусловленности этих изменений.

5. Обоснование свойств и качества нефтей предполагаемых залежей.

Для таких геохимических исследований требуются определенные построения.

1. Графики распределения, зависимостей геохимических параметров, их связи с параметрами литологического (минералогического) состава коллектора, состава вод и т.д.

2. Построение карт распределения геохимических параметров нефтей (УВ состава, информативных геохимических коэффициентов – Pr/Ph , $Ki - (Pr+Ph)/(n-C_{17}+n-C_{18})$, плотности, сернистости, содержания металлопорфиринов, изменения фракционного состава и др.).

3. Построение совмещенных карт распределения геохимических параметров с картами литофаций, изменения пористости, прони-

цаемости и другими свойствами коллектора в пределах одной площади.

4. Построение карт значений отдельных гидрогеохимических, биогеохимических, битуминологических, литогеохимических и газогеохимических показателей и выделение зон аномальных значений.

2. ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО ОСАДОЧНЫХ ПОРОД

Органическое вещество (ОВ) является обязательным компонентом почти всех осадочных отложений, начиная с конца архея. Среднее содержание органического углерода (составляющего от 65 до 85% ОВ) в осадочных породах - 0,55-0,6%, что соответствует 13-15 кг в 1 м³ породы. Общая масса рассеянного углеродистого вещества в континентальном секторе стратосферы составляет $(45-50) \cdot 10^{16}$ т, что в сотни раз превышает все запасы ископаемых углей и нефти. Н.Б. Вассоевич предложил называть ОВ осадочных пород седикахитами, подчеркивая его углеродно-водородистый состав и седиментационный генезис.

В составе осадочных пород и осадков всегда имеются *битумоиды* - вещества, извлекаемые органическими растворителями - хлороформом (ХБ), бензолом, эфиром и др. Нерастворимую часть органического вещества (НОВ) принято называть *керогеном*. Н.Б. Вассоевич рекомендовал называть керогеном все органическое вещество, поскольку нерастворимые компоненты составляют подавляющую его часть.

Доля битумоида в ОВ, или степень его битуминизации (коэффициент β), измеряется в мг/г. В практике геохимических исследований обычно рассчитывается битумоидный коэффициент, как отношение битумоида к содержанию общего органического углерода ($C_{орг}$):

$$\beta \text{ (мг/г)} = (\text{ХБ} \cdot 1000 / C_{орг}).$$

В.А. Успенским была установлена закономерность - увеличение роли битуминозных компонентов в ОВ при уменьшении его содержания. Н.Б. Вассоевич установил подобную обратную зависимость для современных осадков, она получила название - закономерность

Успенского-Вассоевича. Суть ее сводится к следующему: с увеличением дисперсности ОВ доля битуминозных компонентов (β) в нем растет. Соблюдение этой закономерности - надежный показатель сингенетичности битумоидов, отсутствие ее, как и чрезмерно высокие значения β (>200 мг/г) - показатель эпигенетичности битумоидов.

Обязательным компонентом всех битумоидов в осадках и осадочных породах являются углеводороды. Осадочные породы, по сравнению с современными осадками, характеризуются более высокими содержаниями УВ. Общее содержание рассеянных углеводородов в континентальном секторе стратисферы достигает $7 \cdot 10^{13}$ т, что превышает запасы нефти в этом секторе в сотни раз.

Дисперсные УВ в современных и ископаемых осадках обладают большим сходством с УВ нефтей, Н.Б. Вассоевич назвал их микро-нефтью. Микро-нефть - «это эволюционирующая предшественница нефти, ее скрытая утробная стадия существования». Содержание и состав микро-нефти в осадках/породах изменяется по мере развития литогенеза. В осадках ее мало и она еще отличается по составу от собственно нефти - зачаточная микро-нефть, на подстадии протокатагенеза - юную, на грациях мезокатагенеза МК₁-МК₂ - зрелую, частично остаточную, на МК₃ - в значительной мере остаточную.

2.1. Генетические типы органического вещества [1-6]

На протяжении многих лет ОВ подразделяли на два основных фациально-генетических типа - сапропелевое и гумусовое, понимая под этими типами соответственно ОВ низших и высших растений. Эти два типа долгое время считались «фациальными антиподами». В связи с совершенствованием методов исследования стало очевидным, что сами понятия о «гумусовом» и «сапропелевом» веществе общие и неконкретные. Зачастую гумусовое по генетической природе вещество по составу генерированных продуктов более отвечает сапропелевому и наоборот. Назрела необходимость дифференцировать эти понятия.

В.А. Успенский и О.А. Радченко обратили внимание на то, что сапропелевое ОВ имеет сложный состав и даже при полном отсут-

ствии гумусового материала его нужно рассматривать как двухкомпонентное, состоящее из липидной и углеводно-белковой (гумоидной) частей. Наиболее характерными параметрами каждой части являются соответственно содержание Н и N. Предложенная классификация ОВ сапротелевого типа на подклассы приведена в табл. 1.

Н.Б. Вассоевич (1967) предложил применять термин «органический» лишь в смысле «биогенный», т.е. связанный с организмами. Термин «органические соединения» заменить термином «кахигены», то есть «созданные углеродом и водородом» (от carbon, hydrogen, genesis). Понятие «органическое вещество» заменить понятием «кахигениты», который впоследствии был трансформирован в «кахиты», а ОВ осадочных пород и осадков стало именоваться «седикахиты» (СК). Однако, эти термины не получили широкого распространения.

Таблица 1

Классификация ОВ сапротелевого типа (по В.А. Успенскому, О.А. Радченко)

Подкласс	Доля исходного материала, %		Содержание Н, %
	липидного	гумидного	
Липидный	75–100	0–25	9,0–8,5
Гумоидно-липидный	50–70	25–50	7,5–8,0 до 9,0–9,5
Липидно-гумоидный	25–50	50–70	6,0–6,5 до 7,5–8,0
Гумоидный	0–25	75–100	6,0–6,5

Согласно терминологии, основанной на преобладающем типе структур, включенных в макромолекулу, без учета других структур, ОВ сапротелевого типа, содержащее в основном алициклические и алифатические структуры, предложено называть *алиновым*. Для него характерно резкое преобладание коллоидных и сорбированных форм ОВ (коллоальгинита, микстинита) и почти полное отсутствие структур, сохранивших морфологию исходных гидробактеров. ОВ с повышенным содержанием азота и гидроароматических структур, выделяется как *амикагиновое*.

В последствии были введены несколько другие обозначения подтипов алинового ОВ – в соответствии с комплексом биополимеров, служащих основой для формирования ОВ в различных седиментационных обстановках.

I комплекс – протеинполимер-липоидинового состава (элементы клеточных мембран и жировые компоненты клеток) – СК характеризуются длинными алифатическими цепями. Такие СК предложено называть *алфиновыми* и обозначать СК_{алф.} В исходном ОВ этого типа большую роль играют ненасыщенные структуры, эфирные группы. Атомное отношение Н/С в нем составляет 1,5–1,8, содержание азота – не более 2–3%. Основной биопродуцент – цианобактерии. Такое ОВ типично для многих групп горючих сланцев.

II комплекс – нуклеоуглеводно-белковые соединения (ядерно-цитоплазматические составляющие клеток и тканей различного происхождения) – дает основу для ОВ, характеризующегося присутствием алициклических структур, амидных группировок, кетонных групп и отсутствием конденсированной ароматики. Такое ОВ названо *алициновым* и обозначается СК_{алиц.} Ему свойственны повышенные концентрации азота (5,5–6,5%), $H/C_{ат} = 1,20–1,45$. Многие полосы поглощения ИК-спектров идентичны полосам поглощения протеинов, что позволяет считать такие СК производными углеводно-белковых соединений. ОВ такого типа характерно для материковых окраин, зон апвеллингов. ОВ сходного состава накапливается в озерах гумидных и семиаридных зон. Это фитопланктоногенное ОВ, подвергнувшееся бактериальной переработке.

Гумусовому типу ОВ свойственны поликонденсированные ареновые структуры, обозначается ОВ этого типа СК_{ар} – *ареновое*. В его основе лежат лигнин-целлюлозные биополимерные комплексы (каркасные элементы и соединительная ткань высших растений), высококонденсированные структуры циклического строения и ароматические структуры. Для СК_{ар} характерно невысокое содержание водорода ($H/C_{ат} < 1$), высокое содержание фенольных групп, невысокое (2–3%) содержание азота.

Чистые генетические типы ОВ в природе крайне редки, обычно приходится сталкиваться с ОВ смешанного состава. В таких случаях вводятся соответствующие обозначения: СК_{ал-ар}, СК_{ар-алц} и др. Эта классификация, основанная на элементном составе керогена, информативна, но, к сожалению, в настоящее время мало используется из-за чрезвычайно трудоемкого процесса получения керогена.

За рубежом, а последнее время и в России, широко используется классификация типов ОВ (типов керогена) по структурно-химическому признаку Б. Тиссо и Д. Вельте (1981). Авторы предлагают выделять три типа керогена. На диаграмме Ван-Кревелена они характеризуются соответствующими кривыми (рис. 1).

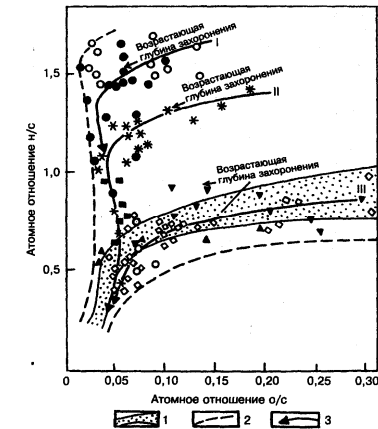


Рис. 1. Основные типы и эволюционные кривые керогенов типов I, II и III (по Ван-Кревелену): 1 – основная тенденция изменения состава гумусовых углей; 2 – границы поля, отвечающие керогену; 3 – эволюционные кривые

I тип – кероген с высоким содержанием водорода и низким кислорода, преобладают алифатические структуры; кероген этого типа характерен для горючих сланцев;

II тип – содержание водорода достаточно высокое, но меньше, чем в I типе, содержание кислорода более высокое; кероген форми-

руется вследствие отложения и накопления морских организмов (фито- и зоопланктон, бактерии) в восстановительных условиях; это кероген основной массы нефтематеринских морских толщ;

III тип – кероген бедный водородом, содержит преимущественно конденсированные полиароматические и кислородсодержащие функциональные группы, он образовался в основном из остатков наземной растительности, это кероген главным образом газоматеринских пород.

Выделенные типы керогенов отличаются по характеру генерируемых продуктов и, прежде всего, по углеводородному составу. Соотношение различных групп УВ показано на рис. 2.

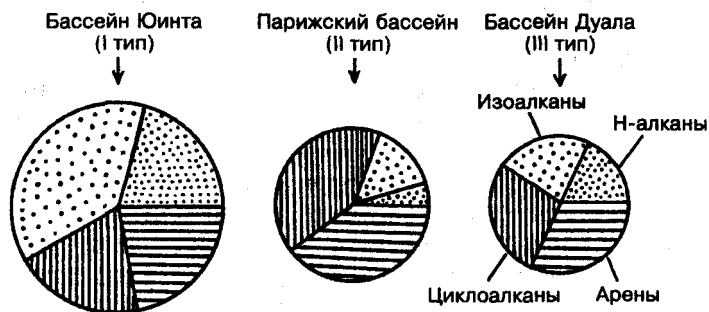


Рис. 2. Состав углеводородов, генерируемых из трех основных типов керогенов на глубине максимума нефтеобразования

Есть и другие классификации керогенов, в основу которых также положен элементный и мацеральный составы исходного ОВ, также учитывается и состав генерированных продуктов. Так ОВ, значительную долю которого составляют микробные компоненты, МакКирди предложил разделять на четыре типа:

I тип обогащен водородом, в продуктах генерации преобладают n-алканы, ароматических соединений очень мало, мацеральный эквивалент – альгинит.

II тип является смесью обогащенного липидами и гумусового ОВ, отношение $H/C_{ат}$ изменяется от 1,29 до 0,75, пристан преобладает над фитаном, содержание n-алканов и длина их цепей меньше, чем в керогене I типа.

III тип является гетерополиконденсатом водорослевых гуминовых веществ, по элементному составу сходен с витринитом ($H/C_{ат} - 0,83-0,54$).

Кероген IV типа обеднен водородом, по составу близок к фюзиниту ($H/C_{ат} - 0,54-0,28$)

На любых уровнях геохимических исследований первостепенная задача: определение фациально-генетического типа ОВ. При разных принципах построения классификаций – структурно-химическом (алиновое, арконовое ОВ - Н.Б. Вассоевич), физико-географическом (аквагенное и терригенное ОВ - А.Э. Конторович) и т.д., основа их сходная - фациально-генетическая. Типизация керогена, по Б. Тиссо и Д. Вельте, по существу также представляет разделение НОВ на те же основные две группы – сапропелиты (I и II типы) и гумиты (III тип), только в I тип выделены наиболее «чистые» керогены горючих сланцев, наименее окисленные в диагенезе.

На современном уровне исследования НМ отложений определения генетического типа ОВ как «кероген II типа» или «сапропелито-гумиты» явно недостаточно, поскольку сами по себе эти данные несут мало информации о генезисе ОВ. Наиболее информативной в генетическом плане является вещественно-петрографический состав ОВ. Фациально-генетическая классификация ОВ внутри класса сапропелитов разработана Г.М. Парпаровой и А.В. Жуковой на примере ОВ палеозоя-допалеозоя Сибирской платформы. В исходном ОВ указанного возрастного комплекса можно выделить три компонента: фитопланктон (ФП) - в основном *Cynophyta* и *Acritharpha*, фитобентос (ФБ) — *Phaeophyta* и *Rhodophyta* и зоосоставляющую (ЗС), граптолиты, трилобиты и др. Эти компоненты распознаются при петрографическом изучении керогена и классифицируются соответственно как альгинит (коллоальгинит), псевдовитринит и хитинит. Классификация построена на основе треугольной диаграммы: выделяются 19 типов ОВ (рис. 3).

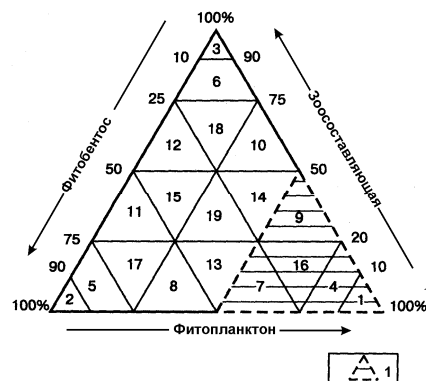


Рис. 3. Классификационная диаграмма сапропелевого ОВ по соотношению трех биоценологических групп исходного материала – фитопланктона, фитобентоса и зоосоставляющей:

1 – контур типов ОВ

При содержании компонента менее 25% он в наименование типа не входит. В вершинах треугольника располагаются шесть «чистых» типов ОВ, например, фитопланктонный (ФП – 90–100%) и существенно фитопланктонный (ФП - 75-90%). Далее выделяются шесть типов с бинарными наименованиями, например, фитобентосно-фитопланктонный (ФБ – 50–75%, ФБ – 25–50%, ЗС – 0–25%); три типа смешанных с бинарными наименованиями и три типа смешанных с преобладанием одного компонента. В центре (№ 19) - смешанный трехкомпонентный тип. Наибольшим нефтематеринским потенциалом ($P_{нм}$) обладают типы ОВ, заключенные в малом треугольнике диаграммы, примыкающем к планктонной вершине № 1,4,7,9,16 (см. рис. 3).

Информацию о происхождении органического вещества несут также химические индикаторы, основанные на исследовании *битумоидов*. Извлекаемые битумоиды включают хемофоссилии, которые могут быть использованы для определения типа органического вещества (тип II в основном морского, тогда как тип III главным образом континентального происхождения), его зрелости, а также для оценки генетического потенциала материнской породы. *Хемофоссилии* – это молекулы, которые были синтезированы растениями или животными и попали в осадок малоизмененными. Наиболее важными группами хе-

мофосиллий в ОВ ископаемых осадков и нефтях являются металлопорфирины, нормальные и изопреноидные алканы, жирные кислоты, стераны и гопаны (рис.4).

Однако использование данных о составе битумоидов имеет ряд сложностей. Во-первых, свободные молекулы битумоида составляют лишь малую часть общего органического вещества. К тому же содержание различных классов соединений (например, n-алканов, кислот, и т. д.) может варьировать в значительных пределах в зависимости от источника органического вещества. Например, длинноцепочечные n-алканы с нечетным числом атомов углерода играют важную роль только в высших растениях, тогда как в планктоне они содержатся в незначительном количестве. Таким образом, морской осадок, содержащий 90% морского планктона и 10% остатков высших растений, привнесенных с континента, обладает типичным «отпечатком пальцев» континентального материала, если рассматривать его с точки зрения содержания в нем высокомолекулярных n-алканов. Другой сложностью является мобильность битумоида, т. е. он может мигрировать не только в типичных коллекторских породах, но и в осадочных породах материнского типа. Такое скопление отмечается аномально высоким отношением битумоида к органическому углероду (выше 200 мг/г $C_{орг}$). В таких условиях изначальный характер ископаемых молекул может изменяться в связи с поступлением битумоида с другим характером распределения.

Исходя из вышесказанного, оценку типа органического вещества и потенциала материнской породы лучше основывать на данных, полученных в результате исследования керогена. Последний обычно составляет до 80% и даже больше всего органического вещества, к тому же он неспособен мигрировать. Таким образом, информация, основанная на керогене, охватывает большую часть органического вещества и безусловно является представительной для рассматриваемой породы.

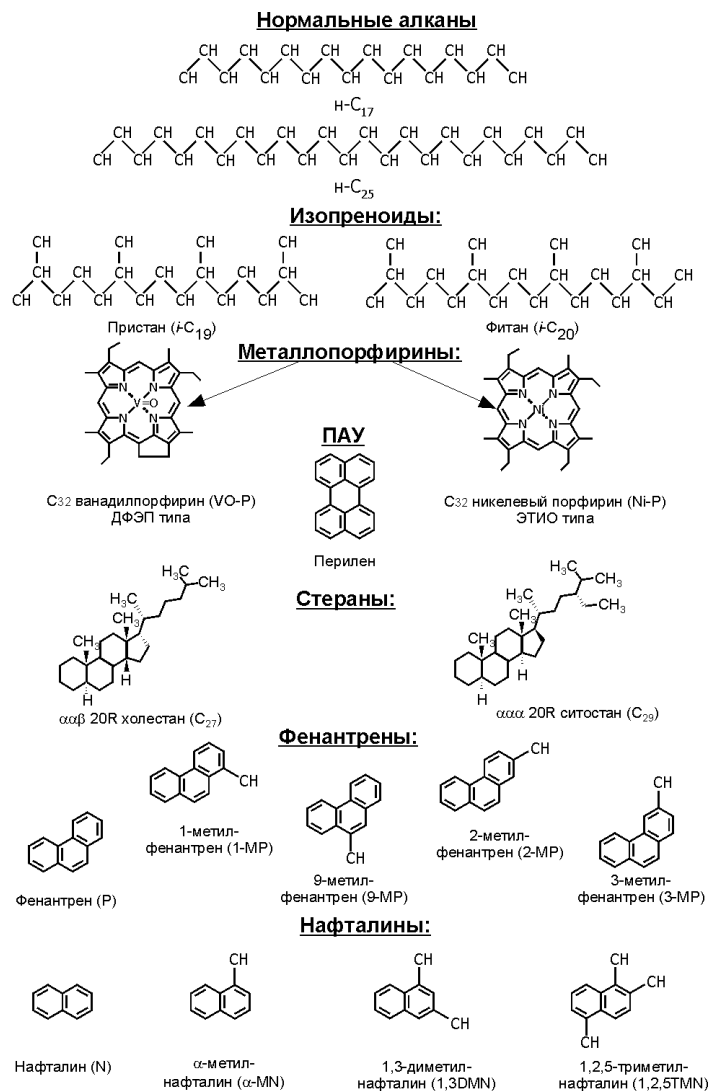


Рис. 4. Структура отдельных классов органических соединений, состав которых используется для реконструкции условий накопления и созревания ОВ в осадках.

Тем не менее, сложность выделения керогена зачастую ограничивает возможности получения информации об его составе, и тогда единственным объектом, дающим сведения о природе ОВ, является битумоид. Например, для бассейна Габон и Магелланова бассейна источники органического материала четко выявлены по распределению присутствующих в битумоидах насыщенных углеводородов. В прибрежном бассейне Габон (рис. 5) фоновое содержание органического вещества составляет около 0,5% $C_{орг}$. Это ОВ имеет континентальное происхождение, а его нефтяной потенциал низок.

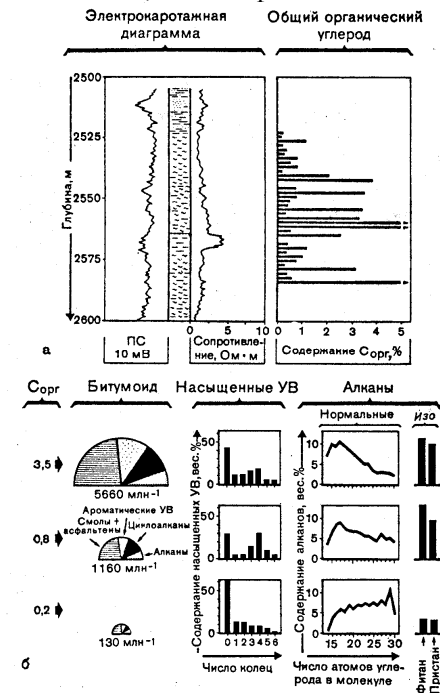


Рис. 5. Сравнение битумоидов из прослоев глин, богатых органикой (2-5% $C_{орг}$), и глин, бедных органикой (~0,5% $C_{орг}$), из верхнемеловых отложений прибрежного бассейна Габон (общее количество n-алканов принято за 100%): а - общее содержание; б - площади секторов пропорциональны количеству извлекаемого битумоида

Однако отдельные пласты содержат значительную часть ОВ (от 1 до 5%) с высоким нефтяным потенциалом. Эти пласты являются «эффективными» материнскими породами нефтяных месторождений, хотя их мощность составляет меньше половины общей мощности формации. Глины, бедные органикой, содержат в основном высокомолекулярные n-алканы и разветвленные алканы и лишь некоторые изопреноиды. Это ОВ обязано своим происхождением в основном наземным высшим растениям. Глины, богатые органикой, содержат больше циклического материала, особенно стеранов, много изопреноидов и n-алканов с более низким молекулярным весом. ОВ, содержащееся в глинах, богатых органикой в основном морского происхождения и автохтонное.

В Магеллановом бассейне Южной Америки (рис. 6) отложения формации Спрингхилл сформировались в ряде небольших суббассейнов, разделенных структурными поднятиями.

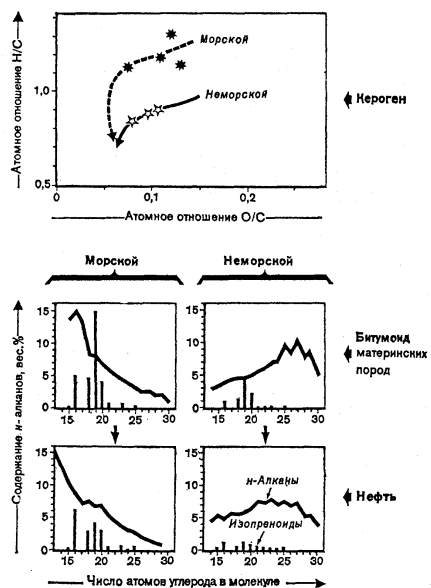


Рис. 6. Распределение n-алканов и изопреноидов в материнских отложениях морского и неморского происхождения Магелланова бассейна и связанных с ними нефтях (общее количество n-алканов принято за 100%)

Фации меняются от морских до континентальных в зависимости от местных условий. В некоторых районах с морской седиментацией ОВ в основном образовалось из планктона. Здесь нефтяной потенциал высок, а нефти относятся к нормальному парафиновому или нафтеновому типу. В других местах седиментация континентальная, и ОВ в основном имеет наземное происхождение и характеризуется высоким содержанием углерода длинноцепочечных парафиновых соединений, образованных из растительных восков. Нефтяной потенциал такого ОВ ниже, а нефти относятся к высокопарафинистым.

Индивидуальный состав алканов. Сопоставление УВ производится на основе хроматограмм по молекулярно-массовому распределению нормальных и изоалканов, а также по соотношениям отдельных УВ. Преобладание n-алканов низкого молекулярного веса ($C < 24$) указывает на то, что источником нефти служило преимущественно морское планктоногенное вещество, тогда как преобладание n-алканов высокого молекулярного веса ($C > 24$) является характерной чертой нефтей, произошедших из ОВ наземного происхождения. Бимодальное распределение свидетельствует о смешанном типе исходного ОВ (рис. 7).

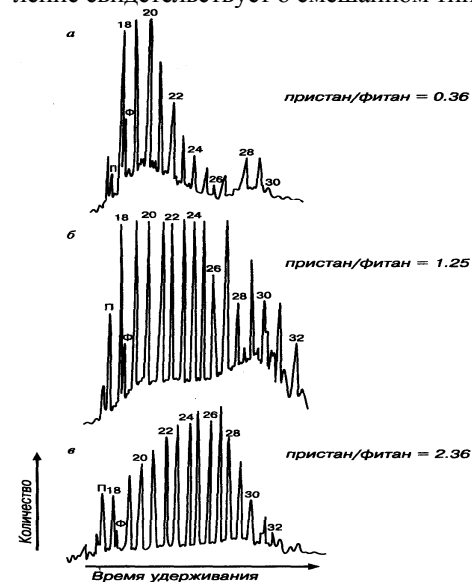


Рис. 7. Характерные хроматограммы нефтей различного генезиса:
а - морского; б - смешанного; в - наземного источника

Для нефтей, образованных из ОВ морского происхождения, характерны относительно низкие концентрации н-алканов, наличие стеранов, преобладание в высокомолекулярной области н-алканов с четным числом атомов углерода. Напротив, для нефтей, образованных из органической массы континентального генезиса, характерны высокие концентрации н-алканов, низкие изопреноидов, преобладание н-алканов с нечетным числом атомов С в высокомолекулярной области, отсутствие стеранов. Процесс биодеградациии отражается в отсутствии н-алканов (а на более поздних стадиях и изопреноидов), преобладании нафтенов.

Среди изопреноидов (углеводородов ациклического строения) наибольшую известность получили пристан $C_{19}H_{40}$ (Pr) и фитан $C_{20}H_{42}$ (Ph). Основным источником пристана и фитана в нефти считается непредельный спирт фитол, который образуется при гидролизе эфирной группы хлорофилла. Важную роль в превращении фитола играет обстановка в период диагенеза. В окислительных условиях образуется фитеновая кислота, далее пристен и пристан, в восстановительных - дигидрофитол, из которого получается фитан.

Отношение Pr/Ph зависит от состава исходной биомассы и, как правило, выше в разностях с большей долей липидов высшей растительности. При увеличении катагенетической зрелости нефти отношение Pr/Ph растёт, хотя, по мнению многих исследователей, процессы деструкции не настолько кардинальны, чтобы завуалировать генетическую информацию. Генетическое значение отношения Pr/Ph следующее: в нефтях, образованных из ОВ морского генезиса, в восстановительной обстановке, преобладает фитан, в то время как в нефтях из ОВ континентальных отложений и в окислительной фациальной обстановке - пристан.

Следует отметить, что генетическая информация, полученная по этому соотношению (Pr/Ph), наиболее достоверна для равновесных (устоявшихся) залежей. В тектонически активных зонах, где возможны газовые и газоконденсатные подтоки, повышенные значения отношений Pr/Ph могут рассматриваться как следствие движения переноса жидких УВ в газовых растворах, указывая на наличие дизъюнктивных нарушений в пределах залежи.

Показательными корреляционными параметрами являются «индексы созревания»: отношения $Pr/n-C_{17}$ и $Ph/n-C_{18}$. Они значительно выше в незрелых нефтях и конденсатах. Такая закономерность была установлена при исследовании нефтей и конденсатов, образовавшихся из ОВ сапропелевого и гумусового типов. Тенденция изменения «индексов созревания» используется при геохимических реконструкциях как показатель зрелости нефтей и конденсатов, а также для установления различных типов исходного керогена. Для этого применяют график Дж. Коннона и А.М. Кассоу (рис. 8).

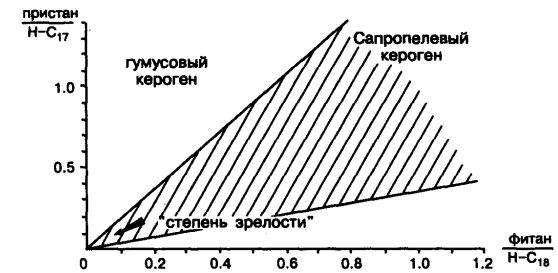


Рис. 8. Определение «степени зрелости» нефтей, типа исходного керогена по соотношениям $Pr/n-C_{17}$ и $Ph/n-C_{18}$

Предпосылкой генетической связи нефтей и ОВ пород является близость значений коэффициента $K_i = i-C_{19} + i-C_{20} / n-C_{17} + n-C_{18}$, который зависит от катагенетической зрелости и процессов биodeградации (его значение уменьшается в ходе термических изменений и увеличивается при биodeградации). Поэтому корреляции следует производить «при прочих равных условиях», исключая из сопоставления биodeградированные нефти и учитывая характер молекулярно-массового распределения n-алканов и значение отношения Pr/Ph .

Соотношения соединений бензиновой фракции нефти (НК - 150 °С), хотя и несут генетическую информацию, но в большей мере зависят от катагенетических, миграционных факторов, а также условий отбора и хранения проб. Примеры использования соотношений низкомолекулярных соединений:

Σ алканов/ Σ нафтенов C_6, C_7, C_8 ; при значениях $> 1,5$ источником нефти (конденсата) могли быть липиды высших растений (континентальное исходное ОВ), $\leq 1,0$ — морское исходное ОВ;

Σ циклопентанов/ Σ циклогексанов C_7, C_8 ; при значениях $0,7—1,0$ источником нефти (конденсата) было преимущественно ОВ морского происхождения, $\leq 0,5-0,2$ — континентального;

этилбензол/ Σ ксилолов; $\geq 0,3$ источником нефти (конденсата) были преимущественно морские отложения, $\leq 0,1$ — континентальные.

Пигменты. Обстановка отложения исходного ОВ накладывает свой отпечаток и на распределение в нефтях и битумоидах металлопорфиринов и периленов. Наличие ванадиловых комплексов порфиринов (VO-P) характерно преимущественно для морских осадков, отлагавшихся и претерпевавших диагенетические изменения в восстановительной обстановке. Наличие никелевых комплексов (Ni-P) указывает на отсутствие сероводородного заражения придонных вод в бассейне седиментации и чаще характерно для континентальных фаций, а присутствие периленов указывает на мелководность бассейна или близость береговой линии.

ИКС нефтей и битумоидов рассеянного ОВ пород. Информация, получаемая при интерпретации инфракрасных спектров нефтей и битумоидов, дает аддитивную характеристику вещества, что является существенным дополнением к газо-жидкостной хроматографии. Интерпретация данных основана на идентификации характеристических полос поглощения функциональных групп.

В большинстве исследований выводы делаются на основе качественного сопоставления ИКС. Полуколичественный анализ стал возможен с введением спектральных коэффициентов, например:

$C_1 = D_{1600}/D_{720}$, $C_2 = D_{750}/D_{720}$, $C_3 = D_{720}/D_{1360}$, $A_1 = D_{815}/D_{750}$, $A_2 = D_{875}/D_{750}$, где D - оптическая плотность в максимуме поглощения соответствующих полос. Применение коэффициентов, не зависящих от условий записи спектра, вводит меру и число в оценку спектрограмм.

Принципиальные типовые спектры битумоидов различного генезиса, аллохтонные и автохтонные формы приведены на рис. 9.

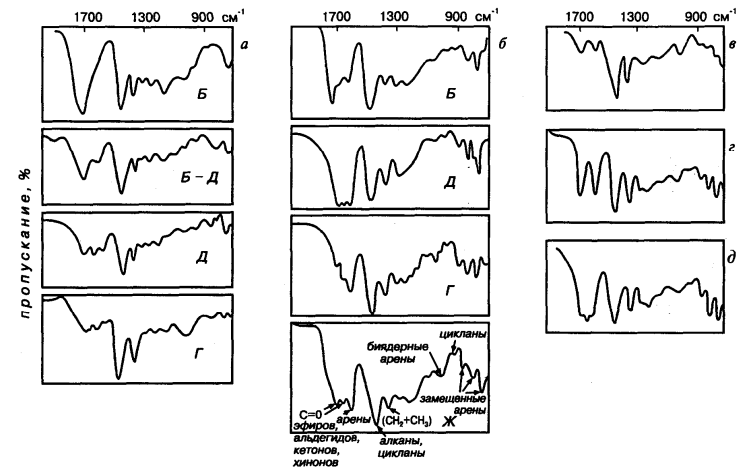


Рис. 9. Типовые ИК-спектры битумоидов:
 а – сапропелитов различных стадий катагенеза;
 б – сапропелито-гумитов и гумитов; в – аллохтонных битумоидов;
 г – параавтохтонных битумоидов; д – остаточных битумоидов

Гумусовому и сапропелевому ОВ соответствуют битумоиды (нефти и конденсаты), различающиеся по степени ароматичности, а также по наличию определенных кислородсодержащих группировок. Например, в гумусовых битумоидах (нефтях, конденсатах) велико суммарное содержание аренов, биядерных аренов, различных замещенных аренов по отношению к нормальным алканам. Среди кислородсодержащих структур характерно наличие хинонов и дикетонов, ароматических эфиров и кетонов. Сапропелевые битумоиды (нефти, конденсаты) имеют общий алифатический состав, в них низко содержание аренов и их производных, среди кислородсодержащих структур, как правило, отсутствуют хиноны и дикетоны.

Таким образом, состав присутствующих в битумоидах и нефтях отдельных классов соединений несет информацию об обстановке отложения исходного ОВ.

В ОВ осадков морского генезиса среди *n*-алканов преимущественно преобладают продуцируемые фитопланктоном *n*-C₁₅ и *n*-C₁₇ (или более низкомолекулярные члены ряда), среди нафтеновых УВ

велико содержание стеранов, среди которых доминирует холестан (C₂₇), высоко относительное содержание изопреноидных алканов. В ОВ могут присутствовать VO-P.

В ОВ континентального происхождения основными среди n-алканов являются гомологи n-C₂₅-n-C₃₃ с преобладанием нечетных членов ряда, содержание изопреноидов низкое, стеранов мало, а ситостан (C₂₉) преобладает над холестаном (C₂₇). ОВ часто содержат Ni-P.

2.2. Нефтематеринский потенциал пород [1-3, 5, 6]

Нефтематеринский (генетический) потенциал - это то количество микронепти (нефти), которое может генерировать в процессе литогенеза данная порода. В настоящее время в литературе существуют различные термины для определения этого понятия. Наряду с наиболее широко применяемыми терминами - нефтематеринский и газоматеринский потенциал, используются и другие названия: нефтегазоматеринский, генетический потенциал продуктивности, генетический потенциал керогена, нефтяной, углеводородный, генерационный потенциал. Микронепть является обычным малым компонентом почти всех водно-осадочных пород, т.е. все они в той или иной степени являются потенциально нефтематеринскими (НМ). Поэтому проблема нефтематеринских отложений не столько качественная, сколько количественная, это проблема оценки нефтематеринского потенциала НМ отложений (P_{нм}).

Под нефтематеринским потенциалом понимается способность породы генерировать жидкие УВ при наступлении соответствующих геологических условий. Существует понятие и газоматеринский потенциал - способность генерировать газообразные УВ и прочие газы. Потенциал ОВ и вмещающих его пород обуславливается качеством и количеством содержащегося в породе ОВ. Основные его черты закладываются еще в живом веществе и определяются прежде всего биохимическим составом фоссилирующихся в осадках организмов и продуктов их разложения.

С.Г. Неручев предложил разграничивать потенциал органического вещества и вмещающей его породы. Необходимо оценивать

количественно тот и другой потенциалы отдельно, поскольку потенциал ОВ может быть высоким, но из-за малого содержания его в породе потенциал породы будет низким. Потенциал органического вещества определяется способностью ОВ генерировать в ходе литогенеза в недрах осадочного бассейна углеводороды и свойственные нефти углеводородистые соединения, которые помимо С и Н содержат еще гетероэлементы - О, N, S, металлы и др.

Потенциал породы оценивается отношением (%) количества нефтяных УВ, генерированных породой за всю свою катагенетическую историю до полного истощения (или только до определенной градации катагенеза) к общему содержанию ОВ в породе до начала катагенеза. Нефтематеринский потенциал пород определяется количеством нефти (УВ в г или кг на 1 т или 1 м³ породы), которое могло образоваться в породе за всю ее катагенетическую историю.

Нефтематеринский потенциал ОВ является функцией его молекулярной структуры, которая определяет способность ОВ образовывать большее или меньшее количество нефтяных УВ. Молекулярная структура и состав ОВ проявляются в элементном, компонентном и мацеральном составах керогена, которые изменяются в зависимости от генетического типа ОВ, степени его преобразованности и других факторов.

Чем больше ОВ захороняется в осадке и сохраняется в породе, тем выше ее нефтематеринский потенциал. Обычно более высоким потенциалом обладают глины и карбонатно-глинистые породы - мергели, глинистые известняки, кремнисто-глинистые породы, в песчано-алевритовых и чисто карбонатных (органогенные, хомогенные) он значительно ниже. Нет четких количественных критериев, отделяющих нефтематеринскую породу от не нефтематеринской. В настоящее время большинством исследователей за минимальную концентрацию ОВ в породе, способную обеспечить промышленную нефтеносность, принимают 0,4-0,5 (чаще 1,0) % для глинистых разностей и 0,1-0,2 (чаще 0,5) % для карбонатных (при значительной мощности этих отложений и благоприятном строении толщи, обеспечивающем уход генерированных продуктов).

Для оценки потенциала ОВ, или способности ОВ генерировать углеводороды, используются данные об элементном составе ОВ.

Критерием этой способности служит обогащенность ОВ водородом. Коэффициенты Н/С и С/Н широко использовались как для выделения генетических типов ОВ, так и для определения $P_{\text{нм}}$ еще с 50-х годов. При одном и том же значении Н/С вещество может содержать совершенно разные количества гетероэлементов, поэтому А.Ф. Добрянский предложил ввести поправочные коэффициенты с учетом содержания О, N и S. Наиболее удачный коэффициент, основанный на элементном составе, был предложен Н.Б. Вассоевичем и И.Е. Лейфманом. Авторами подчеркивается, что для характеристики $P_{\text{нм}}$ важна оценка водорода, не связанного с кислородом. Произвести оценку этого водорода можно только определив количество кислорода, который может уйти в форме H_2O и CO_2 . Н.Б. Вассоевич и И.Е. Лейфман использовали атомные отношения - наиболее информативные по сравнению с весовыми. Возможный уход всего кислорода в виде воды, отвечает уходу количества водорода, выражаемого величиной 2O , а количество оставшегося водорода - величиной $\Delta\text{H} = (\text{H} - 2\text{O})_{\text{ат}}$. Атомное соотношение водорода и углерода выражается:

$$F_1 = \Delta\text{H}/\text{C} = (\text{H} - 2\text{O})/\text{C}_{\text{ат}}$$

В общем случае формула примет вид:

$$F_1 = [\text{H} - 2\Sigma(\text{O} + \text{N} + \text{S})]/\text{C}_{\text{ат}}$$

$$F_0 = \text{H}/\text{C}_{\text{ат}}$$

Н.В. Лопатиным на основе данных по ряду бассейнов мира были вычислены эти коэффициенты для ОВ разного генетического типа и уровня его катагенетической преобразованности. Было установлено, что $P_{\text{нм}}$ ОВ растет по мере увеличения в нем алифатических и алициклических структур или алинового начала; в наибольшей степени это свойственно альгиниту, затем лейптиниту. В табл. 2 приведены подразделения $P_{\text{нм}}$ ОВ нефтематеринских пород по величине коэффициентов F_0 и F_1 для градации катагенеза МК_1 .

Коэффициент F_1 является надежным показателем обогащенности ОВ водородом и может быть использован как критерий сравнительной оценки $P_{\text{нм}}$. Для количественной оценки $P_{\text{нм}}$ ОВ необходимо использовать другие химические и петрографические параметры ОВ.

Методом определения нефтематеринского потенциала ОВ путем моделирования процессов генерации и выхода УВ, термодест-

рукции ОВ и других посвящены многочисленные работы, главным образом, зарубежных геохимиков: Б. Тиссо, Д. Вельте, Дж. Эглинтон, У. Гендерса, Дж. Эспиталье и др.

Таблица 2

Подразделения потенциала ОВ нефтематеринских пород			
Качество ОВ по величине F_0 и F_1	F_0	F_1	Генетический тип ОВ
Очень богатое	1,2-1,4	1,0-1,2	СК _{ал}
Богатое	1,0-1,2	0,8-1,0	СК _{ал}
Богатое	1,0-1,2	0,9-0,7	СК _{ар-ал}
Среднее	0,9-1,0	0,7-0,8	СК _{ар-ал}
Бедное	0,8-0,9	0,6-0,5	СК _{ал-ар}
Очень бедное	0,7-0,8	0,5-0,3	СК _{ар}
Лишенное $P_{\text{нм}}$	<0,7	<0,3	СК _{ар}

Для оценки нефтегенерационного потенциала отложений и определения степени эволюции ОВ они используют различные пиролитические методы. Эти методы - экспрессные и в отличие от трудоемких методов выделения керогенов, дают возможность получить сходную информацию о нефтематеринской породе без длительной обработки керна и шлама. Обычно пиролиз проводится в инертной атмосфере (азот, гелий) с заранее выбранной скоростью нагревания.

При пиролизе образуются несколько основных групп компонентов (три или четыре), которым соответствуют пики S_0 , S_1 , S_2 и S_3 , идентифицированные следующим образом (рис. 10):

S_0 - содержание в породе УВ ряда C_1-C_7 , кг/т или мг/г (т.е. продуктов, выделяющихся при невысокой температуре 90°C в течение двух минут, главным образом УВ газов); этот пик в некоторых типах анализаторов не выделяется;

S_1 - содержание в породе жидких УВ нефтяного ряда C_{8+} (УВ и нефтеподобных соединений, улетучивающихся до $280-300^\circ\text{C}$);

S_2 - УВ и родственные им компоненты, генерированные при более высоких температурах (до 600°C); этот пик идентифицируется с количеством УВ (кг/т, мг/г) породы, которые могут образоваться при полной реализации нефтематеринского потенциала, содержащегося в ней ОВ;

S_3 - выход CO_2 , полученного в результате пиролиза ОВ.

Величина S_1 соответствует доле исходного генетического потенциала, который был реализован в УВ. В неколлекторских толщах она в общем соответствует количеству хлороформенного битумоида (рис. 11), хотя это не означает абсолютное равенство вышеназванных показателей. Значение S_1 в породах (коллекторах) соответствует содержанию в них УВ, что особенно важно знать при бурении скважин для установления объекта опробования и идентификации продуктивных горизонтов.

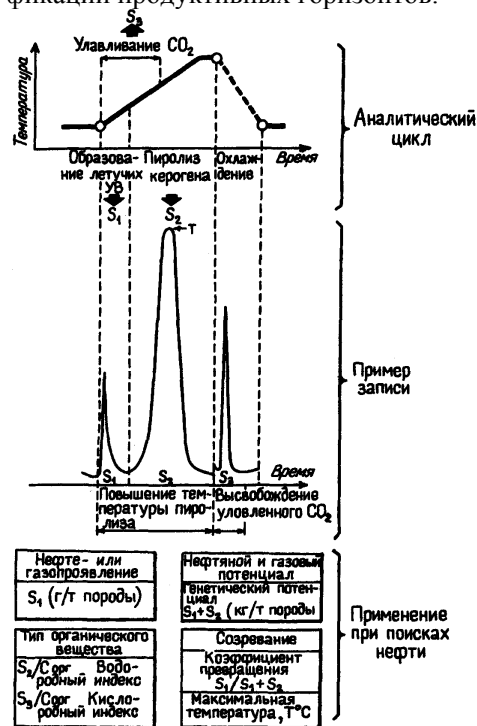


Рис. 10. Аналитический цикл измерения параметров пиролиза керогена применительно к поискам нефти

Сумма $S_1 + S_2$ представляет собой генетический потенциал породы, выраженный в кг/т (мг/г) породы.

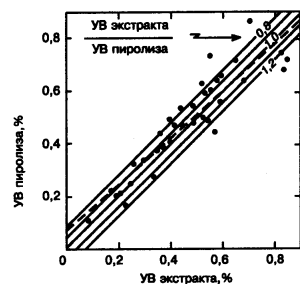


Рис. 11. Сопоставление выхода углеводородов пика S_1 и битумоида, полученного экстракцией (черные сланцы свиты Баккен)

Б. Тиссо и Д. Вельте предлагают следующую классификацию нефтематеринских пород по величине генетического потенциала: менее 2 кг/т (мг/г) - нефтематеринская порода, обладающая небольшим газовым потенциалом; 2-6 кг/т (мг/г) - нефтематеринская порода с умеренным потенциалом; более 6 кг/т (мг/г) - нефтематеринская порода с высоким генетическим потенциалом.

В отдельных случаях отмечаются очень высокие значения генетического потенциала (более 100 кг/т, мг/г). Такая порода имеет очень высокие концентрации ОВ типа I или II и является либо превосходной материнской (если она достигла ГЗН), либо горючим сланцем, если глубина погружения была небольшой.

Величина $S_1/(S_1 + S_2) = OPI$ или PI — индекс продуктивности (индекс нефтяной продуктивности). Значение OPI , превышающее 0,5, считается показателем промышленной нефтеносности пласта-коллектора; высокие значения этого индекса в НМ породе - свидетельство активно протекающих процессов перераспределения микронепти и значительной реализации ее НМ потенциала. Показателем качества керогена, или типа ОВ, является водородный индекс $HI (S_2/C_{орг})$, который хорошо коррелирует со значениями $H/C_{ат}$:

I тип керогена - $H/C_{ат} - 1,6$; $HI > 600$ мг УВ/г $C_{орг}$

II тип керогена - $H/C_{ат} - 1,3-1,6$; $HI = 300-600$ мг УВ/г $C_{орг}$

III тип керогена - $H/C_{ат} - 1,3$; $HI < 300$ мг УВ/г $C_{орг}$.

Степень преобразованности ОВ по данным пиролиза T_{max} коррелирует с определениями отражательной способности витринита (R°): T_{max} до $435^\circ C$ - соответствует значениям $R^\circ < 0,5$; $435-460^\circ C$ - $0,5-1,15$; выше $460^\circ C$ - более $1,15$; главная зона нефтеобразования (ГЗН), или нефтяное окно определяется значениями OPI от 0,1 до 0,4 (рис. 12).

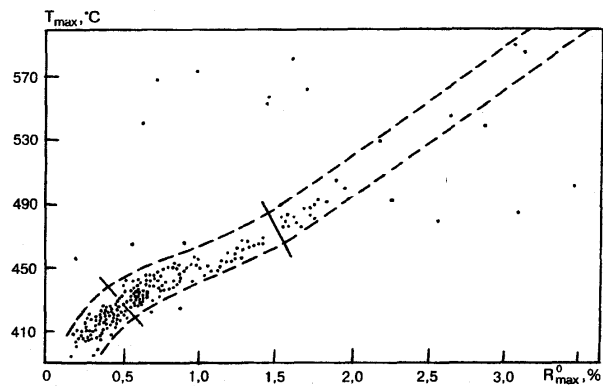


Рис. 12. Корреляционная зависимость между показателями отражения витринита (R^0) и пиролитическим параметром T_{\max} для углей различных бассейнов

Н.В. Лопатин, Т.П. Емец на основе пиролитического изучения керогена горючих сланцев, углей, концентратов рассеянного ОВ пород баженовской и тюменской свит Западной Сибири предложили следующую классификацию типов керогена по величине водородного индекса HI в кг/т $C_{\text{орг}}$:

I тип «превосходный» - более 600, тип Па «богатый» - 600-400, тип Пв - 400-300 и Пс - 300-200 - «средний», Пш «умеренный» - 200-150, Пш-в - 150-75 и тип Пшс < 75 - «бедный».

Широкое использование пиролитических методов в нефтепоисковой геохимии позволило установить ряд специфических особенностей. На величину пиролитических показателей влияет состав минеральной матрицы, концентрация $C_{\text{орг}}$ в породе; количество удерживаемых матрицей УВ растет с увеличением доли частиц пелитовой размерности, с ростом монтмориллонитовой составляющей породы и уменьшается с ростом степени катагенетической преобразованности; состав минеральной матрицы влияет на T_{\max} . Для того чтобы получить более достоверные пиролитические данные и использовать их в генетических построениях необходимо, видимо, или вводить условные поправки учета влияния минеральной матрицы или проводить обогащение ОВ. Особенно это касается образцов пород с околокларковыми содержаниями $C_{\text{орг}}$, с которыми прихо-

дится сталкиваться в нефтематеринских толщах кайнозойских бассейнов России.

О типе и, как следствие, о нефтегенерационном потенциале пород, можно судить и по данным о составе битумоидов. Как уже отмечалось в разделе 2.1, для ОВ, отлагавшегося в морских условиях (кероген типа II) характерны преобладание в битумоидах низкомолекулярных n-алканов, наличие VO-P, доминирующая роль среди стеранов холестана, пониженные значения Pr/Ph. Для континентального ОВ (кероген типа III) - преобладание среди n-алканов высокомолекулярных гомологов, низкое содержание стеранов, среди которых в максимальной концентрации присутствует ситостан, часто наличие Ni-P и периленов, повышенные значения Pr/Ph.

2.3. Созревание ОВ. Геохимические параметры зрелости ОВ [1, 2, 7]

Термическая эволюция материнских пород в течение диагенеза, катагенеза и метагенеза приводит к изменению многих физических или химических свойств органического вещества. Эти свойства можно рассматривать в качестве показателей созревания. В нефте-разведке наиболее часто используется оптическое исследование керогена, физико-химический анализ керогена и химический анализ извлекаемого битумоида.

Оптические показатели степени зрелости. Исследования в проходящем или отраженном свете с помощью флуоресценции и без нее представляют различные типы информации о термической эволюции органического вещества. Основным преимуществом оптических методов является возможность найти и выделить органическое вещество различного происхождения и измерить степень его зрелости. Например, роль фрагментов более древнего керогена в изучаемых породах может быть установлена по его более высокой отражательной способности или карбонизации. Чисто химическими методами, посредством которых изучаются основные свойства смеси в целом, долю переотложенного керогена установить нельзя. Бо-

лее того, оптические методы дают возможность определить точное положение изучаемых частиц.

Карбонизация палиноформ. Ряд шкал степени зрелости органического вещества основан на наблюдениях палинологических концентратов в *проходящем свете*. В них использовано постепенное изменение цвета или структуры спор, пыльцы или других микрофоссилий. Первоначально цвет этих образований желтый, затем он становится оранжевым или желтовато-коричневым (диагенез), далее – коричневым (катагенез) и в конце концов – черным (метагенез). Изменение структурных особенностей происходит в основном при катагенезе и метагенезе. Например, споры и пыльца на стадии метагенеза уже не могут использоваться для стратиграфических исследований.

Исследования карбонизации спор и пыльцы начали проводиться пятьдесят лет назад вначале в угле, а затем в других породах. Систематическое исследование карбонизации спор и зерен пыльцы, основанное на наблюдениях и экспериментальной работе, было проведено Гутьяром в 1966 г. Он использовал цветовую шкалу, а также разработал стандартную методику измерения абсорбции света. Автор подчеркивал, что на ранней стадии созревания различные типы спор и пыльцевых зерен характеризуются разной величиной абсорбции. Это связано с неодинаковой толщиной их стенок, а возможно, и с различным химическим составом. С увеличением степени зрелости различия становятся менее выраженными и исчезают в зонах жирного и сухого газа.

Отражательная способность витринита. Отражательная способность мацералов угля, замеренная в *отраженном свете*, уже давно используется для оценки степени углефикации. Была установлена зависимость между отражательной способностью гуминита и витринита и другими свойствами, характеризующими степень измененности углей. Поэтому отражательная способность витринита в настоящее время считается одним из лучших параметров для определения стадии углефикации.

Применение отражательной способности было распространено на частицы рассеянного органического вещества (керогена), содержащегося в глинах и других породах. Построены гистограммы час-

тотного распределения отражательной способности. На них обычно выделяется несколько групп значений отражательной способности, соответствующих различным составляющим или мацералам концентрата керогена. В одном и том же образце отражательная способность увеличивается от лейптинита к витриниту и далее - к инертниту (рис. 13). Отражательная способность лейптинита и витринита увеличивается в ходе термической эволюции. Для построения шкалы углефикации обычно используются лишь частицы гуминита или вит-ринита, так как витринит является основным мацералом гумусовых углей. Иногда возникают ситуации, когда имеется несколько групп витринитовых частиц с различной отражательной способностью. В таких случаях часто считается, что группа частиц с наиболее низкой отражательной способностью больше всего отвечает автохтонному материалу. Другие частицы витринита, с более высокой отражательной способностью, считаются переотложенными. Хотя такая практика обычно узаконена, существуют геологические ситуации, когда присутствует несколько групп витринита, а переотложение маловероятно. Таким образом, можно заключить, что различным материнским породам и условиям раннего диагенеза могут соответствовать различные типы витринита, по-разному реагирующие на термическую эволюцию.

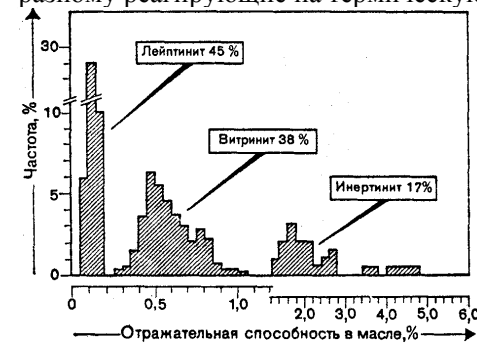


Рис. 13. Гистограмма распределения отражательной способности ОВ, измеренной с помощью отраженного света на аншлифе: различные составляющие – лейптинит, витринит, инертнит - имеют разные диапазоны отражения (слоистая глина среднего лейаса, Люксембург.)

В результате сопоставления отражательной способности гуминита и витринита с другими параметрами, определяющими степень зрелости материнских пород, а также с распределенном нефтяных и газовых залежах, могут быть выделены следующие стадии созревания

ния органического вещества (R^o - средние значения отражательной способности в масле при невращающемся столике микроскопа):

1. $R^o < 0,5-0,7 \%$; стадия диагенеза, материнская порода незрелая.

2. $0,5-0,7 \% < R^o < 1,3 \%$; стадия катагенеза, главная зона нефтегенерации; также называется нефтяным окном (oil window).

3. $1,3 \% < R^o < 2 \%$; стадия катагенеза, зона жирного газа и конденсата.

4. $R^o > 2 \%$; стадия метагенеза; метан остается единственным углеводородом (зона сухого газа).

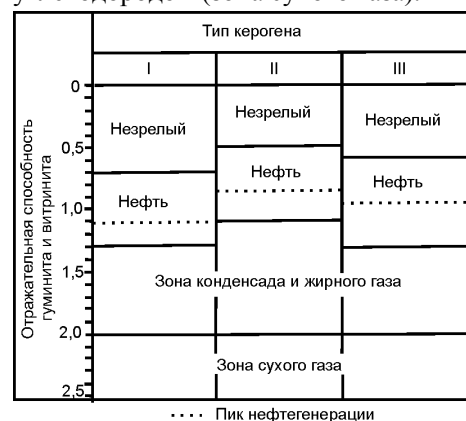


Рис. 14. Ориентировочные границы зон нефте- и газогенерации в соответствии с отражательной способностью витринита

Границы могут немного изменяться в зависимости от соотношения времени и температуры, а также от примесей органического вещества различных источников.

Границы между этими стадиями нерезкие, так как различные типы органического вещества имеют различный состав и различные темпы преобразования, зависящие от повышения температуры. Это явление особенно характерно для низкого уровня созревания. Например, начало зоны нефтегенерации (рис. 14) соответствует значению отражательной способности около 0,5% для Парижского бассейна (кероген типа II) и 0,7% для бассейна Юинта (кероген типа I). Максимум, или пик кривой нефтегенерации соответствует величинам отражательной способности от 0,8 до 1,0% для Парижского бассейна и бассейна Дуала (кероген типа II и III) и 1,1% для бассейна Юинта (кероген типа I). Начало зоны жирного газа может иногда находиться на уровне, соответствующем отражательной способно-

сти менее 1,3%. Однако нижняя граница более постоянна ($R^{\circ} = 2,0\%$), так как на этой стадии сходство химического состава керогена проявлено сильнее. Эту конвергенцию составов иллюстрируют отношения Н/С и О/С для различных типов керогена (см. рис. 1), а также другие физические параметры керогена.

Определение отражательной способности гуминита и витринита является широко используемым и наиболее эффективным оптическим методом оценки степени зрелости материнской породы. Однако при интерпретации необходимо помнить следующие обстоятельства:

1. Степень зрелости измеряется по отражательной способности частиц витринита, которые были выбраны среди других, именно на основе их отражательной способности.

2. Витринит встречается в большом количестве в керогене типа Ш и он может быть с успехом использован. В керогене типа II он встречается в умеренном количестве, а в керогене типа I он почти отсутствует и не может использоваться для оценки степени зрелости.

3. Интервалы отражательной способности для зон нефте- и газогенерации весьма приблизительные. Положение границ различных зон, установленное в соответствии со значениями отражательной способности витринита, долгое время дискутировалось. Действительно, наблюдения о которых сообщалось выше, а также теоретические исследования показывают, что скорость преобразования органического вещества при погружении зависит от его химического состава. Мацерал витринит по своему составу сопоставим с керогеном типа III. Химические реакции, протекающие в нем при повышении температуры, сходны с реакциями, наблюдаемыми в керогене типа III. Нет основания считать, что кероген другого типа (I и II) должен характеризоваться той же скоростью преобразования, что и кероген типа III или витринит. Таким образом, различные материнские породы с аналогичной термической историей должны достичь одинакового уровня отражательной способности витринита, но не обязательно той же стадии эволюции относительно зон нефте- и газогенерации.

Для изучения генерации нефти также используется *степень измененности* соответствующих гумусовых углей. Она тесно связана с

отражательной способностью витринита, которая определяется либо с помощью отражательной способности витринита, либо с помощью других параметров, например выхода летучих веществ и содержания углерода, которые могут быть сопоставлены с отражательной способностью витринита, или состава фенантронов.

Флуоресценция. Флуоресценция различных лейптинитовых составляющих вызывается голубым или ультрафиолетовым светом. Видимый свет, испускаемый керогеном в ответ на возбуждение, можно охарактеризовать интенсивностью и цветовым спектром. Флуоресценция незрелых образцов, взятых на небольшой глубине, наиболее интенсивна; в ходе диагенеза и катагенеза она уменьшается, полностью исчезая в нижней части зоны нефтегенерации. Цвет спектра также постепенно меняется: с увеличением степени катагенеза диапазон длин волн флуоресценции перемещается в сторону красного цвета. Для определения степени изменения был предложен параметр Q - интенсивность флуоресценции споринита при 650 нм/интенсивность флуоресценции при 500 нм. Флуоресцентный анализ в настоящее время не является широко используемым методом, поэтому необходима его дальнейшая разработка. Однако методы определения отражательной способности и флуоресценции характеризуют различные части шкалы созревания органического вещества и могут дополнять друг друга. В частности, основное уменьшение интенсивности флуоресценции происходит в диапазоне шкалы, в котором отражательная способность низкая и меняется мало, т. е. в начале зоны нефтегенерации.

Пиролитические методы измерения степени зрелости. Для определения степени эволюции органического вещества предлагались различные пиролитические методы. Обычно пиролиз проводится в инертной атмосфере (азот, гелий) с заранее выбранной скоростью нагревания (примерно 10–50° С/мин). При пиролизе образуются три основные группы компонентов:

- содержащиеся в породе углеводороды (S_1), переведенные в летучие вещества умеренным нагреванием до 200–250° С;
- углеводороды и родственные им компоненты (S_2), генерированные при более высоких температурах пиролиза нерастворимой части керогена;

- двуокись углерода (S_3) и вода.

В одних методах используются все три параметра, в других - S_1 и/или S_2 . Кроме того, регистрируется температура T максимума генерации углеводородов при пиролизе.

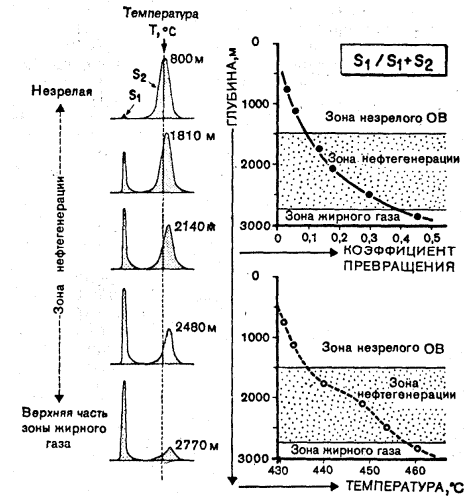


Рис.15. Характеристика степени зрелости материнских пород с помощью пиролитических методов. Коэффициент превращения и/или максимальная температура могут быть использованы в качестве показателей термической эволюции ОБ

Некоторые авторы указывают, что для характеристики степени эволюции большое значение имеют два показателя: отношение $S_1 / (S_1 + S_2)$ и температура T (рис.15). Отношение $S_1 / (S_1 + S_2)$ при отсутствии миграции представляет собой коэффициент превращения γ - это количество нефти и газа, которое образовалось из керогена к генетическому потенциалу, т.е. к общему количеству нефти и газа, которое способен генерировать кероген. Этот коэффициент показывает степень фактической реализации генетического потенциала. Постепенное увеличение его с глубиной определяет его ценность как показателя зрелости органического вещества. Значения S_1 и $S_1 / (S_1 + S_2)$ помимо определения степени зрелости могут быть использованы для количественной оценки генерированных углеводородов. Результат удобно выражать соответственно в граммах углеводородов на тонну породы и в граммах углеводородов на килограмм органического вещества. Однако такую оценку нельзя производить по отдельным измерениям из-за вероятного наличия мельчайших ско-

плений углеводородов в материнских породах, которые могут сильно повлиять на нее. В связи с этим необходимо строить графики изменения коэффициента превращения $S_1/(S_1 + S_2)$ с глубиной и устанавливать такие скопления по аномально высоким его значениям по сравнению со средней кривой.

Температура T также прогрессивно увеличивается, но цифровая шкала зависит от скорости подогрева. Поэтому шкалу температур следует калибровать. Температура максимума генерации УВ не зависит от явления миграции. Более того, между параметрами $S_1/(S_1 + S_2)$ и T в конкретной серии существует хорошая корреляция.

Разрешить вопрос, не влияет ли на эти показатели степени зрелости - $S_1/(S_1 + S_2)$ и T — тип керогена, можно с помощью пиролитического метода Rock-Eval. В связи с возможностью получать одновременно значения водородного и кислородного индексов идентификация керогена производится сразу. В результате таких исследований было установлено, что при катагенезе и метагенезе отношение $S_1/(S_1 + S_2)$ совершенно не зависит от типа органического вещества. На стадии диагенеза и в начале катагенеза на величину T влияет тип органического вещества. Она ниже для континентального керогена типа III и выше для морского или озерного керогена типов I и II. Однако величины T почти равны для различных типов керогена в зоне максимальной нефтегенерации и позднее - в газовой зоне.

Более ранние методы определения степени зрелости, например по углеродному коэффициенту, зависят от типа керогена. Сравнивалось общее количество органического углерода C_T и количество остаточного углерода C_R после пиролиза при 900°C (C_R примерно эквивалентен C_T за вычетом углерода S_2). При этом отношение C_R/C_T использовалось в качестве показателя степени зрелости. Изменение характера седиментации от одного пласта, содержащего более алифатический кероген (типы I и II), к другому пласту, содержащему более ароматический кероген (тип III), также отмечается увеличением отношения C_R/C_T и может быть неправильно принято за увеличение степени зрелости. Некоторые авторы использовали различные условия пиролиза и рассчитывали отношение летучего углерода (т. е. S_2) к общему органическому углероду. Для анализа различных углеводородов, представляющих пик S_2 , была использо-

вана газовая хроматография, затем были рассчитаны отношения различных углеводородов.

Химические показатели степени зрелости, основанные на изучении керогена. Многие свойства керогена изменяются во время перестройки его структуры при погружении. Пределы изменения различных физических и химических параметров различны и соответствуют части или всей термической истории. Например, содержание кислорода наиболее сильно изменяется в зоне диагенеза, тогда как содержание водорода – в зонах катагенеза и метагенеза, а формирование кристаллов (в соответствии с данными электронной микродифракции) происходит только в зоне метагенеза. Однако в связи с необходимостью высокоточных измерений и затратой значительного времени определение многих из этих параметров может проводиться скорее в исследовательских целях, но не как стандартный метод.

Элементный анализ керогена, результаты которого наносятся на диаграмму ван Кревелена (см. рис. 1), дает чрезвычайно хорошие результаты, касающиеся стадий созревания. Для этого необходим полный элементный анализ, или по крайней мере определение С, Н, О. В связи с тем, что линии равной степени зрелости наклонные, знания только содержания углерода или даже Н/С недостаточно. Например, для керогена типа II атомное отношение Н/С = 0,8 отмечается в конце главной зоны нефтеобразования, в то время как для керогена типа III такое же значение соответствует незрелым образцам, приближающимся к началу нефтегенерации. Примерные границы трех основных типов керогена показаны в табл. 3.

Таблица 3

Средние значения атомных отношений основных типов керогена в начале главных зон генерации углеводородов. Промежуточный состав керогена отвечает промежуточным значениям

Начало зоны генерации	Средние значения атомных отношений					
	Н/С			О/С		
нефти	1,45	1,25	0,80	0,005	0,08	0,18
жирного газа	0,70	0,70	0,60	0,050	0,050	0,08
сухого газа	0,50	0,50	0,50	0,050	0,050	0,06
Тип керогена	I	II	III	I	II	III

Из табл. 3 видно, что отношение Н/С является лучшим показателем зрелости керогена типа I или II, а отношение О/С – керогена III типа. Эти отношения следует интерпретировать совместно.

Наряду с другими физическими способами изучения керогена в качестве стандартного метода измерения зрелости органического вещества и даже палеотемпературы был предложен *электронный парамагнитный резонанс* (ЭПР). Наблюдение сигнала ЭПР в керогене основано на существовании в нем неспаренных электронов, т. е. свободных радикалов. Свободные радикалы появляются в керогене в результате расщепления связей. Например, разрыв алкильной цепи-заместителя в полиароматическом ядре приводит к образованию двух осколков, являющихся свободными радикалами, каждый из которых обладает неспаренным электроном. Свободные радикалы существуют до тех пор, пока они не рекомбинируются либо с атомом водорода, либо с другой алкильной цепью; легче это происходит с алкильным фрагментом, чем с фрагментом керогена. При исследовании сигнала ЭПР керогена было установлено, что парамагнитная восприимчивость χ_r пропорциональна числу свободных радикалов и что χ_r увеличивается в ходе термической эволюции. Для измерения зрелости органического вещества и палеотемпературы было предложено использовать «плотность спинов» (число свободных радикалов на грамм керогена).

Дюран и др. провели систематическое изучение сигнала ЭПР на различных типах керогена и угля от стадии диагенеза до метагенеза. Общая тенденция изменения для всех типов керогена одинакова. Вначале сигнал увеличивается с глубиной и температурой; он достигает максимума на уровне, соответствующем примерно отражательной способности витринита 2% или больше, а затем, на большей глубине, снова уменьшается (рис. 16). Начальное увеличение χ_r связано с изъятием алкильных цепей-заместителей в полиароматических ядрах, что коррелирует с генерацией нефти и жидкого газа. Последующее уменьшение сигнала может быть следствием слияния полиароматических ядер, приводящего к образованию более крупных слоев. Это соответствует зоне генерации сухого газа.

Наличие максимума на кривой (рис. 16) является первым источником неопределенности в оценке степени зрелости материн-

ской породы с помощью ЭПР. Действительно, данная величина ЭПР может соответствовать двум различным стадиям эволюции (одна расположена над максимумом, а другая - под ним). Вторая неопределенность возникает в результате различного поведения разных типов керогена. На определенной стадии термической эволюции величина сигнала для керогена типа III выше, чем для керогенов типов I и II. Этот факт может быть объяснен стабильностью свободных радикалов: в жестких полиароматических ядрах свободные радикалы более стабильны, чем в алкильных цепях. Таким образом, они относительно более многочисленны в керогене типа III, богатом ароматическими соединениями, чем в керогенах типов I и II, бедных ими. Следовательно, определенные изменения состава органического вещества могут неправильно интерпретироваться как увеличение или уменьшение палеотемпературы. Третьим источником неопределенности является влияние времени на рекомбинирование свободных радикалов. С возрастом возможность рекомбинирования свободных радикалов возрастает.

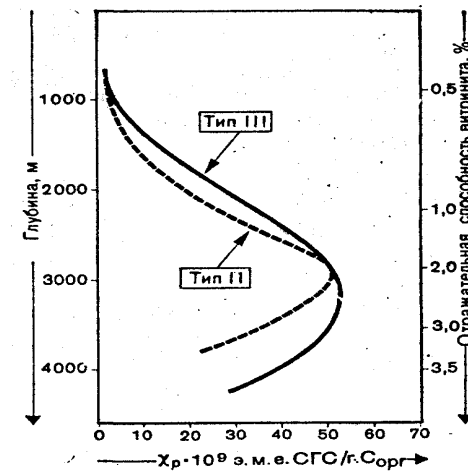


Рис. 16. Влияние типов керогена и термической эволюции на сигнал ЭПР. Парамагнитная восприимчивость χ_p керогена типа III (бассейн Дуала) изображена как функция глубины. Эволюция парамагнитной восприимчивости керогена типа II дана для сравнения на основе отражательной способности витринита

ЭПР может быть ценным методом определения зрелости органического вещества на стадии катагенеза в бассейнах, отвечающих двум условиям: а) тип накопления органики остается примерно постоянным (например, побережье Мексиканского залива) и б) стадия

метагенеза, которой соответствует отражательная способность витринита 2%, еще не достигнута.

В глинах, аналогичных глинам бассейна Дуала, прямое ЭПР исследование естественных пород дает удовлетворительные результаты, но обычно необходима предварительная концентрация керогена.

Для характеристики степени созревания керогена могут быть применены и другие физические методы, например *термический анализ*, *ИК-спектрофотометрия* и *электронная микродифракция*. Однако они пригодны в большей мере в качестве научно-исследовательских методов, а не для решения специфических поисковых задач. На рис. 17 приведено сравнение различных показателей зрелости, основанных на исследовании керогена.

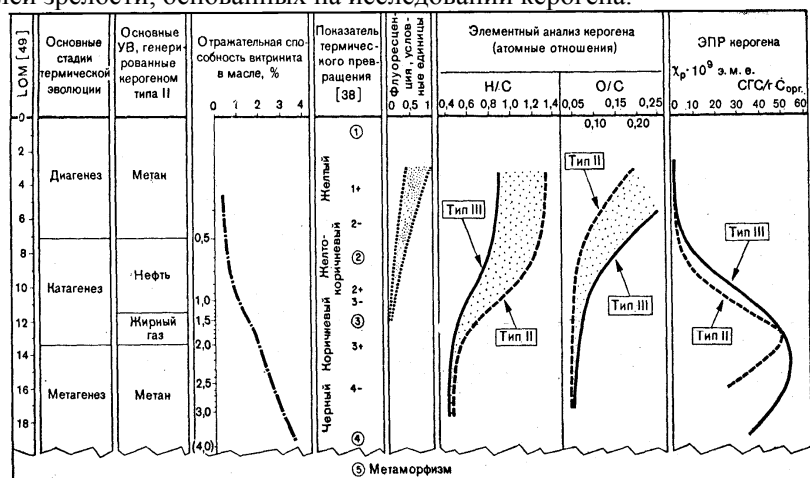


Рис. 17. Показатели зрелости ОВ, основанные на анализе керогена

Химические показатели зрелости, основанные на исследовании битумоида. Количество и химический состав компонентов микроневфти (углеводородов, смол и асфальтенов), содержащейся в материнских породах, зависят от природы органического вещества и степени его термической зрелости. В связи с этим для характеристики стадий термической эволюции были разработаны многочисленные методы, основанные на определении количества или состава извлекаемых битумоидов. На количество и состав углеводородов

определенное влияние может оказывать их миграция. Некоторые нефтематеринские глины, алевроиты или карбонатные породы могут обладать незначительной пористостью и проницаемостью (вследствие образований микротрещин, перекристаллизации и т. д.). В них может произойти миграция на короткие расстояния с селективной аккумуляцией углеводородов, особенно с низким молекулярным весом. Такая ситуация может быть установлена по аномально высокому коэффициенту превращения (полученному с помощью пиролиза) или отношению битумоид/органический углерод.

Содержание битумоида. Анализ обычно начинается с экстракции растворителями, после чего производится разделение углеводородов и взвешивание. *Количество битумоида* может быть выражено в виде битумоидного коэффициента, т. е. отношения общего экстракта к общему органическому углероду, или в виде углеводородного коэффициента, т.е. отношения углеводороды/общий органический углерод. Общая тенденция изменения этих отношений в ходе термической эволюции показана на рис. 18.

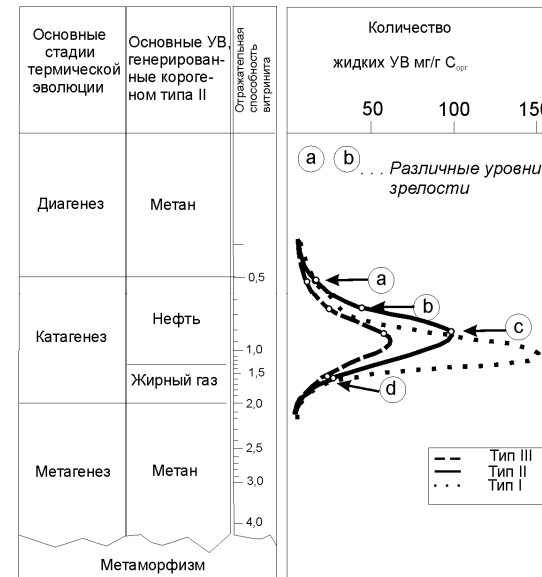


Рис. 18. Изменение количества жидких углеводородов по мере термического созревания органического вещества

Для определения количества углеводородов может быть применена эквивалентная методика, но без разделения углеводородов, выпаривания растворителя и взвешивания, что потребовало бы затраты значительного времени и внимания. В одном из методов используется быстрая экстракция и последующая ИК-спектроскопия углеводородной фракции в растворителе с использованием полосы СН в области 2930 см^{-1} . Количество углеводородов оценивается непосредственно по измерению абсорбции. Другой метод основывается на возгонке углеводородов под действием умеренного подогрева породы до $200\text{-}250^\circ \text{C}$. В частности, первый сигнал S_1 полученный с помощью метода пиролиза, описанного выше, хорошо коррелирует с экстрагируемыми углеводородами, хотя углеводороды, способные возгоняться, ограничены $\sim C_{20}$.

Если имеется достаточное количество образцов нефтематеринских отложений, отобранных с разных глубин, то строится график зависимости значений битумоидного или углеводородного коэффициентов от глубины. Но при определении стадии эволюции по количеству битумоидов или углеводородов возникает ряд сложностей. Во-первых, не всегда имеется возможность получить серию образцов с различных глубин. Затем могут произойти изменения типа керогена или геотермического градиента в бассейне. Эти изменения в свою очередь влияют на количество битумоида и осложняют построение обычной кривой генерации углеводородов. В довершение миграция на короткое расстояние и мельчайшие скопления в пределах материнской породы также могут повлиять на количество битумоида.

Состав углеводородов, общие соображения. По причинам, указанным выше, многие авторы для изучения степени зрелости используют *состав*, а не количество углеводородов. Первоначально в материнских породах присутствуют только хемофоссилии с характерным распределением. С увеличением температуры генерируются новые углеводороды. Они распределены в широком диапазоне, при этом не проявляются какие-либо специфические компоненты. Постепенное изменение распределения углеводородов, наблюдаемое в материнских породах, отражает разбавление хемофоссилий вновь генерированными углеводородами. Поэтому индикаторы этих изменений состава могут быть использованы для оценки

степени зрелости материнской породы. Было предложено много показателей, представляющих собой различные классы углеводородов. Ценность этих показателей зависит от единообразия их распределения в различных типах современных осадков. Если распределение определенного класса углеводородов в современных осадках из различных осадочных обстановок одинаково, то данный показатель представляет особую ценность. Это относится к легким углеводородам $C_3 - C_8$, которые практически отсутствуют в современных осадках. Распределение длинноцепочечных n -алканов также сходно во многих современных осадках, хотя здесь имеются некоторые исключения.

Легкие углеводороды. Было установлено, что количество и состав легких углеводородов, содержащих от одного до ~8 атомов углерода, являются удобными показателями степени зрелости материнских пород. Основная идея применения легких углеводородов в качестве показателя степени зрелости основывается на том, что живые организмы не синтезируют сложный спектр углеводородов $C_3 - C_8$, особенно ароматические УВ и нафтены. Следовательно, легкие углеводороды генерируются из керогена по мере его созревания. Было разработано большое число методов извлечения и последующего анализа легких углеводородов из образцов пород. В основу всех их положена газовая хроматография; методы могут быть разделены на две группы в соответствии с величиной молекул исследуемых компонентов:

- анализ газа ($C_1 - C_4$), отобранного либо на устье скважины либо из шлама;
- анализ углеводородов бензинового ряда ($C_4 - C_8$) из керна и шлама.

Важным моментом для всех этих методов является сбор и хранение образцов в герметичных контейнерах (например, в запаянных консервных банках). При применении метода, использующего газ из скважины, в контейнере газ содержится при атмосферном давлении; оттуда он отбирается шприцем и впрыскивается непосредственно в газовый хроматограф. Что касается других методов, то там первым шагом является выделение легких углеводородов из породы с помощью экстрагирования, путем подогревания или обработки

HCl (и то и другое производится в вакууме), механической экстракции в вакуумной мельнице (с подогревом или без него), сбора газа в устье скважины и т. д.

Анализ шламowego газа ($C_1 - C_4$) и углеводородов бензинового ряда ($C_4 - C_7$) из месторождений Западной Канады показал, что изменения их состава могут быть суммированы следующим образом:

1. Стадия диагенеза: газ в основном представлен метаном; бензиновая фракция бедная, большинство компонентов отсутствует.

2. Стадия катагенеза: газ содержит большое количество углеводородов; $C_2 - C_4$; бензиновая фракция богатая, содержатся все компоненты.

3. Стадия метагенеза: газ в основном представлен метаном, бензиновая фракция бедная.

Другой хороший пример генерации легких углеводородов на стадии катагенеза представлен на рис. 19. Он основан на данных 14 скважин в бассейне Свердруп, Северная Канада. Зона распространения «жирного газа», определяемого по доле углеводородов $C_2 - C_4$ в общей смеси газов $C_1 - C_4$, в зависимости от глубины четко выделяет стадию катагенеза (генерация нефти и жирного газа) в интервале между 1200 и 4200 м.

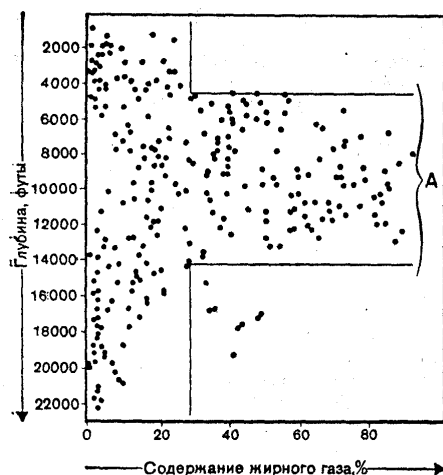


Рис. 19. Доля жирного газа (углеводороды $C_2 - C_4$) в общем шламowym газе $C_1 - C_4$

Для изучения степени зрелости ряд авторов предлагают использовать распределение основных классов углеводородов C_6 или C_7 . Филиппи использовал углеводороды C_7 и нанес на треугольную диаграмму количество парафинов (н- и изоалканов), нафтенов (циклоалканов) и ароматических углеводородов. С увеличением степени зрелости доля парафинов обычно возрастает. На треугольной диаграмме это проявляется в виде смещения в сторону вершины парафинов. Следует подчеркнуть, что аналогичные изменения также происходят и с углеводородами большего молекулярного веса. Например, такая же картина на треугольной диаграмме (парафины – нафтены – ароматические углеводороды) может быть получена для фракции C_{15+} .

Джонатан и др. использовали перевод углеводородов $C_6 - C_{15}$ в газовую фазу путем нагревания керна или шлама. Углеводороды улавливались и последовательно анализировались методом газовой хроматографии. Таким образом, получают полные «отпечатки пальцев» фракции $<C_{15}$. *Отношения специфических компонентов*, например н-гексана к метилциклопентану, также используются в качестве показателя зрелости. Основа интерпретации все та же, что и на общих графиках C_6 или C_7 , т. е. налицо увеличение доли ациклических молекул по отношению к циклическим.

Коэффициент преобладания нечетных n-алканов над четными. Среди методов, использующих химический состав битумоидов, вероятно, наибольшее внимание было уделено определению коэффициента CPI (Carbon Preference Index). Впервые он был предложен Бремем и Эвансом в 1961 г. Метод основывается на постепенном изменении распределения длинноцепочечных n-алканов в ходе созревания. В современных отложениях основным источником n-алканов являются воски высших растений. Поэтому было принято, что в отложениях большинства морских или континентальных обстановок «отпечатки пальцев» длинноцепочечных n-алканов отражают вклад высших растений. В современных осадках имеет место значительное преобладание молекул с нечетным числом углеродных атомов. Термическое превращение керогена при катагенезе приводит к последовательной генерации новых алканов, но без преобладания нечетных атомов над четными, преобладание нечетных атомов над четными постепенно снижается. Ко времени пика нефтегенерации преобладание нечетных либо

незначительное, либо полностью отсутствует. Было предложено несколько формул, характеризующих отношение нечетных n-алканов к четным:

1. Брей и Эванс использовали интервал $C_{24} - C_{34}$

$$CPI = 1/2 \left[\frac{C_{25} + C_{27} + \dots + C_{33}}{C_{24} + C_{26} + \dots + C_{32}} + \frac{C_{25} + C_{27} + \dots + C_{33}}{C_{26} + C_{28} + \dots + C_{34}} \right]$$

2. Филиппи – преобладание n-алканов C_{29} в интервале $C_{28} - C_{30}$

$$R_{29} = \frac{2 C_{29}}{C_{28} + C_{30}}$$

3. Скейлен и Смит использовали коэффициент ОЕР (Odd-Even Pre-*dominance*), применимый к любому интервалу в пять углеродных атомов:

$$OEP = \left[\frac{C_i + 6C_{i+2} + C_{i+4}}{4C_{i+1} + 4C_{i+3}} \right] (-1)^{i+1}$$

4. Тиссо и др. предложили математическую обработку распределения, отвечающего огибающей параболе, и числовое выражение отклонения от этой кривой.

Хотя отношение нечетных n-алканов к четным широко использовалось в различных вариантах, имеется ряд ограничений его применения. На его величину оказывает влияние тип органического вещества, а также степень его зрелости. В частности, было отмечено, что осадочные породы одного возраста, подвергшиеся в результате погружения воздействию одной и той же температуры, могут иметь различные значения CPI. Например, Эрдман сообщал о том, что третичные слоистые глины, достигшие температуры 110 °С, имеют CPI от 2,0 до 2,5 в заливе Папуа и 1,0 – в Северном море. В Северо-Аквитанском бассейне нижнемеловые глины обычно характеризуются более высоким значением CPI, чем верхнеюрские отложения на той же глубине. Кроме того, бывают ситуации, когда высокие и низкие значения CPI наблюдаются попеременно в последовательной серии пластов, пробуренных одной и той же скважиной.

Причина подобных явлений заключается в том, что распределение алканов зависит от исходного распределения n-алканов и от количества новообразованных алканов. Во-первых, имеются обстановки, где гипотеза универсальной формы распределения длинноцепочечных n-алканов в незрелых осадках не имеет силы. Было показано, что в кер-

нах нижнетоарских глин Парижского бассейна, никогда не погружавшихся на глубину более 500 м, СРІ варьирует от 1,0 до 2,2. Наиболее высокие значения приурочены к границе бассейна, а наиболее низкие - к его центральной части. Кроме того, в одной и той же скважине СРІ меняется от 2,2 до 1,1 на расстоянии 15 м (рис. 20). Там, где привнес терригенного материала небольшой, значительная доля длинноцепочечных алканов может быть связана с другими источниками, такими, как планктонные водоросли и бактерии. Однако эти организмы не всегда создают преобладание нечетных длинноцепочечных молекул. Поэтому в этом случае СРІ равен ~1,0 даже для незрелых отложений.

Изменение распределения алканов с глубиной прямо связано с количеством новообразованных алканов. Как было показано в разделе 2.2, количество углеводородов, генерированных при катагенезе, зависит от типов керогена. В Северо-Акпитанском бассейне нижнемеловые отложения, обладающие более низким нефтематеринским потенциалом, по сравнению с верхнеюрскими содержат меньшее количество углеводородов и характеризуются более высоким СРІ.

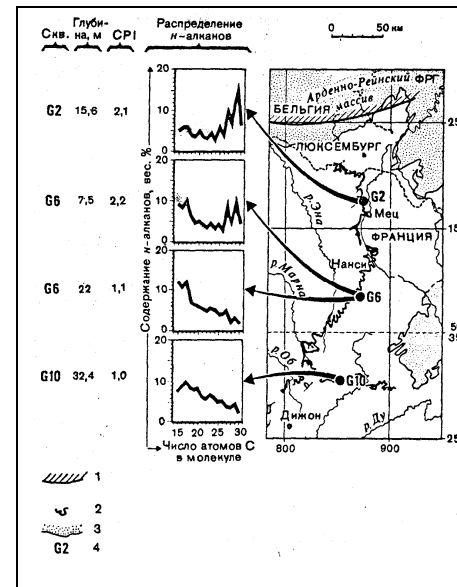


Рис. 20. Изменение СРІ в нижнетоарских незрелых глинах Парижского бассейна (образцы взяты из неглубоких колонковых скважин; их максимальная глубина погружения < 500 м. Изменения СРІ связаны со значительным привнесом терригенного материала с континента, располагавшегося к северу от нижнеюрского бассейна):

1 – приблизительная граница континента, окружавшего нижнеюрское море; 2 – современная граница распространения нижнетоарских глин; 3 – современные обнажения палеозойских и более древних отложений; 4 – неглубокие колонковые скважины

Все это ограничивает использование абсолютных значений СРІ для определения степени зрелости. Несмотря на эти ограничения, СРІ может представлять ценную информацию о зрелости материнских пород, если рассматривать его как качественный показатель и использовать совместно с каким-либо другим независимым параметром. Высокие значения СРІ (выше 1,5) обычно характеризуют относительно незрелые образцы. Низкие величины СРІ не обязательно означают высокую степень зрелости: они могут указывать на отсутствие высших n-алканов терригенного происхождения. В заключение следует упомянуть, что преобладание четных n-алканов над нечетными ($СРІ \leq 0,8$) может наблюдаться в карбонатно-эвапоритовых отложениях; это также следует рассматривать как признак незрелости.

Распределение изопреноидов. Количество изопреноидов также изменяется при катагенезе и может служить индикатором зрелости. Было доказано, что отношение пристан/фитан изменяется в процессе термической эволюции угля; это явление может быть распространено на кероген сходного состава. Однако для керогенов типов I и II оно не доказано. Отношение изопреноидов к n-алканам уменьшается с глубиной для всех типов органического вещества. Скорость уменьшения не связана непосредственно с количеством генерированных углеводородов или алканов. Это обусловлено тем, что изопреноидные цепи, имеющие слабые связи с керогеном, могут быть оторваны от керогена. Таким образом, это явление более сложное, нежели разбавление изопреноидов другими алканами. Тем не менее отношения алканов пристан/n-C₁₇ или фитан/n-C₁₈ могут служить источником информации о термической эволюции.

Распределение нафтеноев по числу колец. Нафтены также рассматривались в связи с термической эволюцией. Филиппи определил нафтеный индекс N1 как процентное содержание моно- и бициклических нафтеноев в изопарафино-нафтеноевой фракции 420-470 °С. Нафтеный индекс позволяет количественно оценить постепенное разбавление биогенных 4- и 5-циклических нафтеноев более простыми моно- или бициклическими нафтенами, генерированными из керогена. Этот критерий может быть применен к данной материнской породе для сопоставления различных стадий созревания.

Различные материнские породы нельзя непосредственно сравнивать друг с другом из-за того, что начальное содержание полициклических нафтенных в них может сильно варьировать. Оно может быть высоким в образцах с керогенами типов I и II и низким - в образцах с керогеном типа III.

Распределение стеранов и гопанов. Для определения степени зрелости ОВ часто используется отношение между новообразованными в результате катагенетических процессов изостеранами ($\alpha\beta\beta 20R + 20S$) и исходными биостеранами ($\alpha\alpha\alpha 20R$), а также отношение неогопана C_{27} (Ts) к регулярному гопану C_{27} (Tm).

Отношение изотопов углерода. Распределение изотопов углерода, т. е. значения $\delta^{13}C$, может быть использовано для выяснения происхождения газов. В частности, вопрос о том, связан ли газ, представленный в основном метаном, с незрелой материнской породой (стадия диагенеза) или с очень зрелой (стадия метагенеза), может быть решен именно этим путем. Было показано, что метан, генерированный в ходе диагенеза, имеет низкие или очень низкие значения $\delta^{13}C$ (от -50 до -70‰), особенно если он микробиального происхождения. Метан, генерированный в зоне метагенеза, имеет более высокие значения $\delta^{13}C$ (от -20 до -40‰).

Распределение ароматических углеводородов. Для оценки степени термического созревания ОВ наибольшее распространение получили параметры состава трициклических ароматических углеводородов – фенантронов (см. рис. 4). Состав фенантронов используется в международном стандарте по геохимическим исследованиям для установления степени катагенетической преобразованности ОВ и нефтей. Для этой цели служат рассчитываемые по газовым хроматограммам (рис. 21) соотношения содержания в смеси фенантрена и изомеров метилфенантронов (табл. 4). Величина этих параметров возрастает с увеличением степени термической преобразованности. По уравнению, связывающему величину MP_1 и отражательную способность витринита, может быть рассчитано значение R_c , соответствующее отражающей способности витринита, получаемой при микроскопических исследованиях пород.

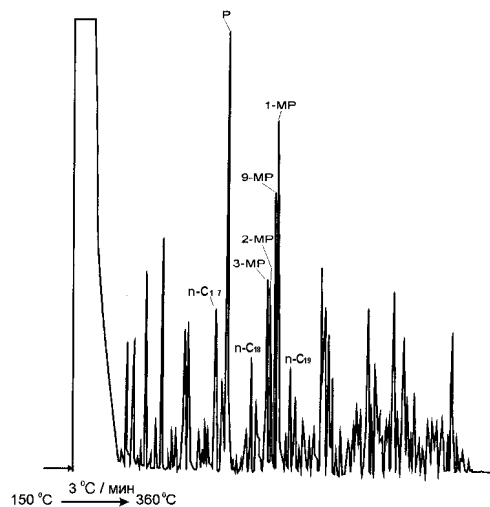


Рис. 21. ГЖХ фракции фенантронов:
 P – фенантрен,
 MP – метилфенантрен

Реже используются индексы созревания, получаемые на основании данных о составе метил- (МН), этил- (ЭН), диметил- (ДМН) и триметил- (ТМН) нафталинов: $MNR = 2\text{-МН}/1\text{-МН}$, $ENR = 2\text{-ЭН}/1\text{-ЭН}$, $DNR = (2,6\text{-ДМН} + 2,7\text{-ДМН})/1,5\text{-ДМН}$, $TNR1 = 2,3,6\text{-ТМН}/(1,4,6\text{-ТМН} + 1,3,5\text{-ТМН})$ и др.

Таблица 4

Геохимические индексы, основанные на распределении алкилированных фенантронов

Название	Аббревиатура	Расчетные соотношения
Метилфенантроновые индексы	MPI_1	$\frac{1,5([2\text{-MP}] + [3\text{-MP}])}{[P] + [1\text{-MP}] + [9\text{-MP}]}$
	MPI_2	$\frac{3[2\text{-MP}]}{[P] + [1\text{-MP}] + [9\text{-MP}]}$
	MPI_3	$\frac{[2\text{-MP}] + [3\text{-MP}]}{[1\text{-MP}] + [9\text{-MP}]}$

Метилфенантреновое отношение	MPR	$\frac{2-MP}{1-MP}$
Расчетная отражательная способность витринита	Rc	$0,6MPI_1+0,4$, когда $\% Rm < 1,35$ $-0,6MPI_1+2,3$, когда $\% Rm > 1,35$

2.4. Объемно-генетический метод оценки потенциальных ресурсов нефти и газа [1, 5, 6, 8]

Для определения нефтематеринского потенциала породы (толщи, свиты, формации) широко используются различные модификации объемно-генетического метода, основанного на определении количества микроневти, генерированного породой как за всю катагенетическую историю, так и на отдельных ее этапах и учета количества эмигрировавшего количества микроневти. Этот метод рассмотрен в разделе III.

Объемно-генетический метод является количественным выражением основных положений теории осадочно-миграционного происхождения нефти. Основным критерием при оценке перспектив и количества потенциальных ресурсов являются сведения о количестве, генетическом типе и степени катагенетической преобразованности ОВ, заключенного в породах, о степени его битуминизации, позволяющие количественно оценить масштабы генерации жидких и газообразных УВ, рассчитать количество УВ, эмигрировавших и аккумулировавшихся в залежах. Наибольшие затруднения и расхождения вызывает подсчет потерь УВ, т. е. расчет коэффициентов эмиграции и аккумуляции УВ.

При оценке осадочных бассейнов желательно знать:

- количество нефти и газа на квадратный километр, генерированное породами каждого материнского комплекса в любой части бассейна.

- время образования углеводородов для сопоставления его с возрастом непроницаемых флюидоупоров и временем формирования складок и сбросов, т. е. временем появления ловушек.

- количество нефти и газа, выделенное из материнских пород в пористые коллекторы, чтобы установить, какая часть углеводородов могла участвовать в образовании залежей и сколько их осталось в рассеянном состоянии в материнских породах.

- суммарные запасы нефти и газа в осадочном бассейне. Этот параметр особенно важен на более поздних этапах разведки, когда в зависимости от возможных запасов, которые еще могут быть обнаружены, возникает вопрос о целесообразности продолжения исследований.

Количественный подход позволяет определить, сколько нефти и газа образовалось в любой части бассейна за тот или иной отрезок времени, и ответить на перечисленные выше вопросы. Поскольку нефть и природный газ образуются в результате разложения керогена, для характеристики качества и степени эволюции ОВ предложены различные показатели, рассмотренные в разделе 2.2. Однако они не позволяют дать количественную оценку образования углеводородов в зависимости от времени. Такой количественный подход возможен с помощью математических моделей, основанных на кинетике разложения керогена. Этот метод достаточно разработан для определения количества нефти и газа, образующегося за те или иные отрезки времени, но для оценки суммарных запасов необходимо дальнейшее изучение миграции углеводородов.

В соответствии с кинетикой разложения керогена считается, что температура и время до некоторой степени взаимозаменяемы. Эта точка зрения известна еще с тех пор, когда Майер и Циммерлей в 1924 г. исследовали кинетику образования битумоида из горючих сланцев Грии-Ривер. Мак-Наб и др. в 1952 г. и затем Эблсон в 1963 г. экспериментально изучали различные механизмы разложения органического вещества (декарбоксилирование, крекинг) и с помощью графика Аррениуса показали, что такие реакции могут происходить в осадочных бассейнах при сравнительно низких температурах за геологическое время. Другим аспектом этой проблемы является связь между возрастом или длительностью прогрева материнских

пород и температурным порогом главной зоны нефтеобразования. Для каждого типа органического вещества температурный порог обычно понижается с увеличением возраста материнских пород.

Наиболее научно обоснованная количественная оценка перспектив нефтегазоносности осадочного бассейна невозможна без применения историко-геолого-геохимического метода, суть которого в реконструкции истории нефти в осадочном бассейне - от заложения и созревания очага нефтегазообразования до становления и формирования зон нефтегазонакопления и отдельных залежей в них, а также характера и условий консервации. Масштабы нефтегазообразования в конкретном очаге или продуктивность очага зависят от его размеров и степени реализации нефтематеринского потенциала очага ($P_{нм}$), определяемой масштабами накопления органического вещества, его концентрацией, генетическим типом и степенью катагенетической зрелости.

Нефтематеринский потенциал очага складывается из потенциала конкретных пачек нефтематеринских пород, который оценивается нефтематеринским потенциалом литотипов, формирующих нефтематеринскую свиту, определяемым, в свою очередь, концентрацией ОВ и его потенциалом.

Потенциал ОВ ($P_{ов}$) оценивается выраженным в процентах отношением количества генерированных породой за всю катагенетическую историю нефтяных УВ к общему количеству ОВ. Он зависит от типа и степени зрелости ОВ.

Нефтематеринский потенциал породы ($P_{п}$) определяется количеством нефти (УВ), выраженным в граммах или килограммах на тонну или кубический метр породы.

В основе почти всех применяющихся в нашей стране модификаций расчета $P_{ов}$ лежит методика В.А. Успенского, предложившего для оценки количества генерированных УВ использовать данные об элементном составе. Наряду с ней, за рубежом применяется метод, основанный на определении типа и катагенетической зрелости ОВ с использованием кинетической модели деструкции керогена.

Математическая модель разложения керогена и образования углеводородов, точно учитывающая геологическое время, основана на кинетике разложения керогена и использовании общей схемы его

эволюции. Макромолекула керогена состоит из поликонденсированных ядер с алкильными цепями и функциональными группами; ядра соединены между собой гетероатомными связями или углеродными цепями. При увеличении глубины погружения и повышении температуры происходит последовательный разрыв связей в молекуле керогена приблизительно в порядке увеличения энергии разрыва. Сначала образуются тяжелые гетероатомные соединения, углекислый газ и вода, затем все более мелкие молекулы и наконец углеводороды. В то же время остаточный кероген становится все более ароматическим и приближается по структуре к углеродному остатку. Все эти изменения схематически показаны на рис. 22. Математическая модель должна отразить кинетику параллельных и последовательных реакций, показанных на этой схеме. Эти реакции считаются необратимыми. Действительно, когда материнские породы, погруженные на определенную глубину, в результате последующего складкообразования и эрозии снова поднимаются к поверхности, органическое вещество сохраняет состав и физико-химические свойства, соответствующие максимальной глубине погружения. Кроме того, некоторые побочные продукты эволюции керогена, такие, как вода и углекислый газ, очень подвижны в подземных условиях и не могли бы участвовать в обратных реакциях, даже если бы они имели место.

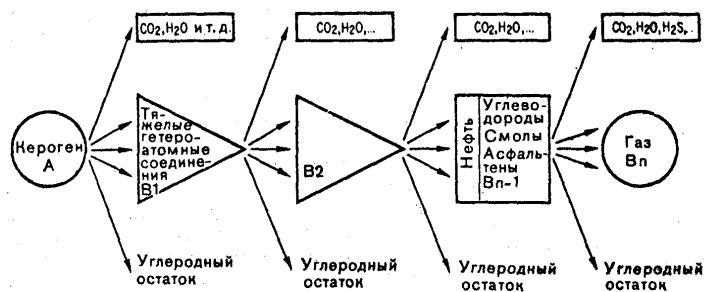
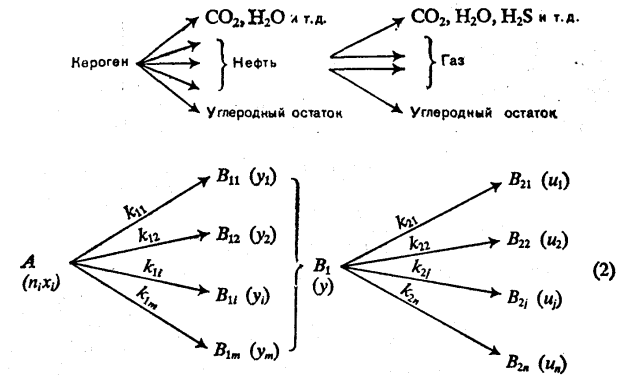


Рис. 22. Общая схема разложения керогена.

Для моделирования последовательности реакций можно рассмотреть только некоторые этапы, особенно *A*, *B₁*, *B_{n-1}*. Опыт пока-

зал, что этого достаточно для характеристики последовательного образования нефти и газа. Последний вариант выглядит так:



Использованы следующие условные обозначения: A – кероген, имеющий n_i связей данного типа i в момент времени t ; x_i – количество органического вещества, участвующего в реакции типа i (разрыв связей типа i). $B_{11} - B_{1m}$ – продукты первого этапа реакций (образование нефти), их относительное количество в момент времени t обозначается как $y_1 - y_m$. $B_{21} - B_{2n}$ – продукты второго этапа реакций (крекинг), их относительное количество в момент времени t обозначается как $u_1 - u_n$.

Первый ряд превращений представлен определенным количеством параллельных и (или) последовательных реакций. Принимается, что вероятность разрыва связи типа i не зависит от количества связей других типов и длительности времени. В таком случае разрыв связи типа i подчиняется закону Пуассона:

$$-\frac{dn_i}{n_i} = k_{1i} dt,$$

где k_{1i} - константа реакции при данной температуре. Если структура керогена однородна, т.е. плотность связей статистически одинакова, то:

$$x_i = \mu n_i,$$

где μ - константа, и, для параллельных реакций:

$$x_{i0} = x_0 P_i,$$

P_i – частота связей типа i при $t = 0$, $x_0 = \sum x_{i0}$ – общее количество лабильного, т. е. пиролизующегося, органического вещества. Тогда:

$$-\frac{dx_i}{dt} = k_{1i}x_i.$$

Таким образом, для каждой из i реакций мы получаем кинетическое уравнение, сходное с кинетическим уравнением реакций первого порядка. Было показано, что эти уравнения могут характеризовать разложение керогена в геологических условиях.

Если предположить, что B_{1i} -компоненты нефти в целом при крекинге ведут себя одинаково, то для второго ряда реакций $B_1 = \sum B_{1i}$. Соответствующие количества x_i, y_i, u_j могут быть определены с помощью следующей системы дифференциальных уравнений:

$$\left. \begin{aligned} -\frac{dx_i}{dt} &= k_{1i}x_i \\ \frac{dy_j}{dt} &= k_{2j}y_j \\ y &= \sum_i y_i \\ \sum_i x_{i0} + \sum_i y_{i0} + \sum_j u_{j0} &= \sum_i x_i + \sum_i y_i + \sum_j u_j \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

Первые два уравнения выражают кинетику системы, два вторых уравнения отражают ее массовый баланс. Изменение k_{1i} и k_{2j} в зависимости от температуры может быть определено с помощью формулы Аррениуса:

$$k_{1i} = A_{1i}e^{-\frac{E_{1i}}{RT}},$$

которая в основном верна для быстро протекающих лабораторных реакций или промышленных процессов, но может быть распространена и на реакции в геологических условиях, происходящие с небольшой скоростью. E_{1i} – энергия активации реакции типа i , A_{1i} – константа реакции, T – абсолютная температура (шкала Кельвина). В геологических условиях температура является функцией времени, с которым она связана через погружение и соответствующую глубину погребения. Так как глубина погребения пород определяется геологами для последовательных отрезков времени (например, для нижнего мела, верхнего мела, палеоцена и т. д.), она считается линейной функцией времени. Поэтому температура также аппроксимируется как последовательность линейных функций времени для

последовательных отрезков времени. В таких условиях систему уравнений (3) трудно интегрировать, потому что k_{ji} становится сложной функцией времени t . Самый легкий путь решения этой системы уравнений – численное интегрирование с последовательными приращениями Δt . Это делается с помощью программы, которой включает подбор различных параметров x_{i0} , E_{ji} , A_{ji} и y_0 , что практически является калибровкой модели для определенного типа органического вещества.

Для такой калибровки рассматривают только первый ряд реакций (образование нефти). Вначале данные изучения сравнимых современных осадков используют для вычисления y_0 и приблизительных значений A_{ji} . При определении E_{ji} необходимо учитывать все значения энергии активации: от нескольких килокалорий на моль, необходимых для разрыва слабых связей (адсорбция), до ~ 80 ккал/моль, необходимых для разрыва углерод-углеродных связей. Целью подбора является установление частоты P_i связей каждого типа i или количества x_{i0} лабильного органического вещества, участвующего в реакции типа i . Калибровка основана на данных о содержании растворимого органического вещества (углеводороды + смолы + асфальтены) в керне с разных глубин осадочного бассейна и/или на сопоставимых данных более высокотемпературных лабораторных экспериментов. Подбор осуществляется с помощью метода наименьших квадратов. В табл. 5 и на рис. 23 приведены соответствующие данные для керогена типов I, II и III.

Калибровка реакций второго ряда (образование газа) была проведена на основе данных лабораторного крекинга. Образование газа в глубоких частях осадочных бассейнов может быть представлено одной реакцией с энергией активации 50 ккал/моль. Общее количество углеводородов, которые могут быть генерированы данным керогеном при достаточной температуре и длительности нагрева, определяется формулой:

$$x_0 = \sum_i x_{i0}.$$

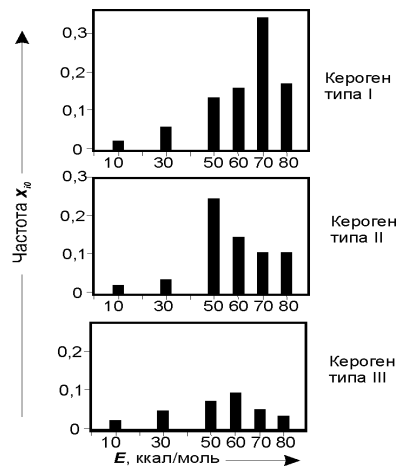


Рис. 23. Распределение энергий активации реакций разложения керогенов трех главных типов

Таблица 5

Энергии активации и генетический потенциал главных типов керогена

Энергия активации		Типы керогена					
Класс	Средние значения (ккал/моль)	Тип I		Тип II		Тип III	
		x_{i0}	A	x_{i0}	A	x_{i0}	A
E_{11}	10	0,024	$4,75 \cdot 10^5$	0,022	$1,27 \cdot 10^5$	0,023	$5,20 \cdot 10^3$
E_{12}	30	0,064	$3,04 \cdot 10^{16}$	0,034	$7,47 \cdot 10^{16}$	0,053	$4,20 \cdot 10^{16}$
E_{13}	50	0,136	$2,28 \cdot 10^{25}$	0,251	$1,48 \cdot 10^{27}$	0,072	$4,33 \cdot 10^{25}$
E_{14}	60	0,152	$3,98 \cdot 10^{30}$	0,151	$5,52 \cdot 10^{29}$	0,091	$1,97 \cdot 10^{32}$
E_{15}	70	0,347	$4,47 \cdot 10^{32}$	0,116	$2,04 \cdot 10^{35}$	0,049	$1,20 \cdot 10^{33}$
E_{16}	80	0,172	$1,10 \cdot 10^{34}$	0,120	$3,80 \cdot 10^{35}$	0,027	$7,56 \cdot 10^{31}$
Генетический потенциал керогена $x_0 = \sum x_{i0}$		0,895		0,695		0,313	

A выражается как $y^{-1} \cdot 10^6$

Значения y_0 : тип I – 0,051; тип II – 0,035; тип III – 0,018.

Эти данные приведены в табл. 5 и являются количественным выражением *генетического потенциала керогена*, определение которого дано в разд. 2.2. Величина генетического потенциала зависит от типа керогена, т. е. от его первоначального химического состава. *Материн-*

ская порода может быть определена как порода, генетический потенциал которой выше пороговой величины, например 0,25-0,30 г на грамм керогена или (при среднем содержании органического углерода в породе 1 %) 0,25-0,30 % веса породы.

Стадия эволюции в любой момент времени устанавливается с помощью коэффициента превращения r - отношения количества уже преобразованного керогена к генетическому потенциалу:

$$r = (\Sigma x_{i0} - \Sigma x_i) / \Sigma x_{i0} = (x_0 - \Sigma x_i) / x_0$$

На небольших глубинах коэффициент превращения равен нулю. При погружении и нагреве пород он постепенно увеличивается и достигает единицы, когда все подвижные органические продукты удалены из керогена и остается только углеродный остаток.

Для разных осадочных бассейнов получено прекрасное соответствие между цифрами, рассчитанными с помощью модели, и тем количеством нефти и газа, которое фактически образовалось в материнских породах при их погружении (среднеквадратичное отклонение $<10^{-2}$, коэффициент корреляции $>0,9$). Использование этой модели для лабораторных экспериментов по нагреву керогена (в изотермических условиях или при равномерном повышении температуры) в течение разных отрезков времени: от одного часа до одного года - также продемонстрировало удовлетворительное соответствие между экспериментальными и расчетными данными. Кроме того, один и тот же ряд констант A_i и E_i , приведенный в табл. 5, оказался достаточным для моделирования разложения керогена в любых условиях, включая: а) природную эволюцию керогена в осадочных бассейнах при сравнительно низких температурах (50 – 150 °C) в течение 10 – 400 млн. лет, б) искусственную эволюцию в лабораторных опытах при температурах 180 – 250 °C и в) высокотемпературную (400 – 500 °C) перегонку горючих сланцев в реторте. Тот факт, что одна модель с одним и тем же набором констант подходит для процессов, происходящих в таких разных условиях, подтверждает правильность гипотезы, основанной на кинетике (статистика типов связей и энергий активации, реакции первого порядка и т.д.).

Время образования нефти, установленное с помощью модели, в некоторых случаях может быть проверено с помощью геологических данных.

Параметры E_{ji} , используемые в модели, для упрощения называют энергиями активации. Их роль близка к роли энергии активации, но они не вполне соответствуют этому параметру, потому что энергия активации обычно устанавливается для определенной единичной реакции, а данная модель рассматривает «образование нафтидов» путем многочисленных параллельных и/или последовательных реакций.

Первоначально в керогене имеются связи многих типов с разными энергиями разрыва. Это слабые связи, соответствующие физической или химической адсорбции (водородные связи и т. д.); карбонильные и карбоксильные связи; эфирные и серные связи; углерод-углеродные связи. Кроме того, энергия разрыва большинства типов связей зависит от влияния соседних функциональных или замещающих групп, длины цепей и т. д. Поэтому анализ распределения энергий активации E_{ji} от 0 до 80 ккал/моль, вероятно, точнее отражает фактические механизмы, чем гипотетическое измерение энергии разрыва каждого отдельного типа связей. Следовательно, лучшим отражением состава керогена может быть гистограмма энергий активации, построенная на основе данных табл. 5 и показанная на рис. 23 для керогенов типов I, II и III. По мере увеличения глубины захоронения и температуры (и уменьшения $1/T$) происходит постепенный разрыв разных связей приблизительно в порядке увеличения E_i . Об этом свидетельствует зависимость констант реакций k_i от температуры показанная на рис. 24.

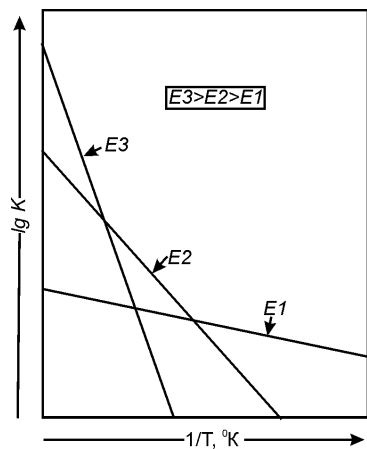


Рис. 24. Зависимость констант реакций разложения керогена k_i от температуры.

На графике видно, что разрыв связей, которым соответствуют разные энергии активации, происходит постепенно в порядке повышения энергии активации

Генетический потенциал $x_0 = \sum x_{i0}$ и распределение энергий активации зависят от типа керогена:

1. Кероген типа I содержит много лабильного органического вещества x_0 , и, следовательно, имеет высокий генетический потенциал. Как показывает распределение энергий активации, низких значений, соответствующих слабым связям, мало. Максимум распределения расположен в области 70 ккал/моль и, возможно, соответствует углерод-углеродным связям.

Следовательно, для образования нефти из керогена этого типа нужны более высокие температуры, чем для образования нефти из керогенов других типов.

2. Кероген типа II содержит немного меньше лабильного органического вещества и поэтому имеет более низкий генетический потенциал, чем кероген типа I. Распределение энергий активации растянуто и включает более низкие значения по сравнению с распределением энергий активации для керогена типа I. Максимум распределения соответствует 50 ккал/моль. Это значит, что интенсивное образование нефти начинается при более низких температурах, чем в первом случае.

3. Кероген типа III содержит еще меньше подвижного органического вещества, чем керогены двух других типов, и имеет низкий генетический потенциал; поэтому общее количество образуемой им нефти сравнительно невелико. Распределение энергий активации сглаженное с максимумом, соответствующим 60 ккал/моль.

Высокая концентрация органического вещества типа I или II дает богатые горючие сланцы с большим выходом смолы. Горючие сланцы Грин-Ривер относятся к типу I со значением $x_0 = 0,8 \div 0,9$, т.е. 80—90% их органического вещества может превратиться в нефть. Тоарские глины Западной Европы принадлежат к типу II; им соответствует значение $x_0 = 0,6$, т.е. 60% органического вещества может превратиться в нефть. Органическое вещество типа III в концентрированном состоянии образует угли или углистые сланцы, но дает низкий выход смолы ($x_0 = 0,25$) и не образует промышленных залежей горючих сланцев.

Связь между тремя главными типами керогена по их химическим свойствам и распределению энергий активации можно исполь-

зовать для быстрой калибровки модели. Если известен тип керогена (I, II или III), установленный с помощью оптического исследования или на основе данных элементного анализа, то соответствующие значения A_i и E_i можно взять из табл. 5.

Значения кажущейся энергии активации для образования нефти и газа, карбонизации угля или сухой перегонки горючих сланцев, приводимые в литературе, колеблются от 8 до 65 ккал/моль. Эти кажущиеся энергии активации рассчитаны для одной реакции, хотя в действительности происходит ряд последовательных и/или параллельных реакций. Так как истинные энергии активации E_i , соответствующие разрыву связей разного типа, образуют ряд значений, возрастающих приблизительно в порядке повышения температуры, то при низкой температуре кажущаяся энергия активации близка к самому низкому значению E_i , а при высокой – к самому высокому значению E_i . Этот вывод подтверждают экспериментальные данные, полученные при лабораторном пиролизе горючих сланцев, при котором при увеличении степени разложения керогена от 0 до 80% наблюдалось постепенное повышение кажущейся энергии активации от 20 до 60 ккал/моль. Этого достаточно, чтобы объяснить, почему кажущиеся энергии активации в начале образования нефти составляют в среднем 10 – 15 ккал/моль, а кажущиеся энергии активации пиролиза горючих сланцев и карбонизации угля — приблизительно 50 – 65 ккал/моль.

Для определения количества эмигрировавшей микроневфти ($Q_{эм}$) и суммарного количества битумоидов наиболее широкое распространение получила методика С.Г. Неручева, построенная на основе балансового расчета по сдвигам в составе битумоида, обусловленным эмиграцией.

$$Q_{эм} = \frac{Q_{ост} \cdot K_{эм}}{(1 - K_{эм})} = S \cdot H \cdot K_{эм} / (1 - K_{эм}),$$

$$K_{эм} = Q_{эм} / Q_{исх},$$

где $Q_{ост}$ – количество остаточного битумоида, $Q_{исх}$ – исходное количество битумоида, УВ – количество УВ (в единицах веса или единицах объема породы), S – площадь распространения очага (нефтематеринской свиты), H – толщина очага (нефтематеринской свиты), $K_{эм}$ – коэффициент эмиграции.

Исходя из данных элементного состава исходного, остаточного и эмигрировавшего продукта, можно легко определить $K_{эм}$ по следующим формулам:

$$K_{эм} = (C_{исх} - C_{ост}) / (C_{эм} - C_{ост});$$

$$K_{эм} = [(O+N+S)_{исх} - (O+N+S)_{ост}] / [(O+N+S)_{эм} - (O+N+S)_{ост}].$$

Элементный состав эмигрировавшего битумоида идентифицируется с усредненным составом нефти, состав остаточного битумоида определяется по аналитическим данным. Состав исходного битумоида устанавливается на основании элементного анализа образцов из средних частей мощных глинистых пачек, где битумоид практически не затронут эмиграцией.

Определение *коэффициента эмиграции* возможно также с помощью других уравнений материального баланса по параметру β . В практических исследованиях чаще всего используется формула

$$K_{эм} = 1 - \beta_{ост} / \beta_{исх}$$

По данным С.Г. Неручева, величина $K_{эм}$ в Волго-Уральском регионе, рассчитанная по нескольким показателям, с увеличением глубины погружения от 1,5 до 3,5 км меняется от 0,06 до 0,66, а в Западно-Сибирском бассейне в тех же интервалах глубин она соответственно меняется от 0,605 до 0,84. В табл. 6 приведены значения $K_{эм}$, изменяющиеся в зависимости от градаций катагенеза для разных генетических типов ОВ и различных концентраций $C_{орг}$.

Ю.И. Корчагиной приводятся несколько иные значения $K_{эм}$. Величины $K_{эм}$, рассчитанные по β , составляют на ПК₃, МК₁, МК₂; и МК₃ соответственно 0,2; 0,3; 0,4 и 0,5; рассчитанные по величине коэффициента μ^3 (углеводородный коэффициент) - 0,3; 0,4; 0,5 и 0,6.

Формула подсчета эмигрировавших битумоидов ($Q_{эм}$) принимает вид:

$$Q_{эм} = 0,012 \cdot q \cdot C_{орг} \cdot P [K / (1 - K)] \text{ т/км}^2,$$

где $q = C_{орг} \cdot \rho \cdot h \cdot 10^4 \text{ т/км}^2$ – количество $C_{орг}$ на 1 км² данного производившего горизонта, $C_{орг}$ – содержание органического углерода, %; P – фактический битумоидный коэффициент, %; ρ – плотность пород, г/см³; h – мощность, м; k – коэффициент эмиграции, доли; 0,012 – коэффициент, учитывающий аналитическую потерю летучих УВ и размерность входящих в формулу параметров.

Таблица 6

Величина коэффициента эмиграции в зависимости от градации катагенеза для разных генетических типов ОВ и его концентраций

Градация катагенеза	$K_{эм}$	β , мг/г				
		сапропелиты		оксисорбо-сапропелиты	Фитопланктонно-бентосное ОВ	ОВ граптолитовых сланцев
		$C_{орг} < 0,5$	$C_{орг} > 0,5$			
ПК ₃	0,1	40	60	60	60	60
МК ₁	0,2	80	80	60	60	70
МК ₂	0,4	100	100	70	75	70
МК ₂ ²	0,5	90	90	60	65	55
МК ₃	0,7	40	60	36	30	24
МК ₄ -МК ₅	0,8-0,9	10	15-30	20	7	6

При подсчете прогнозных ресурсов объемно-генетическим методом наиболее достоверным является количество жидких и газообразных УВ, эмигрировавших из толщ - $Q_{эм}$. Наибольший же интерес представляет подсчет УВ, аккумулировавшихся в ловушках ($Q_{ак}$), т.е. величина $Q_{эм}$ корректируется за счет коэффициента аккумуляции K_a .

Учет количества рассеянных в породах аллохтонных битумоидов показал, что эмиграционные потери жидких УВ составляют не менее 80%, потери газообразных УВ значительно выше. Последующие потери жидких УВ в процессе вторичной миграции не превышают 10%. Эмиграционные потери и значения K_a зависят от следующих факторов: 1) продуктивности нефтематеринской свиты, измеряемой плотностью эмиграционного потенциала $P_э$, 2) качества коллектора, причем не столько от его емкостных, сколько фильтрационных свойств, 3) взаимоотношения нефтематеринских и коллекторских горизонтов, 4) расстояния от производящей толщи до главного флюидоупора, 5) общей структуры бассейна, 6) современной гидродинамической и геодинамической активности и др.

Величина K_a изменяется от долей до десятков процентов. Она возрастает при благоприятных сочетаниях мощностей нефтематеринских и коллекторских горизонтов - «корректное переслаивание», при расположении ловушек в контуре очага нефтегазообразования, четко выраженных границах бассейна и его сравнительно ограни-

ченных размерах. Наибольших значений K_a достигает в сингенетично нефтеносных комплексах (при наличии ловушек) типа доманика ($K_a=0,5$) или баженовской свиты.

В.Д. Наливкин с соавторами приводят следующие эмпирически вычисленные коэффициенты аккумуляции нефти и газа по некоторым известным бассейнам (табл. 7). Они пришли к выводу, что для большей части бассейнов с терригенным разрезом величина K_a составляет 0,1-0,15. В бассейнах со значительной долей карбонатных пород в разрезе величины K_a , как правило, ниже.

Таблица 7

Величина коэффициента аккумуляции нефти и газа

Бассейн	Коэффициент аккумуляции K_a	
	нефть	газ
Волго-Уральский	0,20	-
Иллинойс	0,15-0,20	0,004
Днепрово-Донецкий	0,01-0,02	0,005
Сан-Хоакин	0,02-0,03	0,01
Западная Сибирь	0,02	0,008
Отдельные районы Западной Сибири		
Нижневартовский	0,099	0,037
Сургутский	0,073	0,004
Шаимский	0,010	0,002
Уренгойский	-	0,095
Березовский	-	0,006

При определении потенциальных ресурсов указанным методом необходимо учитывать сохранность нефти и газа, т.е. установить коэффициент консервации K_k . Величина K_k зависит от следующих факторов: возраста отложений, тектонотипа бассейна, времени проявления ГФН, времени образования ловушек, гидрогеологического режима бассейна, а главное – интенсивности тектонических движений, их направленности на современном этапе. По данным В.Д. Наливкина с соавторами, в бассейнах с малой интенсивностью инверсионных движений K_k нефти и газа может быть принят равным 1, с умеренной – 0,7-0,8; в зонах с высокой интенсивностью движений (амплитуда более 2 км) – для нефти K_k не более 0,2, для газа не более 0,1.

При подсчете начальных потенциальных ресурсов нефти рекомендуется использовать объемно-генетический метод (модификация С. Г. Неручева), позволяющий с достаточной точностью определить количество генерированных и эмигрировавших УВ. Величины коэффициента аккумуляции – K_a и консервации – K_k следует устанавливать (при отсутствии прямых подсчетов по бассейну) на основе использования объемно-статистического метода и метода геологических аналогий. Эти методы дополняют друг друга, и в общем случае было бы идеально принять за основу объемно-генетический метод, а вводимые поправки на потери определять с помощью показателей объемно-статистического метода.

2.5. Состав углеводородов залежей как показатель их генезиса

Изучение состава нефти позволяет судить о генезисе ее залежи. Поэтому получение притока нефти на стадии поиска означает не только переход к этапу разведки, но и новый уровень изучения истории залежи, получение нового рода информации из данных о составе нефти. Установлено, что подобно тому, как порода хранит в себе отпечатки и остатки ископаемых растений и животных, так и нефть «хранит» в своем составе историю и предысторию. Используя современную аналитическую базу, грамотный специалист «читает» эту «запись». Предыстория нефти – это период, который начинается в живом веществе и заканчивается миграционными процессами, увозящими нефть из мест ее образования в места ее скопления. История – это существование фазообособленной системы природного углеводородного раствора в системе порового пространства породы. Познание предыстории нефти всегда представляло трудности, поскольку нефть как итог миграции углеводородных растворов не сохраняет присущих большинству автохтонных геологических тел морфологических свидетельств генезиса, что свойственно, например, твердым горючим ископаемым. Лишь на молекулярном

уровне состав оказался носителем качественно новой (по сравнению с уровнями элементного, группового и фазового состава) биогеохимической и генетической информации, охватывающей основные этапы предыстории нефти.

Установлено, что генетическими источниками вещества нефти во все геологические эпохи служили липидные и липоидные компоненты некромы, захоронявшиеся в глинистых, карбонатных, кремнистых осадках водных палеоэкосистем разного типа, связанных с прибрежно-морским и не морским местообитанием. Тип экосистем и характер палеобиоценозов определяют источник продуцентов, тип деструкторов и интенсивность биодеструкции, что через геохимическую среду осадконакопления формирует состав органического вещества будущих нефтематеринских отложений.

Для получения генетически значимой информации в индивидуальном составе нефти и битумоидов определяется набор хемофоссилий (n-алканов, изопренанов, стеранов, гопанов, металлопорфиринов и др.), который используют для решения следующих задач:

1. Сопоставление нефть – ОВ пород для определения потенциально производящих пород-источников.
2. Определение типа исходного ОВ (морское, континентальное, прибрежно-лагунное, бактериально-переработанное и т.д.).
3. Определение степени созревания керогена, нефти.
4. Определение фациальной обстановки в диагенезе: карбонатные или терригенные породы, степень солености вод, окислительно-восстановительная обстановка.
5. Определение степени и масштабов микробиологического изменения нефтей в залежах (биodeградация).
6. Определение геологического возраста исходного для нефти ОВ.
7. Определение путей и интенсивности процессов первичной и вторичной миграции нефти.

В последние годы для решения подобных задач широко используются высокомолекулярные металлопорфирины, арены и цикланы нефтей, представляющие собой «осколки» крупных

биоорганических молекул. Особенно интересны тетра- и пентациклические цикланы, структуры которых подобны стероидам и тритерпеноидам, они несут большую генетическую информацию и мало изменяются под воздействием вторичных факторов. Процесс идентификации этих УВ, их анализ требуют высокой квалификации интерпретатора и хорошей прибороснащенности (эти вопросы рассматриваются на практических занятиях).

3. ФОРМИРОВАНИЕ СИНГЕНЕТИЧНОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ФОНА ПОРОД [6, 9]

Концентрация и состав рассеянных углеводородов в осадочных породах (при отсутствии влияния залежей нефти и газа) в значительной мере определяются сингенетичным органическим фоном отложений. Под последним подразумевается часть поля концентраций углеводородных и связанных с ними неуглеводородных компонентов, в пределах которой качественные и количественные изменения органического вещества носят систематический (более или менее равномерный характер).

Информация о наличии аномальных полей концентраций углеводородов, генетически связанных с нефтегазовыми залежами, может быть получена с учетом сведений о характере сингенетичного органического фона, масштабах генерации углеводородов, их составе. В зависимости от условий седиментации, количества и качества исходного органического материала и степени его преобразованности в зоне поискового геохимического зондирования формируется сингенетичный фон.

В качестве показателей сингенетичного фона используются сведения о степени битуминозности ОВ, его парамагнетизме, обогащенности водородом и подвижными водородсодержащими соединениями, компонентном составе хлороформного битумоида (ХБ) и структуре составных частей последнего, характере распределения алканов, металлопорфиринов и некоторых групп аренов в ХБ.

В донных осадках морей ОВ на начальной фазе преобразования характеризуется отличительными свойствами, которые позволяют

выделить этот этап в самостоятельный. ОВ характеризуется низкой степенью битуминозности ($\beta = 10 - 30$ мг ХБ/г $C_{орг}$); слабым проявлением парамагнитных свойств, что обнаруживается в количественном распределении парамагнитных частиц ($0,1 - 0,5 \cdot 10^{17} \text{ г}^{-1}$); обедненностью водородом и подвижными водородсодержащими соединениями, что обуславливает малую интенсивность амплитуд ЯМР-сигнала (5 – 20 мм) при значительной ширине (475 – 800 А/м). В компонентном составе ХБ преобладают спирто-бензолные смолы (50 % и более), а количество масел и асфальтенов находится в обратной зависимости и обуславливается степенью преобразованности ОВ. Порфириновые соединения представлены хлоринами, свободными порфириновыми основаниями и комплексами порфиринов с медью. Отличительной особенностью всех компонентов ХБ является алифатическое строение. Как в маслах, так и во всех фракциях смол основным элементом структуры являются длинные парафиновые цепи, глубоко сопряженные с кислородными группировками, чаще фталатного типа.

В компонентах ХБ гумусового ОВ обнаруживаются голаядерные ароматические структуры, а нафтеновые, судя по соотношению полос поглощения в ИК-спектрах, входят в состав нафтеновых кислот. В ряду *n*-алканов ограничено количество соединений до C_{16} (2-5%), максимальные их содержания приходятся на высокомолекулярную часть ряда, коэффициент нечетности составляет 3-8. Начиная с C_{28} *n*-алканы с четным числом атомов углерода из ряда выпадают (рис. 25). Для ряда алканов изопреноидного строения характерно отсутствие соединений до C_{16} , основную долю (более 50%) от общей суммы этих алканов составляют пристан (C_{19}) и фитан (C_{20}).

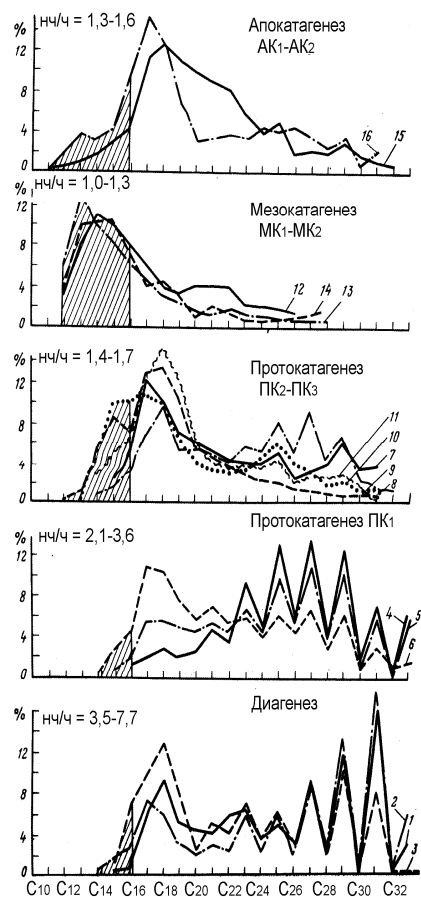


Рис. 25. Распределение n-алканов в ХБ гумусовой природы на различных стадиях катагенеза

Таким образом, на стадии диагенеза, согласно приведенным геохимическим показателям, генерация углеводородов за счет преобразования ОВ происходит в небольшой степени.

В пределах молодых и древних платформ в зоне геохимического зондирования независимо от возраста слагающих пород степень преобразованности ОВ не превышает характерную для протокатагенеза (Каракумская эпигерцинская платформа, Западно-Сибирская, Русская, Сибирская платформы).

На стадии раннего протокатагенеза (ПК₁) ОВ сохраняет многие свойства, присущие диагенетическому этапу, однако четко проявляются начавшиеся структурные преобразования компонентов ХБ – исчезают длинные парафиновые цепи в смолах, в маслах уменьшается количество

кислородных структур и появляются голоядерные ароматические В ряду n-алканов изменяется соотношение четных и нечетных компонентов, что приводит к уменьшению коэффициента нечетности до 2,0–2,5. Порфириновые соединения представлены свободными порфириновыми основаниями, ванадиловыми и никелевыми комплексами. На стадиях среднего и позднего протокатагенеза (ПК₂–ПК₃) активизируется процесс битумообразования, что сопровождается увеличением степени битуминозности и парамагнетизма ОВ, обо-

гашенности его водородом и жидкими водородсодержащими соединениями; в компонентном составе ХБ возрастает доля масляной фракции (до 30 %) и снижается количество асфальтенов (в среднем 5 – 7%), Структурные преобразования ХБ наиболее отчетливо проявляются во фракциях бензольных и спирто-бензольных смол, обогащающихся CH_2 – и CH_3 -радикалами и теряющих кислородные структуры в процессе разрушения фталатов, что фиксируется на ИК-спектрах (рис. 26).

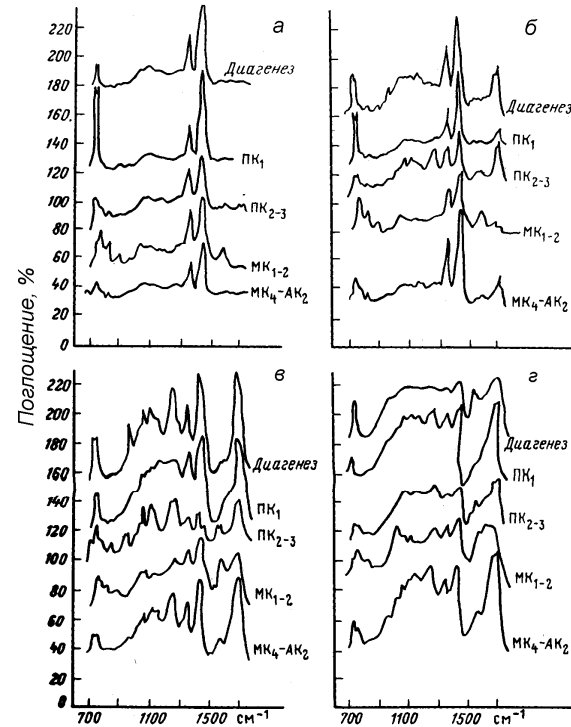


Рис. 26. Структурные изменения компонентов ХБ в процессе катагенеза ИК – спектры: а – масел, б – петролейно-эфирных смол, в – бензольных смол, г – спирто-бензольных смол

В ряду n-алканов концентрационный максимум перемещается на C_{17} - C_{18} , содержание соединений до C_{16} увеличивается до 10–15% (см. рис. 25); а значение коэффициента нечетности составляет 1,3–2,0. Для изопреноидных алканов характерны появление низкомоле-

кулярных соединений (до $i-C_{17}$) и тенденция к количественному нивелированию компонентов в ряду.

Таким образом, от диагенеза и до конца протокатагенеза геохимические свойства сингенетичного органического фона отложений изменяются по линейному закону с плавным перераспределением количественных и качественных показателей. В процесс преобразования вовлекаются все компоненты ХБ, но с различной степенью интенсивности. К концу протокатагенеза в маслах разукрупняются длинные парафиновые цепи, увеличивается степень разветвленности парафиново-нафтеновых структур, практически исчезают кислородные, т.е. фракция приобретает углеводородный состав, однако ограниченное участие низкомолекулярных алканов и соединений с циклическими структурами принципиально отличают ее от углеводородной фракции нефтей. Ещё более контрастное различие проявляется для фракций которые характеризуются преимущественно фталатным составом (сложные эфиры ароматических кислот) в отличие от нефтяных смол, где основой являются конденсированные ароматические структуры, сопряженные с большим количеством CH_2 - и CH_3 - групп.

Этап мезокатагенеза является переломным в общем цикле преобразования ОВ и знаменуется скачкообразным переходом количественных и качественных показателей. Коэффициент битуминозности ОВ достигает 100-180 мг ХБ/г $C_{орг}$, количество парамагнитных центров на 1 г породы возрастает по сравнению с более низкими стадиями катагенеза примерно на порядок, значительно увеличивается содержание подвижных водородосодержащих соединений (ширина ЯМР-сигнала снижается до 160-300 $\text{\AA}/\text{м}$). В компонентном составе ХБ от 50 до 80 % приходится на масляную фракцию и не более 2-4 % асфальтенов, а структурные свойства компонентов соответствуют аналогичным фракциям нефти. Около 50 – 70% от общего количества n -алканов приходится на соединения до C_{16} , максимальные содержания перемещаются в низкомолекулярную часть ряда, коэффициент нечетности находится в пределах единицы. Одновременно происходит перераспределение и в ряду изопреноидов: пристан и фитан теряют своё преобладающее значение, соединения $i-C_{14}$ – $i-C_{16}$ составляют до 50% от общего количества, а высокомо-

лекулярные члены ряда (от $i-C_{21}$ и выше) имеют ограниченное распространение. Одновременно уменьшается величина отношения суммы изопреноидов к сумме n -алканов от 0,6 – 0,4 (протокатагенез) до 0,2 – 0,15 (мезокатагенез).

На более высоких этапах катагенеза (конец мезокатагенеза – апокатагенез), когда ОВ реализовало свои нефтепродуцирующие возможности, сингенетичный органический фон отложений обладает специфическими свойствами. Общая тенденция изменения количественных и качественных показателей проявляется в потере углеводородных соединений и разрушении углеводородных структур и металлопорфиринов во фракциях смол.

Снижается величина коэффициента битумозности ($\beta_{ХБ}$ 40-60 мг/г $C_{орг}$), и интенсивность амплитуды ЯМР-сигнала. Количество парамагнитных центров при этом возрастает, а ширина ЭПР – сигнала не превышает 250 Å/м, что является следствием преобладания в балансе ОВ нерастворимых компонентов, характеризующихся структурой, близкой к графиту. В компонентном составе ХБ уменьшается доля масел (25 – 35%), имеющих преимущественно алифатическое строение, в бензольных и спирто-бензольных смолах появляются фталатные соединения, что можно объяснить процессом глубокой деструкции ОВ на этой стадии катагенеза. Ряд n -алканов характеризуется незначительным количеством жидких соединений (не более 10 – 15%) при максимальном содержании C_{17} – C_{19} и коэффициентом нечетности 1,3 – 1,6.

Углеводородный газовый фон осадочных пород в значительной мере связан с вертикальной зональностью газообразования. В охватываемой геохимическими поисками части стратисферы встречаются отложения, находящиеся в зоне седименто- и диагенеза, протокатагенеза (ПК₁, ПК₂ и ПК₃) и в начале мезокатагенеза, различающиеся по интенсивности развития процесса генерации газов. Все это подтверждает невозможность создания универсальной количественной картины распределения рассеянных углеводородных газов (УВГ) в верхних горизонтах осадочного разреза. Тем не менее, общие условия образования и характер газового фона изучаемой зоны во многих отношениях установлены.

В зоне седиментогенеза в Мировом океане только незначительная часть отмершего органического вещества (по В.А. Успенскому, в среднем 0,80 % от ежегодной первичной продукции ОВ) захороняется в осадках, остальное ОВ растворяется в воде и микробиологическим путем утилизируется с образованием газов.

В зоне окислительного диагенеза (первые 0,5 м осадка), начинается микробиологическое образование газов. Так, по весьма приблизительным расчетам А.Э. Конторовича гумусовое ОВ в этих условиях генерирует 1,5 г CH_4 на 1 кг ОВ, а сапропелевое (алиновое) ОВ - примерно 2,5 г УВГ. В диагенетической зоне восстановительного минералообразования в условиях господства анаэробной микрофлоры согласно данным А.Э. Конторовича интенсивность генерации УВГ резко возрастает – гумусовым ОВ продуцируется 13 г CH_4 на 1 кг ОВ, а алиновым – 32,5 г УВГ. Это главная диагенетическая зона газообразования, а в случае сапропелевого ОВ она является и максимальной за всю историю литогенеза.

На завершающем этапе диагенеза, когда широко развиваются процессы перераспределения аутигенных минералов и образования конкреций, действие анаэробной микрофлоры как фактора газообразования начинает ослабевать. Гумусовое ОВ генерирует уже только 4 г CH_4 на 1 кг ОВ, а сапропелевое – 5 г УВГ.

Следует отметить, что масштабы микробиологического газообразования в зоне диагенеза исключительно велики - в зависимости от типа геохимических фаций диагенеза от 30 до 90 % всего ОВ преобразуется здесь в газы.

В зоне протокатагенеза условия образования газового фона резко изменяются. Здесь уже начинают действовать во все возрастающих масштабах термokatалитические факторы генерации газов. Гумусовое (арконовое) ОВ генерирует следующее количество метана (на 1 кг ОВ): ПК₁ – 12,5 г, ПК₂ – 19 г, ПК₃ – 20 г; сапропелевое (алиновое) ОВ соответственно – ПК₁ – 10 г, ПК₂ – 28 г, ПК₃ – 27 г УВГ.

При геохимических работах в некоторых осадочных бассейнах в зоне геохимического поискового зондирования могут быть встречены осадочные породы, измененные до градаций МК₁ и МК₂ зоны мезокатагенеза. Масштабы генерации углеводородных газов в этих условиях в общем сопоставимы с масштабами градации ПК₃, но при

этом резко возрастает доля тяжелых газовых углеводородов $C_2 - C_4$. Во многом не выяснены условия образования углеводородного газового фона в криолитозоне, особенно широко развитой в осадочных бассейнах Сибирской платформы.

Необходимо также учитывать состав мацералов рассеянного и концентрированного ОВ. Так, в углях отмечается прямая зависимость между содержанием лейптинитовой группы мацералов и тяжелых углеводородных газов в составе газовой фазы пород, в ОВ соотношение арконовой и алиновой составляющих также в значительной степени определяет состав УВГ.

Фактические распределения рассеянных углеводородных газов в осадочных породах зоны поискового геохимического зондирования при отсутствии залежей нефти и газа в значительной мере определяются влиянием факторов гипергенеза в течение геологического времени. Часть УВГ уносится метеорными водами, уничтожается микроорганизмами, рассеивается в атмосферу. С другой стороны, некоторое обогащение пород УВГ может иметь место за счет разгрузки подземных вод и гидродинамических ловушек. В итоге, при отсутствии влияния залежей, углеводородное газовое поле верхних горизонтов, как правило, характеризуется небольшой концентрацией УВГ ($10^{-4} - 10^{-2}$ см³/кг), которая зависит от конкретных геологических условий и обычно повышается с ростом содержания ОВ в породах (особенно сапропелевого состава), а также частично с глубиной и по региональному погружению пластов. Определение фоновых концентраций УВГ является одной из важнейших задач при проведении геохимических поисковых работ на конкретных площадях.

В качественном отношении для указанных углеводородных газов, в отличие от газов залежей, характерны близкие концентрации гомологов метана и непредельных газообразных УВ, а также практическое отсутствие парообразных (C_5H_{12} + высшие) компонентов.

4. ДИФФУЗИЯ И МИГРАЦИЯ УВ В ПОКРЫВАЮЩИЕ ОТЛОЖЕНИЯ [6]

Рассеяние УВ из залежей нефти и газа в отличие от их миграции при заполнении ловушек и формировании залежей характеризуется некоторыми важными особенностями.

1. Рассеяние УВ из залежей происходит в основном путем вертикальной (субвертикальной) миграции газообразных и частично парообразных компонентов по направлению к поверхности в отличие от преимущественно латеральной миграции УВ при образовании их скоплений.

2. Рассеяние УВ из залежей в покрывающие отложения происходит из постоянного источника при значительном перепаде давления и различных концентрациях УВ в залежах и в отложениях.

3. Мигрирующие из залежей УВ должны преодолевать при движении мощные глинистые и другие покрывающие, экранирующие свойства которых обуславливают сохранность залежей в течение длительного геологического времени.

4. Миграция к поверхности происходит через отложения, которые представляют собой неоднократное сочетание пород-покрывок и пород-коллекторов, при этом преобладает движение микроколичеств низкомолекулярных (газообразных и частично парообразных) УВ. В период тектонической активности возможна миграция к поверхности по нарушениям нефти в целом, включая и высокомолекулярные ее компоненты, однако вследствие окисления нефти в зоне гипергенеза происходит сравнительно быстрая «закупорка» путей миграции.

Большой перепад давления от залежей вверх по разрезу обуславливает возможность протекания процессов фильтрации (микрофильтрации), а разница концентраций вызывает процессы самопроизвольного молекулярного перемещения УВ – диффузию в указанном направлении. В целом можно говорить о сложном субвертикальном диффузионно-фильтрационном массопереносе УВ и других компонентов из залежей нефти и газа, что является научной основой геохимических методов поиска углеводородных скоплений.

Для уяснения характера и роли фильтрации УВ из залежей следует учесть, что первым крупным препятствием для них являются покрывки или породы-флюидоупоры. Наиболее распространенными покрывками являются глины и каменная соль. Весь вышележащий разрез до самой поверхности состоит из пород с различными экранирующими и проводящими свойствами. Для низко проницаемых глинистых отложений они зависят от их минерального состава (соотношение содержания монтмориллонита и других глинистых минералов) и содержания песчано-алевритовых примесей. Степень герметичности глинистых пород-покрывок может быть ориентировочно оценена коэффициентом песчаности (K_n) - отношением суммарной мощности песчано-алевритовых пропластков и глинистых. Чем выше значение K_n , тем при прочих равных условиях ниже экранирующая способность пород-покрывок.

Ослабленные зоны как пути миграции УВ появляются в глинистых породах из-за различий в их гранулометрическом составе и уплотнении при проявлении тектонических сил. Существенная песчаность глин ($K_n > 1$) способствует миграции УВ из залежей посредством фильтрации. На глубинах свыше 2000 м глины в результате уплотнений могут частично терять свободную воду и переходить в аргиллиты, при этом повышается трещиноватость пород и, вместе с тем заметно ухудшаются их экранирующие способности, зависящие от структуры порового пространства глинистых пород. Прямые опыты по прорыву газа через образцы пород показали, что давление прорыва обратно пропорционально проницаемости пород, которая зависит от размеров поровых каналов. Только при максимальных размерах поровых каналов 0,01-0,05 мкм и проницаемости меньше 10^{-6} мД давление прорыва превышает 100 кгс/см^2 . При проницаемости 10^{-3} мД, характерной для пород многих приповерхностных горизонтов, давление прорыва составляет всего $3 - 7 \text{ кгс/см}^2$.

С уменьшением глубины залегания глин увеличивается их проницаемость, уменьшается «давление прорыва» газа. Так на Западно-Сибирской платформе при уменьшении глубины залегания глинистых пород с 2500 до 840 м проницаемость глин возрастала от $2 \cdot 10^{-6}$ до $8 \cdot 10^{-3}$ мД. В то же время наличие повышенного количества ОВ в глинах улучшает их экранирующие свойства.

Таким образом, глинистые покрывающие залежей нефти и газа и глинистые слои в покрывающих отложениях не являются непроницаемым экраном при миграции углеводородов из залежей посредством фильтрации.

Перемещение углеводородных газов к поверхности посредством фильтрации в значительной мере регулируется законом Дарси:

$$Q = k_{np} (p_1 - p_2) S / \mu h,$$

где Q – объем газа (измеренный при среднем давлении), проходящий в единицу времени через слой породы с поперечным сечением S , k_{np} – проницаемость породы; μ – вязкость газа; h – высота слоя породы в направлении движения; $p_1 - p_2$ – разность давлений.

В отличие от фильтрации жидкости и газа в пористой среде (по пласту), при миграции УВ из залежей вверх по разрезу речь может идти о процессе микрофильтрации по трещинам и зонам нарушений.

Фильтрационная проницаемость пород зависит от их литологического состава и физических свойств, мощности пород-коллекторов и покрывающих. Фильтрация через породы-коллекторы происходит сравнительно легко, для фильтрации же через породы-покрывающие весьма большое значение имеет их микротрещиноватость. С возрастанием глубины залегания и плотности пород их общая проницаемость снижается, но одновременно по мере удаления влаги увеличивается их трещиноватость. Следовательно, уплотненные породы не обязательно являются препятствием для процесса фильтрации УВГ. Аргиллиты, например, обычно характеризуются повышенной проницаемостью.

По происхождению различают трещины эндогенные (первичные, нетектонические) и экзогенные (вторичные, тектонические). Первые связаны с процессами уплотнения осадков, потерей ими воды и уменьшения объема горных пород; вторые образуются в результате тектонических процессов. В количественном отношении трещиноватость горных пород характеризуется трещинной пористостью – отношением объема пустот, которые составлены открытыми трещинами, секущими определенный объем пород, к величине этого объема, и трещинной проницаемостью, зависящей от величины раскрытия трещин, их густоты и ориентировки в пространстве.

Следует отметить, что по всему разрезу, как на глубине (кern буровых скважин), так и в обнажениях, наблюдаются одни и те же системы тектонических трещин. Поэтому такие показатели, как плотность трещин, их ориентировка и трещинная проницаемость, могут быть экстраполированы на глубину с дневной поверхности. Следовательно, тектоническая трещиноватость характерна в той или иной степени для всей толщи пород от непосредственно перекрывающих залежь до обнажающихся на дневной поверхности.

Трещиноватость пород зависит от их литологического состава и тектонических условий. Относительно менее трещиноватыми породами являются песчаники и чистые известняки, более трещиноватыми – доломиты и глинистые известняки. Платформенные структуры по сравнению со структурами геосинклинальных областей обладают меньшей густотой трещин. Глинистые породы не могут служить надежным газупором, поскольку очень часто являются существенно трещиноватыми. Для чистой каменной соли характерна относительно небольшая густота трещин, которая значительно возрастает в маломощных слоях. Газопроницаемость солей в большинстве колеблется от 10^{-2} до 10^{-3} мД. В осадочных бассейнах доля эффективных трещин обычно преобладает (табл. 8).

Таблица 8

Содержание (%) отдельных типов микротрещин

Территория	Эффективные (открытые и битумные) трещины	Трещины "минеральные"	Число исследований
Иркутский бассейн	54	46	1800
Западный Узбекистан	69	31	400
Минусинская впадина	65	35	450
Грозненский район	52	48	400

Детальные сведения о характере микротрещиноватости пород изучаемых площадей дают важную информацию об условиях субвертикальной миграции УВ посредством микрофильтрации. Хорошими путями миграции УВ при фильтрации являются зоны разрывных нарушений, т.к. они обычно заполнены обло-

мочным материалом и характеризуются повышенной проницаемостью и трещиноватостью.

Весьма важен вопрос о возможности фильтрации УВГ через водонасыщенные глинистые отложения, находящиеся под большим давлением. Во-первых, глинистые породы обычно обладают определенным количеством сообщающихся пор. Во-вторых, при неоднократно повторяющихся в геологическое время этапах тектонической активности (после формирования залежей) оживляются существующие и возникают новые разрывные нарушения и зоны повышенной трещиноватости пород, создающие дополнительные пути для миграции УВ. Так в Мангышлакском регионе в результате проявления новейших тектонических движений на продуктивных площадях отмечались прорывы газа, сформировавшие в верхнемеловых отложениях углеводородную газовую аномалию.

Таким образом, миграция углеводородов, особенно газообразных, посредством фильтрации является важным процессом образования микроскоплений УВ (аномалий) в покрывающих залежь отложениях. При этом наличие глинистых пород (составляющих около 50% всех осадочных отложений) не является препятствием для указанного процесса. Можно допустить, что миграция происходит путем прорыва УВ через породы-покрышки путем струйной миграции и имеет местами пульсирующий характер. Повышенная тектоническая активность того или иного участка усиливает этот процесс.

О реальности рассматриваемых явлений свидетельствует частое образование газовых аномалий над месторождениями в приповерхностных горизонтах в зонах распространения тектонических нарушений и на участках повышенной трещиноватости пород (рис. 27)

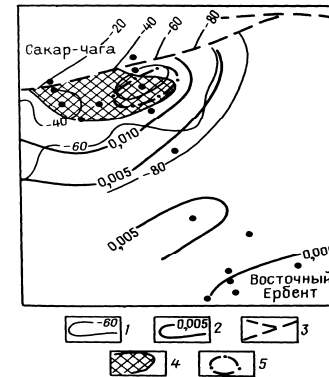


Рис. 27. Пример образования газовой аномалии в зоне тектонического нарушения (месторождение Сакар-Чага, Центральнокаракумский свод):
 1 – изогипсы кровли туронских отложений в м; 2 – изогазы в см³/кг; 3 – разрывное нарушение; 4 – аномальное поле; 5 – контур газоаноности

Из сказанного не следует, что другой процесс перемещения УВ нефти и газа – диффузия – весьма ограничен. Диффузия вещества – это самопроизвольное его перемещение на молекулярном уровне по направлению уменьшения концентрации. Повышенной диффузионной способностью характеризуются газообразные компоненты. Следовательно, диффузия будет всегда сопровождать фильтрацию. Речь по существу идет о постоянно действующем факторе, связанном с миграцией УВ из залежей. Более того, по имеющимся данным, межзерновая среда глинистых и других пород в случае размера пор менее 1 мкм при наличии в ней капиллярной и связанной воды будет практически непроницаемой. В этом случае диффузия будет иметь совершенно самостоятельное значение.

Коэффициент диффузии D (см²/с) показывает количество вещества проходящего в единицу времени через 1 см² поверхности при градиенте концентрации $dC/dx = 1$.

Диффузия вещества подчиняется законам Фика. Указанный коэффициент диффузии D устанавливается на основе первого закона Фика:

$$dQ = -DS(dC/dx)dt,$$

где Q – количество вещества, диффундирующего за время dt ; S – площадь поверхности, через которую происходит диффузия.

Знак «минус» в уравнении означает, что перемещение вещества происходит в направлении убыли концентрации.

Второй закон Фика отражает зависимость концентрации вещества от времени для данной точки (при условии независимости D от C):

$$dC/dt = D(d^2C/dx^2)$$

При определении D одновременно устанавливается так называемый коэффициент газовой емкости β ($\text{см}^3/\text{см}^3$), отражающий количества вещества, удерживаемое породами при диффузии. β зависит от природы газа, его сорбционной способности и растворимости.

Так как диффузия – молекулярное перемещение вещества, то скорость данного процесса повышается с ростом температуры. Поэтому для зон с повышенным температурным градиентом диффузия УВ должна протекать более интенсивно. С другой стороны с ростом давления сокращается средняя длина свободного пробега молекул, т.е. уменьшается скорость диффузии.

Диффузионная проницаемость пород зависит от их литологического состава и физических свойств, природы диффундирующих компонентов, воздействия процессов сорбции, растворения и пр.

С ростом молекулярной массы углеводородов величина D снижается как для воды (табл. 9), так и для горных пород (табл. 10). Величина D зависит также от строения УВ: для изобутана и изопентана она заметно ниже, чем соответственно для n -бутана и n -пентана, что, может быть связано с действием эффекта молекулярных сит.

Таблица 9

Коэффициент диффузии D ($\text{см}^2/\text{с}$) газов и паров в воде и воздухе

Газ	В воде (20 °C)	В воздухе (0 °C)	Газ	В воде (20 °C)	В воздухе (0 °C)
CH ₄	$2,2 \cdot 10^{-5}$	0,196	CO ₂	$1,6 \cdot 10^{-5}$	0,139
C ₂ H ₆	$1,6 \cdot 10^{-5}$	-	C ₆ H ₆	-	0,075
C ₃ H ₈	$1,3 \cdot 10^{-5}$	-	n -C ₆ H ₁₄	$2,1 \cdot 10^{-5}$	-
N ₂	$1,8 \cdot 10^{-5}$	-	-	-	-

Для водонасыщенных глин величина D колеблется в пределах 10^{-6} - 10^{-7} $\text{см}^2/\text{с}$; с ростом влажности пород она резко снижается, что объясняется не только закрытием пор, но и повышенной плотностью адсорбционно связанной воды. Здесь ярко проявляется влияния процесса растворения на диффузию УВГ. Повышение плотности пород, как правило, приводит к снижению значения D . Так, для долеритового вещества оно приближается к нулю (табл. 11).

Таблица 10

Коэффициенты диффузии D в $\text{см}^2/\text{с}$ индивидуальных
газообразных УВ для пород различной влажности

Порода	Влаж- ность, %	Поря- док D	Величина D				
			CH_4	C_2H_6	C_3H_8	i- C_4H_{10}	n- C_4H_{10}
1	2	3	4	5	6	7	8
Московская синеклиза							
Доломит	0,1	10^{-3}	7,6	4,6	3,9	3,5	3,8
Доломит	4,1	10^{-3}	2,7	1,9	1,5	1,2	1,3
Известняк белый	0,8	10^{-3}	3,5	2,5	2,0	1,7	1,8
Северный Устюрт							
Глина с прослоями песчаников и алев- ритов	21,1	10^{-7}	10,4	4,8	2,9	1,6	1,9
Глина известковистая	20,0	10^{-8}	6,4	3,0	2,3	1,0	1,1
Глина известковистая	1,1	10^{-3}	3,3	2,2	2,0	1,4	1,6
Песчаник мелкозер- нистый	19,3	10^{-5}	11,2	6,3	4,2	4,1	4,2
Тунгусский бассейн							
Аргиллит трещино- ватый, доломитизи- рованный, глубина 140м	-	10^{-4}	9,2	7,0	4,9	3,8	4,3
Аргиллит загипсо- ванный, глубина 222 м	-	10^{-5}	15,7	11,5	8,3	6,2	6,8
Аргиллит метамор- физованный, глуби- на 355 м	-	10^{-7}	10,8	8,8	8,2	6,9	7,5
Известняк плотный, глубина 430 м	-	10^{-8}	11,4	6,9	6,3	3,5	5,7

Южный Мангышлак							
Известняк плотный, глубина 35 м	-	10^{-5}	2,5	1,3	1,1	0,8	1,0
Глина карбонатная, глубина 82 м	-	10^{-5}	2,1	1,8	1,3	0,9	1,0
Мергель глинистый, глубина 222 м	-	10^{-4}	4,4	3,1	2,8	2,6	2,8
Мергель плотный, глубина 375 м	-	10^{-6}	2,1	1,6	1,3	1,0	1,2

Однако появление малейших признаков трещиноватости, примесей инородного материала (например, терригенных компонентов в солях, микротрещин в долеритах) приводит к значительному возрастанию диффузионной проницаемости.

Влияние процессов сорбции на величину D особенно наглядно на примере угленосных пород. Специально проведенные опыты показали, что не только эти породы, но и угли обладают селективной диффузионной проницаемостью (см. табл. 11) по отношению к различным газообразным УВ.

Таблица 11

Диффузионная проницаемость D в $\text{см}^2/\text{с}$ углей, долеритов и солей на примере Тунгусского бассейна

Глубина отбора, м	Стадия катагенеза	Порядок величины D	Величина D				
			CH_4	C_2H_6	C_3H_8	i- C_4H_{10}	n- C_4H_{10}
			Угли				
102	MK_3	10^{-5}	3,45	1,14	1,04	3,90	0,10
160	AK_1	10^{-6}	5,75	3,32	0,83	2,87	0,04
353	AK_2	10^{-6}	577	8,2	0,01	38	0
410	MK_5	10^{-6}	513	7,5	0,14	8,6	0

Характер образца		Долериты					
420	Без признаков трещиноватости	10^{-10}	19,6	8,7	5,0	2,3	2,6
520	То же	10^{-11}	12,3	2,6	1,9	1,6	1,8
	Слабо трещиноватый	10^{-7}	9,0	5,6	4,5	3,3	4,0
442	Трещиноватый, трещины заполнены минеральным комплексом	10^{-4}	1,5	1,1	1,2	0,9	1,4
		Соли					
510	Галит	10^{-6}	2,4	1,9	1,7	1,6	1,63
560	Галит	10^{-6}	8,8	6,8	6,5	4,9	5,3
413	Галит с примесью терригенного материала	10^{-3}	1,6	1,5	1,5	1,3	1,3

Величина D для изобутана угленосных пород намного выше, чем для н-бутана (обратно тому, что наблюдается для терригенных и карбонатных осадочных пород), т.е. угли являются практически диффузионно непроницаемыми для бутана и более высокомолекулярных УВ, что можно объяснить воздействием сорбционных явлений.

Весьма интересен вопрос о диффузионной проницаемости солей, которые в ряде случаев являются качественными покрышками для залежей углеводородов. Величина D для солей составляет 10^{-7} м²/с, т.е. они диффузионно проницаемы, правда в небольшой степени. Пути миграции является густая сеть микротрещин, пересекающих кристаллы соли в различных направлениях. При оценке каменной соли как экрана для мигрирующих УВ важно учитывать ее мощность и параметры трещиноватости.

Согласно данным, полученных на примере соленосных отложений Тунгусского бассейна Сибирской платформы, следует, что соли в отношении диффузионной проницаемости не являются однородными. Для чистых разностей солей величина D составляет 10^{-6} см²/с, при наличии примесей терригенного материала она значительно возрастает. В то же время соленосные отложения являются своеобразным экраном по отношению к жидким УВ $C_5 - C_8$ и более высокомолекулярным компонентам.

При диффузии УВ через водонасыщенные пласты большое значение имеет растворимость отдельных углеводородов в воде. Чем она выше, тем интенсивнее протекает процесс диффузии. С ростом молекулярной массы газообразных УВ при небольших давлениях растворимость возрастает (табл. 12), в то же время с увеличением размера молекул газообразных УВ скорость диффузии снижается (см. табл. 9-11). Противоположная направленность указанных явлений приводит к тому, что диффузионная проницаемость осадочных пород по отношению к индивидуальным УВ $C_1 - C_4$ не имеет резких отличий, однако наблюдается (в соответствии с физическими законами) определенное снижение величины D с ростом молекулярной массы УВ.

Таблица 12
Растворимость УВ в воде в мг/100г воды при 20 °С

Углеводороды	Растворимость	Углеводороды	Растворимость
CH ₄	2,1	n-C ₆ H ₁₄	14
C ₂ H ₆	6,1	n-C ₇ H ₁₆	5
C ₃ H ₈	7,4	n-C ₈ H ₁₈	1,4
n-C ₄ H ₁₀	9,3	Циклогексан C ₆ H ₁₂	8,0
i-C ₄ H ₁₀	6,5	Бензол C ₆ H ₆	70
n-C ₅ H ₁₂	36	Толуол C ₇ H ₈	47

В результате диффузионно-фильтрационного массопереноса УВ из залежи нефти и газа в покрывающих отложениях формируется так называемое поле аномальных концентраций УВ. Под аномалией

подразумевается локальная часть поля концентраций, в пределах которой количественные и качественные характеристики углеводородов и связанных с ними компонентов существенно отличаются от нормальных. Количественная характеристика поля аномальных концентраций определяется контрастностью, т.е. отношением геохимических показателей, свойственных аномалии и фону.

Приведенные данные свидетельствуют о том, что миграция УВ из залежей нефти и газа в значительной мере определяется геологическими условиями, влияние которых может быть различным. В целом имеет место единый субвертикальный диффузионно-фильтрационный массоперенос УВ из залежей нефти и газа, однако в соответствии с особенностями геологических условий приближенно можно выделить два типа регионов – с относительным преобладанием либо фильтрационных, либо диффузионных явлений.

Преобладание фильтрационного массопереноса УВ наблюдается в районах с активным развитием элементов разрывной тектоники. Это складчатые территории и прилегающие к ним участки. Например, внутренняя зона Предкарпатского прогиба, тектоническая раздробленность которой обусловила обилие нефтегазобитумных проявлений до самой поверхности, что позволило широко использовать наличие битумных аномалий в приповерхностных горизонтах для оценки нефтегазоносности локальных структур. Другим примером может служить северо-западное обрамление Тунгусского бассейна (Сибирская платформа), отличающееся проявлением траппового магматизма и наличием долеритовых тел по всему разрезу. Здесь на месторождении Сигово-Подкаменная по всему разрезу, особенно в породах-коллекторах, наблюдались повышенные концентрации углеводородов, в частности гомологов метана и пареообразных (C_5H_{12} + высш.), а в некоторых отложениях отмечались и битумные аномалии. На отдельных платформенных участках со спокойной тектоникой, но при наличии нарушений выявлены контрастные газовые аномалии в зоне распространения этих нарушений.

На типично платформенных участках со слабым развитием процессов тектогенеза, при наличии в покрывающих залежь отложениях глинистых толщ большой мощности, значительную роль в субвертикальной миграции УВ, по-видимому, играют процессы диффу-

зии. Это проявляется в низкой концентрации в приповерхностных горизонтах газообразных углеводородов при абсолютном преобладании метана, в тенденции к монотонному изменению концентрации УВ в породах сверху вниз по разрезу. Аномалии обычно не локализованы на узких участках и необязательно связаны с зонами нарушений: отмечается расплывчатость аномалий по всей площади, часто в результате движения вод они заметно смещены от контура залежи (рис.28). Их контрастность в приповерхностных горизонтах довольно низкая.

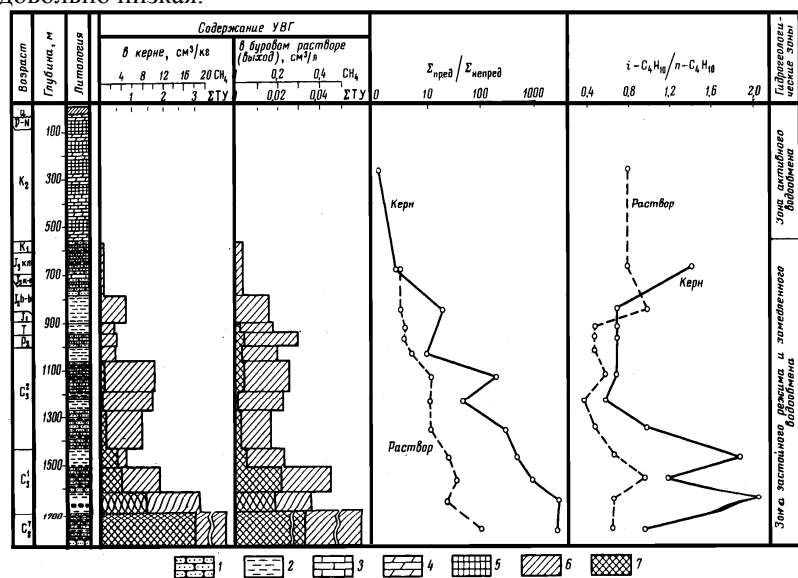


Рис. 28. Иллюстрация закономерного изменения газогеохимических показателей по разрезу продуктивной Северо-Голубовской площади (Днепро-Донецкая впадина) при значительной роли диффузионных процессов:

- 1 – песчаник; 2 – глина; 3 – известняк; 4 – мергель; 5 – мел;
- 6 – метан; 7 – гомологи метана

В целом воздействие геологических условий на миграционный поток УВ из залежей определяется совокупным и взаимосвязанным влиянием литологического, тектонического, гидрогеологического и термодинамического факторов.

Литологический фактор является важнейшим, так как характер диффузионно-фильтрационного массопереноса УВ, его интенсивность, возможность образования аномальных полей концентрации в верхних горизонтах зависят от свойств и мощности пород-покрышек (глин, солей) и пород-коллекторов (наличие микротрещин, характер цементации пор и трещин, особенности процессов вторичного минералообразования, приводящих к изменению объема пор). Именно литологические условия определяют дифференциацию УВГ при субвертикальной миграции.

Влияние тектонических условий проявляется в наличии дизъюнктивных нарушений различного типа, зон трещиноватости, временном образовании (или закрытии) путей миграции при неотектонических подвижках.

Гидрогеологические условия могут оказывать как положительное, так и отрицательное воздействие на субвертикальный миграционный поток. Пластовые воды, контактирующие с залежами нефти и газа, обогащаются растворенными, преимущественно газообразными УВ; их проникновение в результате фильтрации в области пониженных давлений (по зонам разгрузки) приводит лишь к частичной дегазации вод и обогащению пород УВГ. С этих позиций газовый состав приповерхностных горизонтов дает дополнительную информацию о наличии залежей УВ. Но в зоне активного водогазобмена инфильтрационные воды способны сместить на значительные расстояния и, в определенной степени, разрушить миграционный поток УВ из залежей. Частное проявление влияния водонасыщенных горизонтов на миграционный поток – так называемый эффект Жамена – заключается в образовании в узких порах чередования пузырьков газа и пленок воды, силы поверхностного натяжения которых оказывают сопротивление газовому потоку. Поэтому газовые показатели вод подобных горизонтов является дополнительным источником поисковой информации.

При субвертикальной миграции из залежей УВ встречаются на своем пути разные барьеры (отложения, обогащенные ОВ, угленосные, соленосные породы и др.). Под литогеохимическим барьером подразумевается толща пород, обладающая специфическими свойствами, обуславливающими задержку миграции, изменение направ-

ления основного потока УВ, необычное перераспределение отдельных компонентов в системе УВГ – ОВ – порода. Барьеры могут быть локальными (породы-покрышки и др.) и региональными.

При проведении поисковых работ в районах распространения региональных геохимических барьеров весьма важно учитывать особенности диффузионно-фильтрационного массопереноса УВГ. Это позволяет выяснить специфические и наиболее информативные поисковые геохимические показатели на различных уровнях разреза, ориентировочную глубину поискового зондирования и целесообразность его проведения в зоне, расположенной над барьером, получить в результате принципиальную схему районирования территории по условиям применимости геохимических поисков с использованием тех или иных критериев.

В связи с этим весьма важно получение информации об экранирующей и проводящей роли геохимических барьеров. Большое значение имеет изучение условий образования и характера углеводородного фона этих барьеров.

Геологические условия и наличие тех или иных литогеохимических барьеров в значительной мере обуславливают своеобразие процесса миграции УВ из залежей нефти и газа, как следствие – особенности поисковых критериев на различных уровнях разреза и методику полевых геохимических работ (глубину поискового зондирования, районирование по условиям применимости геохимических поисков и др.).

Углеводороды залежей, проникающие в верхние горизонты вследствие диффузионно-фильтрационного массопереноса, вступают во взаимодействие с породами и водами (физико-химические, химические и биохимические процессы). Большое значение имеют явления сорбции и растворения. Часть УВ растворяется в водной составляющей пород, сорбируется минеральными компонентами, проникает в субкапилляры и микротрещины. В нижней геохимической зоне, где обычно отсутствует микрофлора, возможности их химического изменения практически исключены. Часть мигрирующих углеводородов в самых верхних горизонтах в результате химических процессов и бактериального воздействия подвергается разрушению и изменению, что может привести к аномальному накоплению продуктов их преобразования.

4.1. Взаимодействие УВГ с породами и водами при миграции и обоснование газогеохимического метода поисков залежей УВ [6]

Осадочные породы обладают сорбционными свойствами по отношению к углеводородным газам, зависящими от природы углеводородов, температуры, давления, литологического состава пород и влажности. С ростом температуры сорбционная способность пород, естественно, снижается, с увеличением давления количество сорбируемых УВ возрастает, однако до определенного предела (максимума), а затем снижается.

С уменьшением размеров зерен и ростом удельной поверхности количество сорбируемых УВ обычно возрастает (табл. 13), с увеличением молекулярной массы УВ растет количество удерживаемого породой компонента, при этом изобутан, как правило, сорбируется в меньшей степени, чем *n*-бутан. Темп роста сорбционной способности пород с увеличением молекулярной массы УВ зависит от литологического состава – для глин он заметно выше, чем для известняков. Сорбционная емкость уменьшается в ряду глины – песчаники – известняки – пески (рис.29). Монтмориллонитовые глины, отличающиеся повышенным количеством активных центров, способны поглощать метана в 12 раз больше, чем каолинитовые.

Таблица 13

Влияние состава и удельной поверхности пород на их сорбционные свойства

Размер зерен пород, мм	Сорбционная емкость в см ³ /кг				
	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	i-C ₄ Н ₁₀	n-C ₄ Н ₁₀
Глина монтмориллонитовая					
0,25-0,5	23,0	32,5	43,0	68,7	50,4
0,5-1,0	17,4	21,8	35,0	51,0	61,0
2-3	11,0	21,0	35,0	41,0	59,0
3-5	9,8	21,0	33,0	34,6	53,0
5-8	10,8	17,6	30,8	31,1	51,5

Глина каолинистая					
0,25-0,5	4,9	9,3	36,7	20,0	41,0
2-3	3,4	12,0	21,2	26,0	30,0
5-8	0,7	11,7	19,6	24,4	25,8
Известняк органогенный					
0,25-0,5	8,6	32,7	42,4	26,2	35,2
0,5-1,0	11,1	0,1	0,6	15,5	42,0
2-3	10,3	2,5	3,0	13,2	33,4
5-8	8,7	5,4	1,9	17,2	22,2
Известняк органогенный увлажненный (2,5% воды)					
0,25-0,5	4,5	9,0	10,5	5,8	12,6
0,5-1,0	7,5	5,5	9,3	11,6	10,7
2-3	6,2	8,5	10,3	9,4	8,7
3-5	5,3	7,5	8,9	6,9	9,4
5-8	4,2	8,1	8,0	8,3	9,1
Песок воздушно-сухой					
0,25-0,5	8,5	8,7	9,2	5,6	9,2
Песок увлажненный (1% воды)					
0,25-0,5	1,3	4,4	7,3	3,9	4,6
Песчаник глинистый					
0,25-0,5	-	10,6	5,6	18,3	19,2
2-3	-	5,8	18,9	22,0	23,7
Известняк белый, воздушно-сухой					
0,25-0,5	5,8	3,4	-	4,0	4,8
2-3	0,9	1,5	-	3,6	4,1
Доломит воздушно-сухой					
0,25-0,5	-	1,3	4,6	5,7	11,0
2-3	-	0,2	0,8	3,3	9,0

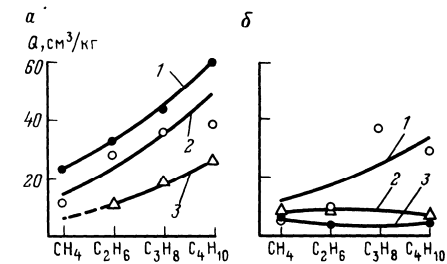


Рис. 29. Влияние литологического состава пород на их сорбционную способность: а – Северный Устюрт: 1 – монтмориллонитовая глина, 2 – известняк органогенный, 3 – песчаник глинистый; б – Московская синеклиза: 1 – глина каолинитовая, 2 – песок, 3 – известняк

Опыты с парами легкокипящих (*n*-пентан, изопентан, *n*-гексан) жидких при нормальных условиях УВ, которые являются постоянными спутниками свободных, водорастворенных и рассеянных УВГ, дополняют полученную картину (табл.14). Так, сорбция изопентана ниже, чем *n*-пентана, а *n*-гексана выше, чем *n*-пентана, что находится в соответствии с данными для искусственных сорбентов. Хотя сорбционная способность глин по отношению к парообразным УВ в 2-3 раза выше, чем карбонатов, однако трещиноватые органогенные разности последних способны к значительной их концентрации, видимо благодаря повышенному количеству микропор и микротрещин. Характерно, что породы хорошо удерживают указанные УВ – степень их десорбции (определявшаяся путем "откачки" с применением высокого вакуума) весьма низкая (см. табл. 14).

При сорбции газообразных углеводородов из разбавленных азотом смесей (содержание азота 98-99%) отмечается аналогичная картина, в ряду глины – алевролиты – известняки из одной и той же смеси газа сорбция каждого индивидуального УВ уменьшается. Весьма важен вопрос об отдаче (десорбции) породами адсорбированных УВГ. Опыты на тех же модельных образцах показали, что количество десорбируемых углеводородов зависит от их содержания в породе (прямая зависимость) и характера последней. Коэффи-

коэффициент извлечения (отношение количества десорбируемого и адсорбируемого углеводорода) наименьший у глин, наибольший - у песчаников, алевролиты и известняки занимают промежуточное положение. Общее количество извлекаемых УВ из глин – 20–35% от количества адсорбированных УВ, из песчаников – 72–94%, из известняков – 33–66%. Минимальные коэффициенты получены для бутанов и пентанов при их извлечении из глин.

Таблица 14

Сорбционная способность пород (фракция 2-3 мм) различного литологического состава в см³/кг по отношению к алканам C₅ – C₆

Порода	n – C ₅ H ₁₂		i- C ₅ H ₁₂		n-C ₆ H ₁₄	
	Сорбция	Десорбция	Сорбция	Десорбция	Сорбция	Десорбция
Глина	69	16	-	-	143	3,4
Известняк	51	2,4	31	5	78	6
Доломит	18	8	-	-	88	11
Известняк глинистый	-	-	-	-	162	20
органогенный						
Песчаник глинистый	-	-	-	-	120	7

При изучении сорбции газов недробленными породами четко проявляется отличие состава исходного и сорбированного газа: в последнем возрастает доля относительно более высокомолекулярных компонентов (заметно уменьшается отношение C₃H₈/C₄H₁₀), увеличивается концентрация *n*-бутана по сравнению с его изомером.

На сорбционные свойства пород влияют их структура и текстура, характер микротрещиноватости. Так алевролиты удерживают значительно меньшее количество УВ по сравнению с карбонатными породами, которые обладают значительной удерживающей способностью по отношению к УВГ и могут концентрировать их в значительных количествах. Здесь большое значение имеет проникновение УВ во «внутренние» поры пород.

Принципиально важен вопрос о характере изменения «остаточного» (абсорбируемого) газа после дегазации пород термовакuumным методом (ТВД). В этом остаточном газе в еще большей степени увеличивается доля более высокомолекулярных УВ. В целом (а это очень важно) «остаточный» газ как в количественном, так качественном отношении несет информацию об исходном газе, сохраняя его особенности. Следовательно, при движении УВГ через осадочные породы «следы их миграции» могут фиксироваться также по «остаточному» газу (так называемому газу закрытых пор), не извлекаемому обычно применяемым термовакuumным методом, т.е. породы способны накапливать информацию от мигрирующих УВ.

Таким образом, осадочные породы за сравнительно короткий срок способны концентрировать заметные количества УВГ и разбавленных углеводородными компонентами смесей (образование газовых аномалий). При этом уровень концентрации в значительной мере зависит от литологического состава пород и уровня разбавления смеси, а степень отдачи УВ уменьшается с ростом молекулярной массы и увеличением глинистости пород.

Наличие влаги в породах значительно снижает их сорбционные свойства, усиливая значение процессов растворения. При содержании 20% воды свободная удельная поверхность мелкозернистого песчаника уменьшается по сравнению с удельной поверхностью воздушного образца в 6,5 раза. При 10%-ной влажности удельная поверхность песчаника уменьшается почти в 4 раза, а алевролита - более чем в 9 раз относительно воздушно-сухих образцов. При повышенных давлениях во влажных породах заметно снижается сорбция метана по сравнению с сухими породами.

В природных условиях все породы содержат то или иное количество влаги. Некоторое представление об увлажненности пород в естественном состоянии можно получить из следующего конкретного примера влажности кернов, отобранных на Северо-Голубовской и Глинской площадях Днепровско-Донецкой впадины. Статистическая обработка показала, что влажность керна до 10 % в первой выборке (105 образцов) наблюдается в 33,8% случаев, а во второй (80 образцов) - 6,3 %. Влажность 20 % встречается более чем в 90 % случаев.

Влияние влаги на сорбционные свойства пород обнаруживается для пород различного литологического состава и отдельных УВГ в разной степени (табл. 15; рис. 30). Так, зависимость сорбционной емкости глин по отношению к н-бутану имеет вид гиперболы и практически равна нулю при 21 % воды. Особенно резкое снижение (в 6 раз) сорбции отмечается при увеличении влажности от 4 до 9 %. Чем ниже молекулярная масса УВ, тем при более низкой влажности порода теряет свои сорбционные свойства. Увеличение влажности карбонатных пород даже до 2,5 % (от воздушно-сухого состояния) приводит к уменьшению их сорбционной емкости для метана в 1,5–2 раза, гомологов метана – в 3–4 раза.

Представляет интерес доля УВ, удерживаемых влажной породой, и находящихся в сорбированном и в водорастворенном состоянии. По закону Генри доля УВ в водорастворенном состоянии зависит от его концентрации в исходном газе. С ростом содержания воды в породе увеличивается доля УВ, находящегося в водорастворенном состоянии, однако даже при влажности 13 % УВ находятся главным образом в сорбированном состоянии (около 80 % для пропана).

Таблица 15

Влияние влажности на сорбционные свойства пород

Содержание влаги в породе, % вес.	Количество адсорбированного углеводорода в см ³ /кг			
	глиной		известняком	
	С ₃ Н ₈	n-C ₄ H ₁₀	n-C ₅ H ₁₂	С ₃ Н ₈
Воздушно-сухая	46,0	76,1	260	8,7
4,1	19,6	25,8	86,3	2,3
8,5	14,0	3,9	Не опр.	0
9,9	Не опр.		29,4	Не опр.
1,5	3,1	2,6	Не опр.	
16,3	Не опр.		19,6	Не опр.
21,3	0	0	11,5	То же

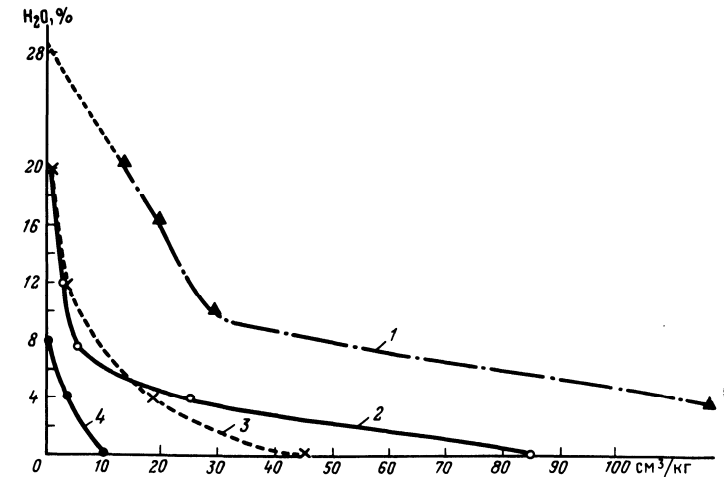


Рис. 30. Зависимость между сорбционной способностью пород и содержанием влаги при $t = 20^{\circ}\text{C}$: на глине каолинитовой: 1 – $n\text{-C}_5\text{H}_{12}$; 2 – $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$; 3 – C_3H_8 ; 4 – на органогенном известняке C_3H_8

Доля УВ в водорастворенном состоянии (от общего количества, удерживаемого породой), возрастает от 0,9% при влажности 4 % до 18-19% при влажности 13%. Для n -пентана и других парообразных УВ (в отличие от газообразных) имеют значение два фактора, влияющие в противоположных направлениях: с ростом температуры сорбционная способность пород снижается, а растворимость УВ в воде повышается.

Влияние влажности пород проявляется еще в одном отношении – при её повышении сорбция УВ мало меняется с температурой. Таким образом, наличие влаги значительно снижает сорбционную способность пород (по отношению к УВГ), но не ликвидирует ее даже при 13–15% воды.

Таблица 16

Зависимость коэффициента абсорбции индивидуальных углеводородов от литологического состава пород и содержания в них влаги

Литологическая характеристика породы	Влажность породы, %	β^1 , см ³ /кг				
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀
Глина известковистая	1,1	1234	326	473	601	631
Глина известковистая	20,0	23	36	39	40	31
Песчаник глинистый	1,0	237	177	315	373	375
То же	19,4	16	16	19	18	24
Глина алевроитистая	21,1	19	17	33	47	59
Известняк органический	0,8	36	28	48	117	142
Известняк белый плотный	0,1	27	45	59	84	102
То же	0,8	10	14	45	72	69
Доломит	0,1	85	153	153	373	28
Доломит	0,6	33	52	72	97	96
Доломит	4,1	17	26	60	70	90

Представление об абсорбционных свойствах пород (т.е. сорбции всем объемом, а не только поверхностью) при диффузии можно получить с помощью коэффициента газовой емкости (β) в см³/см³ породы или β^1 - коэффициент абсорбции в см³/кг породы. Величина коэффициента абсорбции возрастает с увеличением молекулярной массы УВ и резко снижается для одного и того же образца с увеличением влажности пород (табл. 16).

При прочих равных условиях этот показатель скачкообразно возрастает при переходе от карбонатных пород к глинистым (для

метана в 7-8 раз). Все это свидетельствует о том, что при диффузии глинистые породы способны концентрировать значительные количества УВГ, зависящие от влажности пород.

Адсорбционные и абсорбционные свойства пород по отношению к газообразным и парообразным УВ и их способность к отдаче значительной части УВ служат основой применения газового метода геохимических поисков залежей углеводородов.

4.1.1. Газовый каротаж и газовая съемка по снегу [10, 11]

Важной частью геологоразведочных работ при разведке нефтяных и газовых месторождений являются геофизические и геохимические методы исследования скважин, называемые каротажем.

Существенной частью этого комплекса является газовый каротаж – каротаж, основанный на изучении физическими методами содержания и состава углеводородных газов (УВ) и битумов в промывочной жидкости (ПЖ) в процессе бурения, а также параметров, характеризующих режим бурения скважины. Газовый каротаж в отличие от других видов каротажа, решающих задачу выделения в разрезе скважины нефтегазоносных пластов и их оценки по косвенным признакам - изменению физических свойств горных пород, является прямым методом, решающим эту задачу непосредственно по изучению содержания и состава УВ в горных породах, пересекаемых скважиной.

Перспективой дальнейшего развития газокаротажной службы является ее перерастание в службу комплексных исследований скважин в процессе бурения, обеспечивающую оптимизацию процесса бурения глубоких разведочных скважин с получением максимальной информации о разрезе скважины, наличии в нем нефтегазоносных пород (НГП) и их характеристиках.

Газовым каротажем называется комплекс исследований скважин, включающий изучение объемного содержания и состава газов, в первую очередь УВ в промывочной жидкости, эвакуируемой из скважины, изменения технологических параметров, характеризующих режим бурения скважины, а также отбор и исследование шлама

(каротаж по шламу). Газовый каротаж представляет собой прямой метод выделения пластов, содержащих УВ, в разрезе скважины. Он предназначен для изучения геологического разреза скважины, оперативного выделения в нем перспективных на нефть и газ интервалов, детальных геофизических исследований и опробования пластов, а также прогнозной оценки характера их насыщения. В последнее время газовый каротаж начинает использоваться для оперативного прогнозирования и выделения в разрезе скважины геологических объектов: НПП, зон АВПД, интервалов поглощения фильтра ПЖ в пласт и притока пластового флюида (ПФ) в скважину и т. п.

Известны три модификации метода газового каротажа: газовый каротаж в процессе бурения (иногда называемый просто газовым каротажем), газовый каротаж после бурения и комплексный газовый каротаж. Наибольшее распространение получил газовый каротаж в процессе бурения, который в последние годы заменяется комплексным газовым каротажем. Газовый каротаж после бурения применяется в отдельных районах, например на Украине, и проводится в основном опытно-методическими партиями.

Газовый каротаж в процессе бурения является основной модификацией метода, включающей изучение изменения по стволу скважины содержания и состава газов, поступающих в ПЖ в процессе разбуривания горных пород, и изменения параметров, характеризующих режим бурения скважин, а также каротаж по шламу. Результаты газового каротажа в процессе бурения представляются в виде комплекса параметров, зафиксированных в функции исправленных глубин и характеризующих газо- и нефтесодержание пластов, вскрытых скважиной; комплекса технологических параметров, зафиксированных также в функции глубин, и результатов исследования шлама.

При газовом каротаже в процессе бурения при вскрытии нефтегазонасного пласта газ из разбуренной породы поступает в забойную порцию ПЖ. Газообогащенная порция ПЖ перемещается вместе со шламом от забоя до устья скважины и попадает в желоб, где с помощью дозатора непрерывного действия (ДНД) извлекается газовая смесь (ГС). Последняя подается в хроматограф и по результатам

компонентного газового анализа определяются объемные содержания УВ в ГС - величины $C_{ан}$.

Для определения возможностей метода газового каротажа необходимо установить связь между коэффициентами газонасыщенности k_r и нефтенасыщенности k_n нефтегазонасного пласта, вскрываемого скважиной, и измеряемыми величинами $C_{ан}$. При этом необходимо учитывать факторы, влияющие на эту связь: опережающую фильтрацию; газонасыщенность ПЖ, закачиваемой в скважину; процессы газообогащения забойной порции ПЖ при вскрытии НГП; процессы, происходящие при перемещении газообогащенной порции ПЖ от забоя до ДНД в желобе буровой, и процессы, происходящие в ДНД при извлечении из ПЖ газовой смеси.

Изучаемые при газовом каротаже природный и попутный газы нефтяных и газовых месторождений представляют собой в основном смесь УВ с неуглеводородными газами. Изучаемые при газовом каротаже УВ включают предельные УВ типа C_nH_{2n+2} , непредельные УВ типа C_nH_{2n} и их изо соединения типа $i-C_nH_{2n+2}$ и $i-C_nH_{2n}$. Основным компонентом природного газа является метан (C_1). Кроме того, в природных газах в незначительных, а в попутном газе в значительных количествах содержатся другие предельные УВ - этан (C_2), пропан (C_3), бутан (C_4), пентан (C_5) и гексан (C_6). В нефтеносных и водоносных пластах встречаются и другие УВ: непредельные УВ - этилен (C_{2n}), пропилен (C_{3n}) и бутилен (C_{4n}) и изо соединения - изобутан (C_{4i}), изобутилен (C_{4ni}) и изопентан (C_{5i}). Более тяжелые УВ, как правило, находятся в жидкой фазе. В состав природного и попутного газов могут входить также двуокись углерода (CO_2), азот (N_2) и некоторые другие неуглеводородные газы.

Суммарные газопоказания $\Gamma_{сум}$ представляют собой выраженное в процентах суммарное объемное содержание измеряемых газов в ГС. Величина $\Gamma_{сум}$ только приблизительно характеризует суммарное содержание УВ в ГС. Ранее $\Gamma_{сум}$ использовалась для прогнозной оценки характера насыщения пластов. В настоящее время $\Gamma_{сум}$ используется только в качестве индикационного параметра, показывающего наличие газовой аномалии против соответствующего интервала разреза скважины.

Суммарное содержание «тяжелых» УВ $\Gamma_{т.сум}$ представляет собой выраженное в процентах объемное содержание УВ за исключением метана в газовой смеси. Одновременная регистрация $\Gamma_{сум}$ и $\Gamma_{т.сум}$ по стволу скважины позволяет грубо оценивать характер пластов, отмеченных газовой аномалией.

Объемные содержания УВ в ГС $C_{ан}$, ранее называвшиеся абсолютными содержаниями, представляют собой выраженные в процентах объемные содержания отдельных компонентов УВ в ГС. Величины $C_{ан}$ являются в настоящее время основными исходными параметрами газового каротажа. Они определяются по результатам высокочувствительного компонентного экспресс-анализа ГС, проводимого по стволу скважины. В процессе этого анализа фиксируются либо амплитуды пиков хроматограммы A_n (обычно для шести предельных УВ), либо площади пиков F_n , по которым находятся $C_{ан}$ в процентах:

$$C_{ан} = 0,5 \cdot k_{мп} \cdot k_{чп} \cdot A_n \quad (1)$$

или

$$C_{ан} = k_{чп} \cdot F_n, \quad (2)$$

где $k_{мп}$ – покомпонентные (обычно $k_{м1} - k_{м6}$) коэффициенты закругления масштаба записи амплитуд A_n ($A_1 - A_6$); A_n – в мм; $k_{чп}$ – покомпонентные (обычно $k_{ч1} - k_{ч6}$) коэффициенты чувствительности хроматографа к УВ в % на мм в (1) или в % на (мм²) в (2); F_n – в мм².

Относительные содержания УВ $C_{он}$ представляют собой выраженные в процентах относительные содержания УВ в ГС, когда суммарное содержание УВ принимается за 100%. $C_{он}$ являются важными параметрами газового каротажа, по которым производится качественная интерпретация его данных, определение индекса компонентного состава газа в пласте $I_{кг}$ (см. ниже). Величины $C_{он}$ определяются из выражения

$$C_{он} = 102 \cdot C_{ан} / \sum C_{ан}, \text{ от } n = 1 \text{ до } n = 6, \quad (3)$$

где $C_{он}$ и $C_{ан}$ – в %; n – число анализируемых компонентов УВ (обычно $n=6$).

Индекс компонентного состава газа в пласте $I_{кг}$ предназначен для разделения пластов по $C_{он}$ на газосодержащие (газонасные и водоносные с растворенным газом) – $I_{кг} = 1$, нефтегазосодержащие

(нефтегазоносные и водоносные с растворенным газом и остаточной нефтью) – $I_{кг} = 2$, нефтесодержащие (нефтеносные и водоносные с остаточной нефтью) – $I_{кг} = 3$. Для отдельных районов с нефтеносными пластами, имеющими низкие газовые факторы нефти, по индексу $I_{кг}$ разделяют пласты на непродуктивные (водоносные) – $I_{кг} = 4$ и нефтеносные – $I_{кг} = 5$.

Индексы $I_{кг}$ определяют по специальным палеткам РАГ (раздельный анализ газов), на которых нанесены средние значения $C_{оп}$ или зоны значений $C_{оп}$, соответствующие типовым залежам данного района с известным индексом $I_{кг}$. Нанося на эти палетки величины $C_{оп}$, определенные для исследуемого пласта по (3), находят индекс $I_{кг}$, соответствующий исследуемому пласту.

Флюидные коэффициенты C_{nm} предназначены для лучшей дифференциации разреза скважины по составу ГС, когда содержания ряда УВ близки к фоновым значениям. Это обеспечивается записью величин $C_{ап}$ или суммы их для тяжелых УВ, которые содержатся в ГС в незначительных количествах, в гиперболическом масштабе и умножением полученного числа на $C_{ап}$ для одного легкого УВ (обычно метана) или суммы их для легких УВ. На практике при газовом каротаже оперируют флюидными коэффициентами следующих типов:

$$C_{nm1} = C_{ан} / C_{ам}, \quad (4)$$

$$C_{nm2} = C_{ан} / (C_{ам} + C_{ап}), \quad (5)$$

$$C_{nm3} = (C_{ан} + C_{ақ}) / C_{ам}; \quad (6)$$

и

$$C_{nm4} = (C_{ан} + C_{ақ}) / (C_{ам} + C_{ап}), \quad (7)$$

где C_{nm} – в долях; $C_{ан}$, $C_{ақ}$, $C_{ам}$ и $C_{ап}$ – в %; n и q – легкие компоненты УВ, содержащиеся в ГС в больших количествах; m и p – тяжелые УВ, содержащиеся в ГС в незначительных количествах.

Флюидные коэффициенты типа C_{nm1} используются для прогнозирования нефтегазоносности пластов до их вскрытия скважиной, C_{nm2} – C_{nm4} – для оперативного выделения перспективных на нефть и газ интервалов в разрезе скважины и прогнозной оценки характера насыщения пластов.

При проведении газового каротажа следует различать текущие глубины забоя скважины, исправленные глубины для геохимических параметров и исправленные глубины для габаритных фракций шлама.

Текущей глубиной забоя скважины или просто глубиной Z при газовом каротаже называется глубина забоя скважины, показываемая глубиномером в момент измерения или регистрации значения какого-либо параметра.

Исправленной глубиной для геохимических параметров $Z_{и}$ называют глубину расположения точки пласта, пересеченного скважиной, к которой относится значение геохимического параметра, измеренное или зарегистрированное при глубине забоя скважины Z .

При решении вопроса о привязке шлама, отбираемого при газовом каротаже скважин, к глубинам залегания пластов, которые он характеризует, необходимо учитывать не только перемещение ПЖ в затрубном пространстве скважины, но и перемещение частиц шлама в столбе ПЖ.

При перемещении ПЖ от забоя до устья в затрубном пространстве скважины под действием гравитационных сил в ней происходит седиментация частиц шлама. В силу этого скорость перемещения частиц шлама от забоя до устья скважины и линейная скорость перемещения ПЖ в общем случае различны.

В качестве дегазаторов эпизодического действия (ДЭД) при газовом каротаже скважин используются термические, вакуумные и термовакуумные дегазаторы.

В термических дегазаторах дегазация пробы ПЖ осуществляется под действием ее нагрева, в вакуумных - под действием создаваемого в рабочей камере дегазатора вакуума, в термовакуумных - под комбинированным воздействием нагрева дегазируемой пробы ПЖ и извлечения из нее газовой смеси под действием вакуума.

Из термических дегазаторов в начальный период газового каротажа получил распространение только дегазатор Субботы, который представляет собой бачок емкостью 3 л, соединенный холодильником в виде змеевика с сосудом для сбора ГС на выходе. Проба ПЖ кипятится в бачке в течение 30- 50 мин. Но дегазатор Субботы не

является полевым прибором и имеет ряд существенных недостатков.

Наибольшее применение получил термовакuumный дегазатор ТВД-5М (рис. 31). Он состоит из пробоотборника 10 объемом $V_{ж} = 0,25$ л, сосуда 1 для подогрева воды с электронагревательным элементом 2, сосуда 3 для холодной воды, сосуда-дегазатора 4, газоприемного сосуда 6, напорного сосуда 7, кранов 5 и 9 и вакуумметра 8.

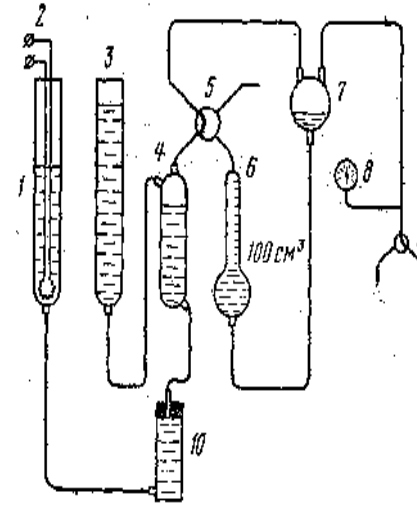


Рис. 31. Схема термовакuumного дегазатора ТВД-5М

Для дегазации пробы ПЖ сосуды 1 и 3 заполняются водой, а сосуд 7 – солевым раствором. Пробоотборник 10 подключают через нижний штуцер к сосуду 1, а через верхний штуцер - к сосуду-дегазатору 4. В сосудах 4, 6 и 7 создают вакуум, который контролируют по вакуумметру 8, и включают электронагревательный элемент 2 сосуда 1. Когда вода в сосуде 1 закипит, через пробоотборник 10 пропускают кипящую воду. В результате проба ПЖ интенсивно кипит и дегазируется.

Затем из сосуда 3 в сосуд 4 подается холодная вода до заполнения сосуда 4. Извлеченная из пробы ПЖ газовая смесь $ГС_n$ переводится холодной водой из сосуда 4 в сосуд 6, где определяется ее объем $V_{г}$ в $см^3$. При этом сосуд 6 заполняется солевым раствором до метки 100 см^3 . Извлеченная из дегазатора $ГС_n$ подается на компонентный анализ, где определяются объемные содержания углеводородов $C_{ан}$ и водорода C_{H_2} в $ГС_n$ и по этим величинам и $V_{ж}$ и $V_{г}$ по (8) находится газонасыщенность ПЖ.

Суммарная газонасыщенность (или газонасыщенность) ПЖ – q по смыслу аналогична параметру $\Gamma_{т.сум}$ и отличается от него тем, что определяется в $см^3/л$, а не в процентах, и что учитывает содержание водорода в ПЖ. При применении методики ТВД

$$q = 10^{-2} \frac{V_{г}}{V_{ж}} \left(\sum_{n=1}^{n=m} C_{анн} + C_{H_2} \right), \quad (1.10) \quad (8)$$

где $V_{г}$ – объем $ГС_n$ в $см^3$, полученной при ТВД пробы ПЖ объемом $V_{ж}$; $V_{ж}$ – в л; $C_{ан}$ – объемное содержание n -го компонента УВ в $ГС_n$ в %; C_{H_2} – объемное содержание водорода в $ГС_n$ в %.

Наиболее распространенной моделью дегазатора непрерывного действия (ДНД), применяемой при газовом каротаже, является поплавковый дегазатор (ПД), показанный на рис. 2. Он состоит из корпуса 4 рабочей камеры, выполненного из нержавеющей стали и смонтированного на пенопластовых поплавках 6, на которых он плавает в потоке ПЖ в желобе 5. ПД устанавливается у устья скважины и фиксируется в желобе с помощью растяжек 7. Монтаж дегазатора на поплавках обеспечивает постоянство положения рабочей камеры ПД относительно уровня ПЖ в желобе, т. е. постоянство отношения дегазируемого объема ПЖ к объему газовой фазы в рабочей камере дегазатора.

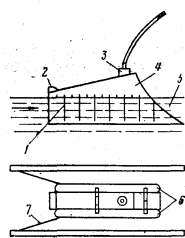


Рис. 32. Поплавковый дегазатор

Нижняя часть корпуса ПД открыта спереди. Внутри корпуса перпендикулярно к направлению потока ПЖ смонтированы перегородки 1 с прорезями, благодаря чему происходит дробление потока ПЖ и некоторое увеличение контакта поверхности дегазируемой ПЖ с воздухом в рабочей камере дегазатора. В передней части корпуса имеется козырек 2 с отверстиями для доступа воздуха в рабочую камеру. Сверху на корпусе имеется ловушка-отстойник 3 со штуцером для подачи $ГС$ из дегазатора в газоздушную линию (ГВЛ) и транспортировки $ГС$ под действием вакуума, создаваемого вакуум-насосом.

В поплавковом дегазаторе извлечение ГС из дегазируемой ПЖ производится за счет разности парциальных давлений газа в дегазируемой порции ПЖ и в камере ПД. Для заданного разрежения в рабочей камере ПД количество газа, выделившегося из определенной порции ПЖ, зависит от величины контактирующей с воздухом поверхности дегазируемой ПЖ.

Аппаратура для проведения суммарного газового анализа (АГКС) предназначена для определения суммарных газопоказаний $\Gamma_{\text{сум}}$ и включает ДНД, пульт суммарного газоанализатора (ПГА) и связывающую их газоздушную линию (ГВЛ). ПГА состоит из детектора и собственно газоанализатора с электрической и газоздушной схемами.

При газовом каротаже используются детекторы трех типов: термохимические, катарометры и пламенно-ионизационные.

Термохимический детектор - до 1970 г. основной детектор при проведении газового каротажа. Он применялся в качестве детектора ПГА станций АГКС-55/59 и АГКС-65 и хроматографов ХТ-2М и ГСТ-Л. Принцип работы этого детектора заключается в измерении изменения температуры платиновой проволоки, нагретой электрическим током, при беспламенном каталитическом сжигании УВ и других горючих газов у ее поверхности. Изменение температуры платиновой проволоки измеряют с помощью электрического моста сопротивлений.

Катарометр (детектор по теплопроводности) рассчитан на проведение суммарного газового анализа в более широком диапазоне концентраций порядка 0,1–100 %. Принцип действия катарометра основан на измерении теплоотдачи от нагретого электрическим током чувствительного элемента к металлическому корпусу детектора. Теплоотдача, зависящая от теплопроводности ГС, протекающей мимо чувствительного элемента, измеряется по его сопротивлению с помощью электрического моста сопротивлений.

Пламенно-ионизационный детектор (ПИД) является наиболее совершенным из детекторов УВ, применяемых при газовом каротаже. Принцип его действия основан на ионизации молекул УВ с помощью водородного пламени и измерении ионизационного тока, пропорционального количеству образовавшихся ионов. Такой де-

тектор имеет высокую чувствительность (порог чувствительности по метану порядка 10^{-4} %, а при применении усилителя на выходе детектора порядка 10^{-5} % и ниже) и возможность измерения в широком диапазоне концентраций УВ в ГС (практически до 60 %). Однако ПИД не применяется при суммарном газовом анализе - в отечественных АГКС он используется только в хроматографах, так как его чувствительность к УВ пропорциональна числу атомов углерода в молекуле УВ (числу образуемых ионов) и поэтому проще для каждого УВ определять $C_{ан}$ с помощью хроматографа, а затем - суммарные газопоказания $\Sigma C_{ан}$.

Наиболее эффективной модификацией газового каротажа в настоящее время является *компонентный газовый каротаж*, связанный с определением изменения по стволу скважины содержания УВ в ПЖ. Этот компонентный газовый каротаж сводится к непрерывной дегазации ПЖ с помощью ДНД с получением ГС и проведением высокочувствительного компонентного анализа ГС на содержание УВ методом газовой хроматографии.

Метод газовой хроматографии основан на различной скорости прохождения отдельных УВ через слой сорбирующего вещества при его промывании потоком газа-носителя, инертного для детектора. Вследствие различия скоростей прохождения, через сорбирующее вещество (сорбент) каждый компонент УВ из ГС удерживается в нем различное время, из сорбента последовательно выделяются в потоке газа-носителя и поступают на детектор, определяющий их объемное содержание в газе-носителе.

При регистрации показаний детектора в функции времени записывается непрерывная кривая с рядом пиков, площади (F_n) которых характеризуют объемное содержание отдельных компонентов УВ в анализируемой ГС (рис. 33). Такая кривая называется хроматограммой.

Газовая хроматография подразделяется на три основных метода:

а) газоадсорбционную хроматографию, при которой в качестве сорбента применяется слой измельченного твердого пористого вещества, а разделение ГС на компоненты обеспечивается различием скоростей сорбирования каждого компонента;

б) газожидкостную хроматографию, при которой в качестве сорбента используются жидкие растворители, нанесенные на твер-

дые носители, а разделение ГС на компоненты обеспечивается различием в коэффициентах распределения между жидкой и газовой фазами;

в) капиллярную хроматографию, представляющую особую модификацию газожидкостной хроматографии, при которой жидкий растворитель наносят непосредственно на внутреннюю стенку сорбционной колонки, выполненной в виде капиллярной трубки.

В настоящее время все хроматографы, используемые при газовом каротаже, строятся на методе газоадсорбционной хроматографии. Существует также ряд модификаций метода газоадсорбционной хроматографии в зависимости от факторов, вызывающих движение разделяемых компонентов ГС по слою сорбента. Из них получили распространение проявительная хроматография и хроматермография.

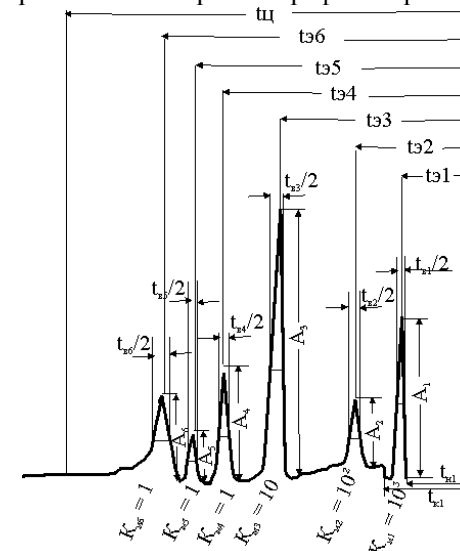


Рис. 33. Вид хроматограммы при компонентном анализе на предельные УВ от метана до гексана

При проявительной хроматографии ГС перемещается по слою сорбента сорбционной колонки под действием прокачиваемого через нее потока газа-носителя. Поскольку, как указывалось выше,

скорости движения компонентов по слою сорбента зависят от их сорбируемости, на выходе колонки образуются полосы газаносителя, содержащие определенный компонент, разделенные зонами чистого газаносителя. Скорости движения компонентов в сорбционной колонке сравнительно невелики и время выделения компонентов из колонки значительно. Поэтому приборы, основанные на этом методе анализа, используются только для эпизодического компонентного анализа.

Для обеспечения экспресс-анализа (уменьшения времени цикла анализа), необходимого при компонентном газовом анализе по стволу скважины в процессе ее бурения, в газокаротажных хроматографах используется хроматермография, при которой движение ГС в сорбционной колонке осуществляется под комбинированным воздействием потока газаносителя и изменяющегося теплового поля, накладываемого на колонку.

По хроматограмме (см. рис. 33) можно определить ряд параметров:

- время цикла анализа $t_{\text{ц}}$ - интервал времени между выдачами в сорбционную колонку двух смежных проб анализируемой ГС при работе прибора в режиме непрерывной смены анализов:

- время удерживания n -го компонента анализируемой ГС $t_{\text{эн}}$ - интервал времени между началом цикла анализа и выделением на хроматограмме пика, соответствующего n -му компоненту; время выделения пика определяется по экстремальной точке;

- время выделения (ширина полосы) n -го компонента анализируемой ГС $t_{\text{вн}}$, которое определяется как удвоенное время выделения на хроматограмме пика, соответствующего n -му компоненту; время выделения измеряется на половине высоты A_n пика.

Объемное содержание n -го УВ в газовой смеси:

$$C_{\text{ан}} = 0,5k_{\text{мп}} \frac{Q_{\text{гн}}}{V_{\text{д}}} \cdot \frac{A_n t_{\text{вн}}}{S_n},$$

где $C_{\text{ан}}$ - в %; $k_{\text{мп}}$ - коэффициент закругления масштаба регистрации величин A_n в долях; $Q_{\text{гн}}$ - расход газаносителя в $\text{см}^3/\text{мин}$; $V_{\text{д}}$ - объем дозы анализируемой ГС, наносимую на хроматографическую колонку, в см^3 , A_n - высота пика, соответствующая на хроматограмме n -му компоненту, мм; $t_{\text{вн}}$ - в с.

Идентификация компонентов, определяемых хроматографом в анализируемой ГС, осуществляется предварительной калибровкой прибора ГС известного состава. В результате калибровки находят значения $t_{вн}$ для каждого анализируемого компонента и значения чувствительности прибора к этим компонентам S_n в мм/% (миллиметр шкалы аналогового регистратора хроматографа). При последующих анализах ГС неизвестного состава по хроматограмме измеряют значения $t_{вн}$ для каждого пика и путем сравнения этих величин с результатами калибровки различают компоненты в исследуемой ГС.

Эффективность газового каротажа в существенной мере зависит от подготовки к нему скважин, учета требований газового каротажа при проведении бурения и подготовки материалов для интерпретации зарегистрированной информации. Поэтому необходимо контролировать выполнение требований, предъявляемых к подготовке и технологии бурения скважин, на которых планируется газовый каротаж, и требований к организации газокаротажной службы, сформулированных в методических руководствах по проведению газового каротажа:

1. Перед проведением газового каротажа буровая должна быть оборудована под монтаж на ней АГКС или АГИС и их датчиков (датчика глубин, дегазатора, измерителя объема ПЖ и шламоотборника):

а) для установки АГКС или АГИС должна быть оборудована ровная площадка со стороны желобов и мостков;

б) сеть переменного тока буровой должна обеспечивать током напряжением 220 В и частотой 50 Гц с изменением при включении или выключении любых агрегатов буровой напряжения в пределах 160–240 В и частоты в пределах 49–51 Гц; для подключения АГКС или АГИС на силовом щитке буровой должен быть смонтирован отдельный рубильник;

в) для установки дегазатора и измерителя объема ПЖ буровая за пределами основания должна иметь желоб прямоугольного сечения длиной не менее 4 м, шириной 70 см, высотой не менее 40 см и с наклоном не более 5°;

г) для обслуживания газокаротажных датчиков и шламоотборника при монтаже желобов на высоте выше 1 м рядом должны быть

сооружены мостки по всей длине желоба, оборудованные перилами, лестницей и освещением.

2. Готовность скважины для проведения газового каротажа удостоверяется актом за подписью геолога и бурового мастера. Акт передается геофизическому предприятию одновременно с заявкой на проведение газового каротажа.

3. Проведение газового каротажа на буровых, не оборудованных по п. 1, запрещается. Отсутствие надлежащего оборудования на буровой фиксируется актом.

4. При проведении газового каротажа рекомендуется воздерживаться от добавок нефти и нефтепродуктов в ПЖ. Наличие таких добавок должно фиксироваться в журнале оператора АГКС или АГИС.

5. Перед началом подъема бурильного инструмента (после окончания очередного долбления скважины) буровая бригада должна обеспечить продолжение циркуляции ПЖ в скважине до выхода забойной порции ПЖ на устье скважины, что фиксируется оператором АГКС или АГИС по сравнительному показанию счетчиков или табло «Z» и «Z_и».

Газовая съемка по снегу предложена Г.А. Могилевским с соавторами еще в 1970 г. Этот метод был опробован на ряде подземных газовых хранилищ и на месторождениях Украины, Восточной Сибири и других регионов. В частности, были получены интересные результаты газовой съемки по снегу в условиях юга Западной Сибири, где нефтяные залежи в вехнеюрских отложениях расположены на значительных глубинах и перекрыты толщами плотных глинистых пород. При опробовании по двум профилям Верхтарское месторождение выразилось вполне четкой аномалией по тяжелым УВ газам. Это дает основание рекомендовать съемку по снегу в качестве прямого метода поисков месторождений нефти и газа в данном районе.

Следует также указать, что газовая съемка по снегу весьма перспективна для Сибири и других районов со значительной продолжительностью сохранения снежного покрова. Она обладает важными преимуществами перед другими видами газовой съемки: заторможенностью биохимического газообразования по сравнению с летним временем, значительной экранирующей и аккумулирующей ролью снега,

однородностью условий отбора проб и их вещественного состава. Съемка проводится обычно по заданной сетке профилей. Пробы снега отбираются примерно на 0,3 м от поверхности Земли, каждая проба помещается в стеклянную банку объемом 0,5 л и герметизируется жестяной крышкой. Пробы обычно дегазируются в два этапа: сначала в холодном состоянии только за счет вакуума до тех пор, пока снег не растает, а затем при доведении пробы до кипения при сохранении вакуума. Обе пробы исследуются на хроматографе.

4.2. Обоснование гидрогеохимического метода поисков залежей УВ и гидрогеохимические показатели нефтегазоносности [6, 12]

Для геохимических поисков залежей нефти и газа большое значение имеет процесс растворения УВ в подземных водах. Пластовые воды нефтегазоносных отложений регионально насыщены УВГ, основным источником которых, как предполагают, является органическое вещество осадочных пород.

В зависимости от общих гидрогеохимических условий и особенностей газонасыщения подземных вод выделяют различные обстановки формирования, сохранения и разрушения залежей, обуславливающие определенные соотношения в системе залежь - пластовые воды. С позиции геохимических поисков весьма важны случаи, когда источником насыщения подземных вод УВГ являются сами залежи, при этом первостепенное значение имеют воды приповерхностных горизонтов зоны поискового геохимического зондирования. Проникновение УВГ в эти воды может происходить в результате субвертикальной миграции из залежей нефти и газа посредством фильтрации и диффузии. С другой стороны, УВГ могут мигрировать из продуктивных отложений вместе с водами по зонам нарушений. Характер насыщения УВГ вод приповерхностных горизонтов зависит при прочих равных условиях от их растворимости, которая определяется температурой, давлением, минерализацией вод, наличием органических примесей. С ростом температуры растворимость УВГ уменьшается, с ростом давления повышается, но до определенной температуры. Например, выше 100 °С с повышением давления растворимость метана в воде

уменьшается. Увеличение минерализации вод приводит к уменьшению растворимости метана.

Присутствие солей органических кислот увеличивает растворимость УВ в воде («мицеллярная растворимость»), однако в подземных водах их концентрация обычно невелика. Хорошо растворяются в воде такие важные компоненты нефтяных и газоконденсатных залежей, как моноциклические ароматические углеводороды (бензол, толуол), что способствует их рассеиванию и позволяет использовать в качестве поисковых показателей. Растворением углеводородов в подземных водах их воздействие на последние не ограничивается. Под влиянием анаэробных бактерий происходит десульфатизация вод, обогащение их CO_2 и гидрокарбонатами. Все это в целом позволяет использовать гидрогеохимический метод поисков залежей углеводородов.

При оценке гидрогеологических показателей перспектив нефтегазоносности намечаются три тенденции. Согласно первой все показатели разделяются на прямые и косвенные. При этом принимается, что прямые однозначно (прямо) указывают на связь этих показателей с залежами нефти и газа, а косвенные характеризуют благоприятные условия для сохранения этих залежей. Согласно второй тенденции показатели группируются в зависимости от рода гидрогеологического материала, лежащего в основе используемых показателей. Например, различаются общегидрогеологические, палеогидрогеологические, гидрогеохимические, газовые, геотермические и др. Третья тенденция предусматривает выделение специфических показателей условий для: 1) залегания нефти и газа, 2) формирования, 3) сохранения залежей, 4) наличия ловушек и др. Для этих групп подбираются соответствующие показатели среди ионно-солевого, газового состава подземных вод и т. д.

Большинство исследователей обоснованно считают, что для всех гидрогеологических бассейнов не существует общих гидрогеологических показателей. Бассейны, различаясь по особенностям геологического строения, характеризуются своим комплексом гидрогеологических показателей.

В результате многочисленных исследований, проведенных в различных бассейнах, а также анализа существующих классификаций, определилась следующая совокупность гидрогеологических показателей оценки перспектив нефтегазоносности: 1) обще- и па-

леогидрогеологические, 2) гидродинамические, 3) гидрогеохимические (сюда включается и изучение ОВ), 4) газовые, 5) геотермические и 6) микробиологические.

При рассмотрении гидрогеохимических показателей обычно различают химико-неорганические или собственно гидрогеохимические (показатели солевого состава) и химико-органические или показатели ОВ.

4.2.1. Собственно гидрогеохимические показатели

Большинство показателей солевого состава вод, которые используются для прогнозных целей, характеризуют геохимическую среду пластовой системы, степень гидрогеологической закрытости недр, возможность протекания тех или иных химических и биохимических процессов. В разное время в качестве показателей солевого состава вод выдвигались те или иные химические компоненты вод и различные коэффициенты, устанавливаемые из их соотношений. В последующем многие из этих показателей были отвергнуты как недостаточно обоснованные. В настоящее время при прогнозе нефтегазоносности используются тип вод и характер общей минерализации, коэффициенты метаморфизации вод, сульфатность, микроэлементы (аммоний, йод, бром, бор и др.), редкие и рассеянные элементы (стронций, ванадий, никель, медь, молибден и др.).

Тип вод и характер минерализации являются наиболее общими гидрохимическими показателями условий водообмена в погруженных частях бассейнов. Залежи нефти и газа приурочены, как правило, к водам хлор-кальциевого и гидрокарбонатно-натриевого генетических типов повышенной минерализации. Ассоциация нефтяных и газовых скоплений с водами хлор-кальциевого типа более характерна для платформенных условий. Многие исследователи считают, что верхняя граница распространения хлор-кальциевых вод является геохимической границей, ниже которой окислительную среду сменяет восстановительная обстановка. В зонах альпийского тектогенеза, где возможны потоки глубинных газов углекислого состава, а также в районах с инверсионным гидрохимическим разрезом углеводородные залежи ассоциируют с водами гидрокарбонатного типа. Воды мине-

рализацией 20-30 г/л и менее встречаются в нижней части продуктивной толщи Апшеронского полуострова, которые здесь ассоциируют с залежами утяжеленных (плотность до 0,92—0,94 г/см³) нефтей. Вверх по разрезу вместе с облегченными нефтями появляются более минерализованные воды хлор-кальциевого типа. Обычно вблизи залежей УВ на ненарушенных структурах сохраняется постоянство типа и минерализации вод. Иногда в зонах углеводородных скоплений, связанных с литологическим или стратиграфическим выклиниванием, например в Нефтегорско-Хадыженском районе Краснодарского края, наблюдается более высокая минерализация вод и других показателей. Указывалось на наличие оторочек застойных вод повышенной минерализации вблизи залежей Березовского района Западной Сибири и в Нижнем Поволжье. Известны также случаи опреснения вод вблизи газовых залежей за счет конденсации паров воды залежи. В условиях развития криолитозоны газовые залежи обедняются парами воды, в результате конденсат пара снижает минерализацию приконтурных вод. И, наоборот, при гидратообразовании за счет расхода воды на образование гидратов минерализация воды повышается.

В пределах нарушенных и гидрогеологически раскрытых структур минерализация воды и другие показатели вод, ассоциирующих с углеводородными скоплениями, могут значительно отличаться (например, воды Нижнего Поволжья). Величины отношения Na/Cl (K_1), Cl-Na/Mg (K_2) и Ca/Mg (K_3) принято считать коэффициентами «метаморфизации подземных вод». Численные значения коэффициентов K_2 и K_3 указывают на относительное содержание в водах хлоридов кальция, в то время как коэффициент K_1 отражает соотношение хлоридов щелочей и щелочноземельных металлов. При сильной метаморфизации в составе вод наряду с NaCl появляется большое количество CaCl₂, величина K_1 снижается (до 0,6-0,4 и менее) при возрастании K_2 (до 8-10 и более) и K_3 (до 5-7 и более), а также при увеличении минерализации. Исследования показывают, что величины коэффициентов метаморфизации и степень минерализации вод не имеют непосредственной связи с нефтегазоносностью и отражают лишь характер гидрогеологической закрытости недр.

Понижение содержания сульфатов в подземных водах или сульфатность большинством авторов считается надежным показателем

нефтегазоносности. Низкое содержание сульфатов в водах нефтяных и газовых месторождений обусловлено процессами восстановления сульфатов, протекающими при участии анаэробных бактерий в присутствии ОВ, в том числе нефти и газа. При этом образуется сероводород и двуокись углерода, характеризующейся высокой растворимостью в водных растворах и нефтях. В зоне повышенных температур (более 70-80 °С), неблагоприятных для жизнедеятельности бактерий, процесс редукции сульфатов затухает. Однако при температурах порядка 150 °С восстановление сульфатов может осуществляться за счет тепловой энергии. Показатель сульфатов рассматривается часто в виде коэффициента сульфатности вод: $SO_4=100/C_1$. Для оценки насыщающей концентрации вод сульфатами используется формула: $SO_4= 108/d^2 \cdot Ca$, где d – плотность воды, г/см³; SO_4 и Ca – содержание ионов сульфата и кальция, мг-экв/100 г. Для удобства эта формула была несколько упрощена: $SO_4= 10800/Ca$, где SO_4 и Ca – содержание ионов сульфатов и кальция, мг-экв/л.

Величины дефицита насыщения (%) вод сульфатами (K_d) и степени недонасыщенности (%) вод сульфатами ($K_{нд}$) предложено определять по следующим формулам:

$$K_d = K_{пр} - K_f,$$

где $K_{пр}$ – предельная растворимость сульфатов (мг-экв/л) и K_f - фактическое содержание сульфат-иона (мг-экв/л),

$$K_{нд} = K_d/K_{пр} \cdot K_f.$$

Степень недонасыщения вод сульфатами приконтурных вод может быть значительной. Так, для Днепровско-Донецкой впадины, недонасыщенность приконтурных вод нефтяных и газовых залежей достигает 80-100%, по мере удаления от залежей воды оказываются более насыщенными сульфатами.

Нефтегазопроисхождение сульфатности вод можно проиллюстрировать на примере палеозойской водонапорной системы юго-востока Русской платформы. Для площадей Волгоградского и Саратовского Поволжья характерны малосульфатные воды (SO_4 менее 5 мг-экв/л). На большей части Куйбышевского Поволжья и северных районов Урало-Волжского бассейна распространены воды с высоким содержанием сульфатов (более 5 мг-экв/л). Высокие содержания сульфатов встречаются также в водах областей современной инфильтрации и

наиболее погруженных частей территории (прибортовые части Прикаспийской впадины, Бузулукская впадина, отличающиеся высокими температурами). Указанные зоны прослеживаются на схеме сульфатности водоносного комплекса терригенного девона (рис. 34).

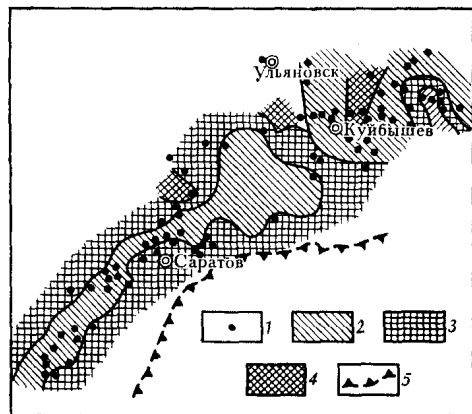


Рис. 34. Схема содержания сульфатов в подземных водах терригенных отложений девона на юго-востоке Русской платформы:

1 – пункты опробования;
зоны с содержанием сульфатов (в мг-экв/л):
2 – < 5 ,
3 – 5 - 10,
4 – > 10 ,
5 – бортовой уступ Прикаспийской впадины

На фоне закономерного изменения сульфатности вод вблизи нефтегазовых залежей содержания сульфатов в водах резко понижаются. Причем степень десульфирования вод возрастает с приближением к залежи (рис.35), а характер их изменения различен в водах тыловых и лобовых частей.

Процессы подземного окисления в палеозойских водах Урало-Волжского бассейна наблюдаются в настоящее время. Об этом свидетельствует не только бессульфатность приконтурных вод и наличие в них сероводорода, но и характер изменения нефтей на ряде месторождений (Песчаный Умет, Соколовая Гора, Коробки и др.). Обычно к зоне ВПК происходит увеличение плотности нефти, ее вязкости, растет содержание серы и смол. Концентрация сероводорода в газах нефтяных залежей также увеличивается в этом направлении, достигает максимальных значений в приконтурной части. Эти закономерности в значительной мере объясняются процессами восстановления сульфатов в приконтурных частях залежей, приводящих к обеднению вод сульфатами и извлечению нефтями продуктов их восстановления из подземных вод. Таким образом, если говорить о сульфатах как о показателях нефтегазоносности, то в условиях Ура-

ло-Волжского бассейна сульфатный показатель наиболее эффективен в водах примерно до глубин 3000- 4000 м. Сульфаты в качестве показателя нефтегазоносности мало эффективны в случае залегания вод в соленосных отложениях и на больших глубинах, в которых содержание сульфат-иона обычно предельное.

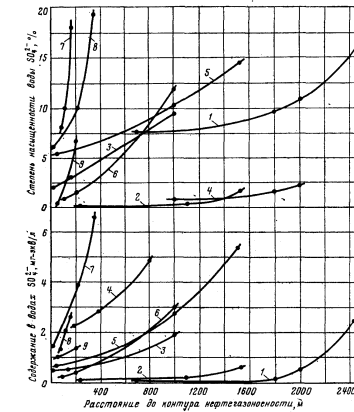


Рис. 35. Изменение сульфатного показателя в подземных водах Нижнего Поволжья по мере удаления от контура нефтегазоносности: Газовые залежи: 1 – Голубинская (С₂), 2 – Абрамовская (С₂), 3 – Клетско-Почтовская (С₁); газонефтяные залежи: 4 – Коробская (С₁), 5 – Жирновская (С₂), 6 – Бахметьевская (С₂), 7, 8 – Елшанская (С₁) соответственно фронтальная и лобовая части, 9 – Соколовско-Горская (С₂)

Повышение концентрации гидрокарбонат-иона в водах, или величины коэффициента SO_4/HCO_3 , является следствием десульфирования вод в присутствии УВ, и некоторыми рассматривается как прямой показатель наличия залежей нефти и газа. Приводятся даже величины показателя в водах (например, для Саратовского и Астраханского Поволжья), согласно которым можно определять продуктивные и пустые структуры. Вместе с тем имеются отдельные ограничения при использовании гидрокарбонатов для прогнозной оценки. Так, для карбонатных разрезов поисковая их значимость понижается; при температурах более 50-60 °С и дефиците водорастворенного углекислого газа гидрокарбонаты в водах отличаются нестойкостью. Гидрокарбонатный по-

казатель более эффективно может использоваться в процессе проведения приповерхностных гидрогазобиохимических съемок.

Аммоний присутствует в водах нефтяных и газовых месторождений. По мнению большинства исследователей, почти весь аммоний в подземных водах генетически связан с ОВ. В приконтурных водах нефтяных залежей он также образуется за счет азотсодержащих компонентов нефтей. Практически для всех нефтегазоносных районов выявлены более высокие содержания аммония в водах продуктивных структур, чем пустых: например, в 2 раза в Днепровско-Донецкой впадине, в 4-6 раз и более в Припятской впадине, в 3-5 раз в Самаро-Камском междуречье, в 5-10 раз в Волго-Саратовском Поволжье, в 2-3 раза в Иркутском бассейне. С удалением от приконтурной части залежи содержания аммония снижаются. Не прослеживается четкой зависимости между концентрацией аммония в водах и общей минерализацией (рис. 36), а также глубиной залегания водоносных горизонтов.

В ряде случаев отмечается приуроченность повышенных содержания аммония к определенным водоносным комплексам, например, в Нижнем Поволжье к водам карбонатных отложений верхнедевонского-нижнекаменноугольного и нижне-среднекаменноугольного комплексов, отличающихся повышенными содержаниями ОВ. Увеличение содержания аммония в хлор-кальциевых рассолах происходит параллельно накоплению растворенных углеводородных газов, при этом возрастание аммония в зонах влияния залежей параллельно росту степени восстановленности сульфатов. На примере Днепровско-Донецкой впадины показано, что в подземных водах, связанных с залежами нефти и газа, содержания аммония прямо пропорциональны парциальной упругости растворенных в водах углеводородных газов.

Все изложенное позволяет считать аммоний важным гидрохимическим показателем нефтегазоносности (в основном нефтеносности).

В отдельных случаях для прогнозных целей применяются некоторые коэффициенты: NH_4/SO_4 – для Средней Азии и Предкарпатья, NH_4/N_2 – для Крыма, Cl/NH_4 – для Предкавказья. В первом случае предполагается, что по мере приближения к залежи происходят увеличение содержания аммония и уменьшение сульфатов, а, следовательно, растет величина коэффициента. Значение коэффициента NH_4/SO_4 в

водах вблизи нефтяных залежей в Ферганской впадине достигает 0,1 при фоне 0,063-0,006. В Крыму в приконтурных водах нефтегазовых залежей коэффициент NH_4/N_2 всегда больше единицы и снижается при удалении от залежей. Информативность указанных коэффициентов следует проверить в других нефтегазоносных районах.

Йод является характерным компонентом вод нефтяных и газовых месторождений и его содержания вблизи них повышенные. Однако максимальные концентрации йода фиксируются как в водах, контактирующих с залежами нефти и газа, так и в водах пустых горизонтов и структур.

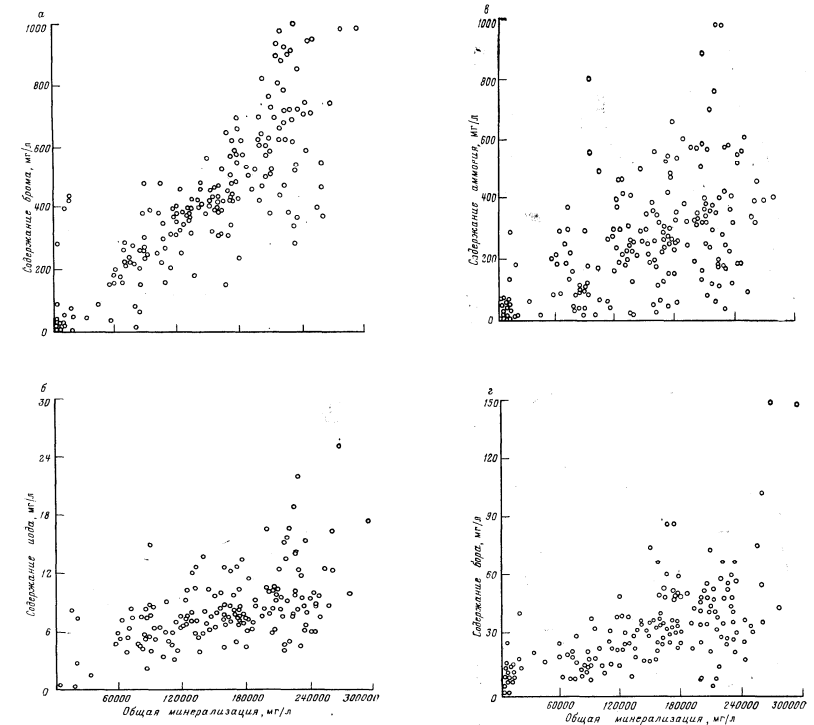


Рис. 36. Зависимость содержания брома (а), йода (б), аммония (в) и бора (г) от общей минерализации в подземных водах Нижнего Поволжья

В то же время воды отдельных газовых и нефтяных месторождений зачастую обеднены йодом. Так, приконтурные воды залежей в Бухаро-Хивинской области (Газли, Ташкудук, Шурчи, Джаркак и др.) и Южного Мангышлака (Узень, Жетыбай и др.) содержат йода не более 5-10 мг/л. Такие же количества отмечены в водах Вутыльского месторождения в Притиманье, Арчединского, Коробков-ского и других в Нижнем Поволжье. Обычно в пределах одного НГБ распределение йода по разрезу и по площади не подчинено строгой закономерности. Редко наблюдается слабое увеличение йода с глубиной залегания водоносных комплексов. Не устанавливается четкой зависимости между содержанием йода в подземных водах и общей минерализацией. Чаще всего йод не обнаруживается в нефтях или же его концентрация не превышает 0,001-0,002%. Это значительно ниже (до 20-40 раз), чем содержания йода в водах, что не позволяет считать нефтяные скопления источником его поступления в подземные воды.

Повышенные концентрации йода, в среднем более 15—20 мг/л, в Урало-Волжском НГБ отмечаются в водах комплекса карбонатных отложений верхнего девона и нижнего карбона. Этот комплекс отложений (в его объем входит также доманиковская толща) в значительной степени обогащен ОВ. Связь повышенных содержаний йода с породами, обогащенными ОВ, прослеживается и в других бассейнах. Например, высокие содержания йода отмечены в водах майкопских отложений Предкавказья (более 40-60 мг/л), плиоцена Прикаспийской впадины (более 20-30 мг/л), эоцена Северного Устья (более 15-20 мг/л). Для отдельных районов Урало-Поволжья, Днепровско-Донецкой впадины, Предкавказья, Южного Мангышлака установлена прямая зависимость между содержанием йода и $C_{орг}$ подземных вод.

Таким образом, йод является преимущественно биогенным элементом, но прямой связи между его содержанием и наличием залежей нефти и газа не установлено. Видимо, йод, прежде всего, следует рассматривать как критерий единого процесса нефте-газо-йодообразования, протекающего в недрах. Использование его как показателя для прямого прогноза нефтегазоносности не представля-

ется возможным, хотя повышенные его количества в водах следует рассматривать как благоприятный признак нефтегазообразования.

Количество *брома* в водах обычно возрастает с глубиной залегания водоносного горизонта и, следовательно, с ростом степени гидрогеологической закрытости недр. Прямая зависимость между накоплением брома в водах и общей минерализацией наблюдается лишь до определенных концентраций рассолов. В высококонцентрированных водах количество брома уже не зависит от степени минерализации и дальнейшее его увеличение в растворах практически не сопровождается ростом суммы солей. Здесь, видимо, наряду с выщелачиванием начинают играть роль процессы катионного обмена. Четкая зависимость прослеживается между содержаниями брома и кальция, а также между бромом и величиной коэффициента $Cl-Na/Mg$, отсутствует связь повышенных концентраций брома с залежами нефти и газа. Однако в отдельных случаях встречаются аномально высокие концентрации брома, так же как и йода, связанные с наличием биогенного брома, например, в Предкавказье в водах майкопских отложений. Установлено, что количество брома органического генезиса в подземных водах не превышает 176-350 мг/л; большая его часть (до 7-8 г/л) имеет неорганическое происхождение и поступает в подземные воды в результате выщелачивания галогенных толщ.

Таким образом, приведенные данные свидетельствуют о том, что бром не может явиться показателем наличия залежей нефти и газа. Высокие содержания брома в подземных водах следует рассматривать как показатель наличия условий, благоприятных для сохранения залежей.

Представляет интерес отношение Cl/Br - хлор-бромный коэффициент. В морской воде его величина равна 292. В процессе метаморфизации седиментогенных вод и возрастания их минерализации значение хлор-бромного коэффициента снижается до 100 и ниже. В случае выщелачивания соленосных толщ величина коэффициента резко возрастает до 1000-2000 и более. Наблюдается последовательное уменьшение коэффициента по мере удаления водоносных горизонтов от соленосных толщ (Днепровско-Донецкая впадина, Урало-Поволжье, Бухаро-Хивинская область). Таким образом, ве-

личины хлор-бромного коэффициента, как и брома, могут использоваться как показатели процессов формирования рассолов и выделения в разрезе соленосных толщ, обеспечивающих высокую гидрогеологическую закрытость подстилающих комплексов.

Йодо-бромный и бор-бромный коэффициенты могут быть использованы для установления степени обогащения подземных вод ОВ; величина этих коэффициентов увеличивается вблизи залежей. Нефтегазопроисхождение, по Б. А. Бедеру, имеет бром-йодное отношение; величина этого отношения, превышающая 70-80, указывает на связь подземных вод с залежами нефти. Кальций-бромное отношение является надежным показателем гидрогеологической закрытости недр; в водах продуктивных отложений Предкарпатского прогиба его величина составляет 20-30, а непродуктивных - менее 10. Указанные показатели требуют дальнейшей доработки.

Количество *бора* в подземных водах обычно возрастает вниз по разрезу и в сторону погружения водоносных комплексов. В зонах развития соленосных отложений концентрация бора в водах резко возрастает. Отмечается приуроченность бора, так же как и йода, к водам комплексов, обогащенных ОВ. Бор поступает также с больших глубин вместе с термальными водами. Не обнаруживается связи между содержанием бора в водах и наличием залежей нефти и газа, хотя отдельные случаи такой связи известны. Бор, видимо, следует рассматривать как показатель, отражающий благоприятные условия для образования и сохранения скоплений УВ.

Редкие и рассеянные элементы. Многочисленными исследованиями установлено отсутствие или значительное обеднение приконтурных вод нефтяных и газовых залежей некоторыми металлами (в первую очередь V, Ni, Cr, Cu, Co, Zr, Mo и др.), которые обнаруживаются в золе нефтей, а также в водах и породах фоновых участков. Предполагается, что эти элементы поглощаются нефтью, в результате образуются ореолы пониженных их содержаний вблизи залежей. Такие микроэлементы, как Mn, Cu, Zn, Ag, Sn, Pb, и другие формируют положительные аномалии.

В Западной Сибири содержания в водах Ni, Cu, Mo, Co, Ag, V, Ge, S по мере удаления от ВНК падают, образуя четкие ореолы вокруг залежей (рис. 37). Основным процессом, приводящим к обога-

щению приконтурных вод металлами, является выщелачивание их из нефтей и осадочных пород в зоне взаимодействия. В связи с этим заслуживают внимания результаты сопоставления в изменении отдельных компонентов в водах нефтяных месторождений с различными запасами: с увеличением запасов средние содержания S, Ni, Co, Mo, Pb и Mn уменьшаются, а бензола, наоборот, возрастают.

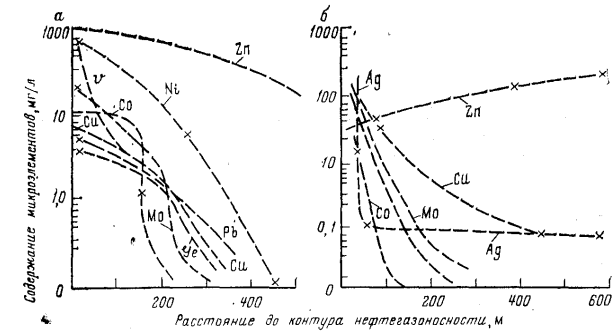


Рис. 37. Изменение содержания микрокомпонентов в водах Мегионского (а) и Усть-Балыкского (б) месторождений Западной Сибири по мере удаления от контура нефтегазоносности.

Ореолы повышенных содержаний металлов вокруг залежей установлены: Pb, Cu, Ni, Co, Zn и V – в водах нефтяных залежей Припятской впадины; Cu, Mn и Sr – в водах нефтяных и газовых залежей Днепровско-Донецкой впадины; Ni – в водах нефтяных залежей Степного Крыма; Li, Rb и Cs – в водах газоконденсатных и нефтяных залежей в Предкарпатском прогибе. Из прочих редких и рассеянных элементов вод нефтяных и газовых месторождений следует отметить содержание в них радиоактивных элементов – Ra и U. Установлено, что содержание Ra в приконтурных водах нефтегазовых залежей значительно повышается в ряде районов, но лучше использовать не просто содержания Ra, а величину относительной радионасыщенности вод ($Ra \cdot 10^{12}M$), которая возрастает вблизи залежей.

Таким образом, имеющиеся материалы по распределению в водах редких и рассеянных металлов позволяют рекомендовать их в качестве косвенных гидрохимических показателей. Здесь необходимы специальные исследования, которые могут внести суще-

ственные коррективы в решение вопросов нефтегазопроисходительности не только редких и рассеянных металлов, но и других химических элементов подземных вод.

Дейтерий и изотопы кислорода обнаружены в водах различного генезиса. Установлено, что максимальные концентрации дейтерия наблюдаются в водах седиментационного генезиса, сформировавшихся в морских условиях в обстановке повышенного испарения морской воды. Указанное позволяет считать повышенные концентрации дейтерия в подземных водах показателем степени застойности, а, следовательно, и гидрогеологической закрытости.

Изотоп ^{18}O накапливается в поверхностных водах в тех же условиях, что и дейтерий. Повышенные его содержания наблюдаются в водах соленых озер засушливых районов и в засоленных морях. Высокие содержания в подземных водах D и ^{18}O , наблюдавшиеся одновременно, являются показателем существенно морского происхождения вод.

4.2.2. Показатели органического вещества

Основная часть компонентов водорастворенного ОВ связана с залежами нефти и газоконденсата и лишь частично с залежами УВ газа, в которых имеются какие-то примеси нефтяных компонентов и других ОВ. Вокруг залежей в подземных водах образуются ореолы рассеяния ОВ. Фоновые же содержания ОВ, встречаемые практически во всех водах, образуются в результате превращения веществ, извлекаемых водой непосредственно из водовмещающих и водупорных толщ. Для нефтегазопроисходительных целей наиболее интересной является та часть ОВ, которая является продуктом взаимодействия УВ залежей и окружающих их вод.

В подземных водах содержится значительное количество соединений, отмечаемых в сумме как ОВ. Многие из них изучены слабо или даже не определяются современными методами анализа.

Органический углерод ($C_{\text{орг}}$) ориентировочно отражает величину общего содержания ОВ в водах. Принято считать, что содержание ОВ в среднем в 2 раза больше общего $C_{\text{орг}}$. Общее количество ОВ

оценивается по сумме $C_{\text{орг}}$ трех основных классов органических соединений: 1) нелетучих, 2) летучих нейтральных и основных, 3) летучих кислот. С позиции такой методики изучения общей суммы водорастворенного ОВ видно, что при определении лишь нелетучих компонентов $C_{\text{орг}}$ учитывается незначительная доля (7-22%) всех ОВ вод, тогда как основную их часть составляют летучие соединения (жирные кислоты, эфиры, спирты, ароматические УВ, амины и др.). общее количество $C_{\text{орг}}$ в подземных водах 5-километровой толщи осадочной оболочки Земли при среднем его содержании 50 мг/л составляет $2,5 \cdot 10^{12}$ т, что соизмеримо с $C_{\text{орг}}$ Мирового океана, почв, торфов и углей и уступает лишь содержанию $C_{\text{орг}}$ в осадочных породах.

Различают общее содержание углерода, содержание углерода ОВ, летучих из щелочной среды, в том числе летучих органических соединений и, наконец, отдельно входящих в состав последних нелетучих битумных.

Общее содержание $C_{\text{орг}}$ в подземных водах колеблется от нескольких миллиграммов до нескольких граммов в литре. Исследованиями установлено, что по мере приближения к залежи газа, газоконденсата, легкой нефти его содержания обычно возрастают, главным образом за счет летучих компонентов. Отмечается связь между содержанием $C_{\text{орг}}$ нелетучих битумных веществ, извлекаемых из вод хлороформом, и нефтегазоносностью. Наибольшее его количество обнаружено в водах нефтяных залежей, в водах газовых залежей его меньше, но все же больше, чем в водах непродуктивных зон. Аналогичный характер в распределении общего $C_{\text{орг}}$ установлен в водах и вмещающих породах, что позволяет оценивать нефтепроизводящие свойства последних.

По данным о количестве общего $C_{\text{орг}}$ в водах делать заключение о перспективах нефтегазоносности локальных структур затруднительно. Этот показатель следует отнести в разряд региональных критериев нефтегазоносности отдельных литолого-стратиграфических комплексов. Для оценки перспективности локальных участков можно рекомендовать летучую часть $C_{\text{орг}}$ и его битумные вещества.

Перманганатная и йодатная окисляемости характеризуют количество легко и трудно окисляющихся ОВ. О степени обогащенности водорастворенного ОВ легко или трудно окисляющимися соединениями судят по величине коэффициента $O_{\text{йод}}/O_{\text{перм}}$. Этот коэффициент используется и при оценке перспектив нефтегазоносности. В водах нефтяных залежей его величина колеблется от 3,5 до 10, в водах газовых - до 15-20 и в водах непродуктивных зон до 1-5. В частности, подобные результаты получены по водам Западной Сибири. Однако в ряде работ, наоборот, подчеркивается отсутствие какой-либо связи с нефтегазоносностью в распределении окисляемости и их соотношении. В качестве еще одного показателя предложено использовать разность $O_{\text{йод}} - O_{\text{перм}}$, величина которой, по ряду данных, возрастает по мере приближения к нефтяным залежам.

Учитывая неравнозначность связи значений $O_{\text{йод}}$, $O_{\text{перм}}$, $O_{\text{йод}}/O_{\text{перм}}$ и $O_{\text{йод}} - O_{\text{перм}}$ с нефтегазоносностью, проявляющуюся в различных регионах по-разному, указанные показатели следует рекомендовать как косвенные.

Органический азот подразделяется на азот общий ($N_{\text{общ}}$) и азот подвижных соединений ($N_{\text{подв}}$), отщепляющих аммиак в щелочной среде (амины, амиды кислот и т. п.) и азот устойчивых соединений ($N_{\text{уст}}$), не разлагающихся в щелочной среде. В подземных водах могут преобладать те или другие азотистые соединения. В водах Восточного Предкавказья, Южного Мангышлака и Западного Узбекистана содержания $N_{\text{общ}}$ и особенно его устойчивых форм растут по мере приближения к контурам залежей нефти и газа. В водах Восточной Туркмении и Западной Сибири преобладают легко окисляющие азотистые вещества. Величина содержания азота находится в обратной зависимости от плотности нефтей и содержания в них смол. В ряде случаев в приконтурных водах нефтяных и газовых залежей Крымской и Карпатской нефтегазоносных областей наблюдаются повышенные содержания $N_{\text{общ}}$ и $N_{\text{уст}}$. Эти данные затрудняют использование показателей органического азота как прямых критериев при прогнозе нефтегазоносности; их следует отнести в разряд косвенных.

Коэффициент $C_{орг}/N_{общ}$ позволяет выяснить зависимость между концентрациями $C_{орг}$ и $N_{общ}$. Обычно величина $C_{орг}/N_{общ}$, обусловленная главным образом изменениями в содержании устойчивых форм азота, вблизи контура нефтеносности выше, чем в удалении от залежи, а вблизи контура газовой залежи, наоборот, ниже. Этот коэффициент в водах гидрокарбонатно-натриевого типа нефтяных залежей нередко в 10-15 раз превосходит фоновые значения. Вместе с тем, известны районы (Нижнее Поволжье, Оренбуржье, Днепроовско-Донецкая впадина и др.), где значения коэффициента $C_{орг}/N_{общ}$ не зависят от наличия залежей нефти и газа. Поэтому этот коэффициент может рассматриваться только как косвенный нефтегазопоисковый показатель.

Органические кислоты в водах подразделяются на нафтеновые, гуминовые и жирные. Нафтеновые кислоты - условная группа, состоящая из смеси различных карбоновых кислот - нелетучие ОВ, растворимые в щелочи и хлороформе. Гуминовые кислоты представляют собой смесь высокомолекулярных органических кислот сложного и непостоянного состава кислот природы, не растворимую в хлороформе.

Содержания нафтеновых и гуминовых кислот изменяются в водах от единиц до сотен миллиграммов на литр с тенденцией избирательного накопления в водах гидрокарбонатно-натриевого типа пониженной минерализации. Поэтому наиболее представительны они в районах с развитием гидрокарбонатно-натриевых вод (Азербайджан, Сахалин, Западная Сибирь и др.). Обнаружение в водах хлор-кальциевого типа нафтеновых кислот в количествах 2-3 мг/л является надежным показателем нефтеносности.

В водах Восточной Туркмении повышенные концентрации их наблюдаются в воде вблизи газоконденсатных залежей, но не характерны для газоносных горизонтов. Содержание гуминовых кислот изменяется, как правило, параллельно изменению нафтеновых. Установлена зависимость содержания нафтеновых кислот от характера нефтей: наибольшее количество их поступает из нефтей, обогащенных нафтенowymi УВ. Указанные данные

позволяют считать повышенные величины в водах нефтяных и гуминовых кислот прямыми показателями нефтегазоносности недр.

Летучие жирные кислоты представляют сложную группу ОВ, к которой относятся низкомолекулярные средние кислоты жирного ряда, легко перегоняющиеся с водяным паром из кислой среды, - муравьиная, уксусная, пропионовая, масляная, валериановая, каприновая и др. Содержание жирных кислот колеблется от единиц до 500 мг/л с тенденцией наибольшего накопления в водах гидрокарбонатно-натриевого типа. Полученные материалы указывают, что по мере приближения к залежам газа или газоконденсата содержание жирных кислот повышается. Однако для окончательных выводов о применимости их в нефтегазопроисловых целях данных недостаточно.

Ароматические углеводороды (бензол и толуол) большинством исследователей относятся к прямым показателям нефтегазоносности. В последнее время в связи с разработкой газохроматографического метода появилась возможность в определении этилбензола и ксилолов.

Бензол в водах содержится от тысячных долей до единиц миллиграммов на литр. С приближением к нефтяным залежам и в меньшей мере к газовым, концентрации бензола повышаются (рис. 38, 39). Например, в Нижнем Поволжье его содержание от фоновых участков к приконтурным частям залежи нефти и газоконденсата возрастает от 0,001 до 0,01-1,0 мг/л и более; в Прикамье - от следов до 0,1 мг/л; в Днепровско-Донецкой впадине - от 0,02 до 0,26 мг/л; в Предкавказье - от следов до 0,2-0,5 мг/л; на Южном Мангышлаке - от 0,001 до 2-9 мг/л; в Каракумском бассейне - от 0,05-0,3 до 0,4-2,4 мг/л; в Западной Сибири - от 0,1 до 2-3 мг/л и более; на месторождении Вулф-Кэмп в Техасе - от следов до 2,5 мг/л.

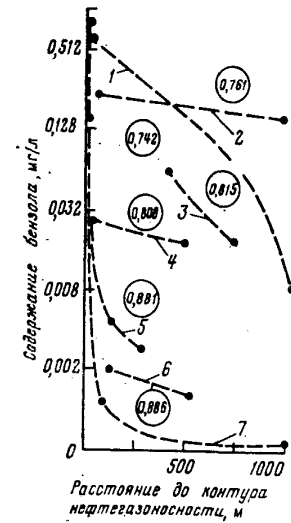


Рис. 37. Изменение содержания бензола в подземных водах Нижнего Поволжья по мере удаления от контура нефтегазоносности: Месторождения: 1 – Коробковское (С₃), 2 – Гуселкское (Д₃), 3 – Коробковское (С₂), 4 – Жирновское (С₂), 5 – Бахметьевское (С₁-С₂), 6 – Саушинское (С₁), 7 – Жирновское (С₁). В кружках показана плотность нефти, г/см³

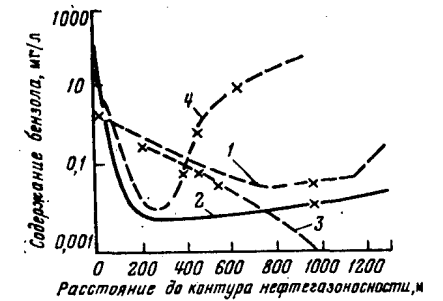


Рис. 38. Изменение содержаний бензола в подземных водах Западной Сибири при удалении от ВНК. Средние величины содержания бензола в водах: 1 – Шаимского свода, 2 – северных районов, 3 – Сургутского свода, 4 – Нижневартковского свода

Влияние залежей на окружающие воды по пласту обычно не распространяются больше, чем на 1000 м. В тыловых частях залежей зона влияния обширнее. Установлена зависимость между содержанием бензола в водах и плотностью нефтей. Высокие концентрации бензола отмечаются в водах, контактирующих с легкими нефтями (см. рис. 38). При прочих равных условиях бензола обычно содержится больше в водах с повышенными температурами. Наблюдается зависимость содержания бензола от газового фактора пластовых вод: повышенные количества бензола, как правило, отмечаются в водах с высокой газонасыщенностью. На примере Волгоградского Поволжья установлена зависимость между содержи-

ем бензола в воде и рН воды: концентрация его в водах с $\text{pH} < 4$ значительно меньше, чем в нейтральных и щелочных водах.

Концентрация толуола в подземных водах изменяется от следов до 1–2 мг/л и более. В поверхностных водах, в водах пустых структур и горизонтов толуола, как правило, нет. Максимальные концентрации толуола отмечены в приконтурных водах нефтяных и газоконденсатных залежей Западной Сибири - до 11,8 мг/л на Уренгойском и до 6,8 мг/л на Самотлорском месторождениях, Нижнего Поволжья - до 1,5 мг/л, Предкавказья - до 0,5-1 мг/л и более, Каракумского бассейна - до 0,4-2,4 мг/л. Считается, что толуол является чутким индикатором приконтурной зоны залежей легких нефтей и газоконденсатов.

Значение толуола как показателя близко к значению бензола. Однако вследствие более сложного строения молекулы толуола и меньшей его растворимости он обладает меньшей миграционной способностью, чем бензол. Так, при температуре 18-20 °С растворимость бензола в 100 г воды составляет 0,08 г/л, тогда как для толуола при температуре 16 °С она почти в 2 раза ниже (0,05 г/л). По этой причине толуол реже встречается в водах скважин, далеко удаленных от контура нефтегазоносности. В связи с этим появление толуола в водах может однозначно указывать на их связь с нефтегазоносностью.

Распределение концентраций толуола в водах, как и бензола, не коррелируется с величиной минерализации подземных вод. Основными источниками толуола и бензола в пластовых водах являются залежи нефти и газоконденсата. Поэтому ароматические УВ в водах можно рассматривать в качестве прямых показателей нефтегазоносности.

Фенолы подразделяются на летучие и нелетучие. Фенолы, как и другие ингредиенты ОВ, обычно накапливаются в щелочных водах гидрокарбонатно-натриевого типа в значительно больших количествах, чем в водах хлор-кальциевого типа. Установлено, что повышенные содержания летучих фенолов тяготеют к приконтурным водам залежей парафинистой легкой нефти и газоконденсата, отсутствуют или содержатся в малых количествах в водах газовых залежей и водах, контактирующих с залежами тяжелых нефтей.

В различных районах прослеживается возрастание содержаний фенолов в водах по мере приближения к нефтяным и газоконден-

сатным залежам: в Нижнем Поволжье – от 0,03-0,15 до 1-1,5 мг/л, ореольное влияние по пласту до 2000 м; в Прикаспийской впадине – от 0,05 до 1,5 мг/л и более, ореольное влияние по пласту более 1000 м; в Татарии – от 0,2-0,4 до 3 мг/л, зона влияния залежей 500-1500 м; в Крыму – от 0,5-1,7 до 1,4-9,2 мг/л; в Предкавказье – от 1-3 до 16-18 мг/л. Указанное позволяет считать фенолы в водах надежными показателями наличия нефтяных и газоконденсатных залежей.

Органический фосфор наиболее широко изучен в подземных водах Нижнего Поволжья и Оренбуржья. Содержания органического фосфора здесь колеблются от 0,01 до 8,75 мг/л при фоновых концентрациях 0,01-0,2 мг/л. Содержание его в водах не зависит от минерализации, глубины залегания водоносных горизонтов и литологии водовмещающих пород. В породах количество органического фосфора варьирует от 0,28 до 0,40 мг/кг и не зависит от литологии. Можно полагать, что фосфор попадает в подземные воды в основном из залежей и, следовательно, при соответствующих условиях его можно использовать как показатель нефтегазоносности локальных структур.

Содержания фосфора в водах снижаются по мере удаления от контура залежей. Установлена зависимость содержания фосфора в водах от состава нефтей. Воды, контактирующие с легкими нефтями, характеризуются высоким содержанием фосфора (0,3-0,79 мг/л). Воды, контактирующие с тяжелыми нефтями, характеризуются содержанием фосфора в пределах фона. Наиболее отчетливо по содержанию органического фосфора выделяются газовые и газоконденсатные залежи. Колебания количеств органического фосфора в приконтурных зонах газовых залежей составляют 0,82-3,5 мг/л, в законтурных зонах 0,24–1,26 мг/л.

Вместе с этим, изучение органического фосфора в подземных водах Западно-Сибирского бассейна не подтвердило его четкой связи с нефтегазоносностью структур. Поэтому для окончательного решения вопроса о нефтегазопроисковой роли органического фосфора в водах необходимо дальнейшее накопление фактических материалов по другим нефтегазоносным районам.

Следует отметить, что количество показателей органического вещества значительно больше, чем здесь рассмотрено. Но эти являются основными, апробированными в различных нефтегазоносных районах.

4.2.3. Газовые критерии

Растворенные в подземных водах газы представляют сложные газовые смеси, состоящие из углеводородных, кислых, инертных, редких и других газовых компонентов. Наибольшее значение при нефтегазопроисловых работах имеют углеводородные газы. При оценке нефтегазонасыщенности обычно применяют следующие показатели газовой группы.

Общая газонасыщенность подземных вод определяется количеством растворенного газа в единице объема воды. Определяется при отборах глубинных проб воды и при последующей дегазации проб в поверхностных условиях с внесением поправок при расчете ее. Газонасыщенность вод изменяется от единиц до сотен и нескольких тысяч кубических сантиметров в литре. В зоне взаимодействия залежей значения газовых факторов воды часто возрастают в несколько десятков раз по отношению к фоновым участкам.

Общая упругость водорастворенного газа характеризуется величиной давления растворенного газа в водонасыщенной системе. Рассчитывается по величине газонасыщенности вод. Упругость растворенного газа можно также определить с помощью визуального метода, когда при постепенном снижении давления в пробоотборнике фиксируется появление первых пузырьков свободного газа, выделяющегося из пробы. В недонасыщенных системах упругость растворенного газа меньше величины пластового давления, в насыщенных равна величине пластового давления. В зонах взаимодействия залежей с подземными водами значения общей и парциальной (упругости отдельных газовых компонентов) упругости могут возрасти в десятки раз.

Коэффициент насыщения воды газом определяется отношением величины упругости водорастворенного газа к величине пластового (или гидростатического) давления p_r/p_v . Этот коэффициент является одним из важнейших показателей, характеризующих фазовое равновесие пластовой системы. В зонах взаимодействия залежей с подземными водами значения его могут достигать единицы.

Содержание в водорастворенном газе метана, ТУ (предельные и непредельные УВ), азота, двуокиси углерода, сероводорода, водо-

рода, кислорода, гелия и аргона определяется как в относительном (объемные или весовые проценты), так и в абсолютном (в кубических сантиметрах на литр) выражениях. Содержания в водах углекислоты и сероводорода устанавливаются путем химического связывания их растворами на глубине отбора в специальных пробоотборниках.

Различные соотношения газовых компонентов используются как дополнительные показатели. К ним относятся: CH_4/TU (коэффициент сухости, или фактор высших УВ), TU/CH_4 (коэффициент жирности); $\text{CH}_4/\text{C}_2\text{H}_5$ и $\text{CH}_4/\text{C}_3\text{H}_8$ (коэффициент для определения типа залежи - газоконденсатная, нефтяная с легкой или тяжелой нефтью и т. д.); $i\text{-C}_4\text{H}_{10}/n\text{-C}_4\text{H}_{10}$ и $i\text{-C}_5\text{H}_{12}/n\text{-C}_5\text{H}_{12}$ (бутановый и пентановый коэффициенты); $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_4$, $\text{C}_3\text{H}_8/\text{C}_3\text{H}_6$, $\text{C}_4\text{H}_{10}/\text{C}_4\text{H}_8$ (коэффициенты обогащения газов непредельными УВ); $\text{N}_2/\text{УВ}$ (коэффициент обогащения газов УВ); $\text{Ar} \cdot 100/\text{N}_2 \cdot 2,68$ (содержание биогенного «безаргонного» азота); He/Ar (коэффициент закрытости структур) и др.

Изотопы углерода $^{12}\text{C}/^{13}\text{C}$ или $\delta^{13}\text{C}$ (‰) могут явиться показателем типа залежи – газовая, газоконденсатная, нефтяная. В водах нефтяных и газоконденсатных залежей обычно наблюдается «утяжеление» изотопного состава углерода.

Парциальная упругость метана, ТУ, азота, двуокиси углерода, сероводорода, водорода, кислорода, гелия и аргона характеризуется долей давления названных компонентов в общей упругости растворенного газа. Определяется обычно делением абсолютного содержания индивидуальных газов в литре воды на растворимость этих компонентов в воде данной минерализации при существующей пластовой температуре. Общая упругость растворенного газа равна сумме парциальных упругостей составляющих его компонентов.

Закономерности изменения газовых показателей в зоне влияния залежей различны для разных гидрогеохимических обстановок, что определяет специфику использования этих показателей при оценке локальных участков. В условиях гидрогеохимической (газогеохимической) обстановки смещенного фазового равновесия и ее отсутствия, характеризующейся преобладанием миграции УВ из залежей, существование залежей нефти и газа можно представить в виде

«полюсов» максимального газонасыщения, «растворяющихся» в водонасыщенной системе. С приближением к залежам в составе растворенных газов возрастают концентрации УВ, при уменьшении содержания азота увеличиваются газонасыщенность вод, упругость газов и p_r/p_v . Указанное можно проследить на примере нефтяных и газовых залежей южной половины Урало-Волжского НГБ (рис. 39).

Определены следующие ориентировочные размеры ореолов влияния залежей: для девонских залежей Среднего Поволжья и Пермского Прикамья в лобовой части до 2500-3000 м и в тыловой - более 3500 м; в Нижнем Поволжье эти расстояния несколько сокращаются: для каменноугольных залежей в лобовой части до 800-1000 м и в тыловой - свыше 2500-3000 м; для пермских залежей в лобовой части не более 500 м, а в тыловой - превышают 1500-2000 м. Характерно, что в обстановке смещенного фазового равновесия и его отсутствия парциальные упругости УВ в залежах выше, чем в водах, а азота, гелия и аргона ниже. Такой характер распределения азота, УВ и редких газов свидетельствует о современном разрушении в этих условиях залежей УВ.

В обстановке предельного насыщения вод газами (обстановке формирования залежей) в приконтурных частях залежей состав подземных вод не меняется. Отмечается лишь некоторое уменьшение газонасыщенности вод, упругости газов и p_r/p_v . Это объясняется дегазацией подземных вод в зоне влияния залежей. В условиях предельного насыщения вод газами парциальные давления растворенных в водах УВ, азота, гелия и аргона выше, чем в залежах.

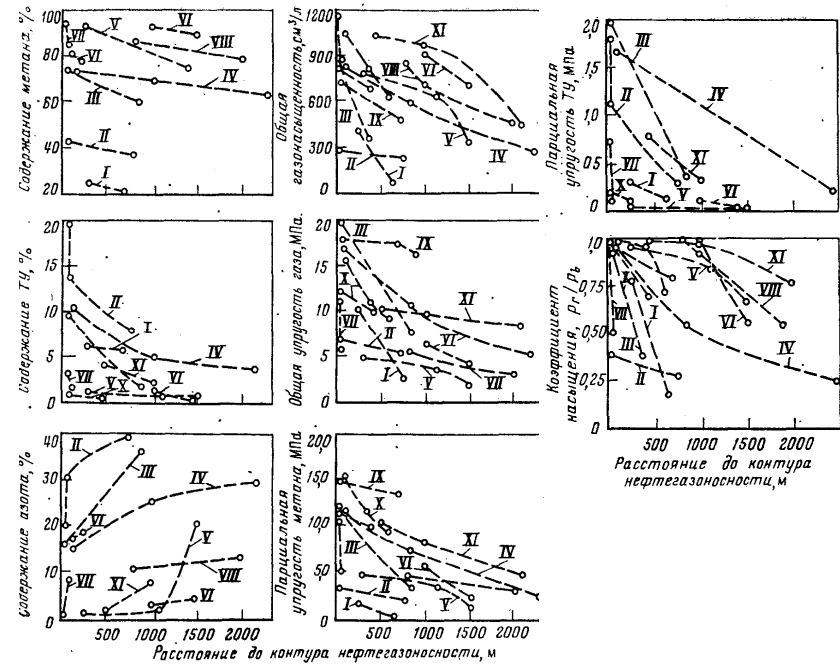


Рис. 39. Изменение характера газоносности в законтурных водах в южной части Урало-Волжского бассейна:

Месторождения: I – Никольское (С₂), II – Кулешовско-Благодаровское (С₂), III – Соколовая Гора (Д₂–Д₃), IV – Гуселкское (Д₂–Д₃), V – Абрамовское (С₁–С₂), VI – Жирновско-Бахметьевское (С₂), VII – Песчаный Умет (С₁), VIII – Голубинское (С₂), IX – Коробковское (С₁–С₂), X – Урицкое (С₁), XI – Степновское (Д₂–Д₃). Точками показаны скважины

Установленные особенности позволяют считать параметры газоносности подземных вод надежными показателями региональной и локальной оценки перспектив нефтегазонасности. В разряд прямых показателей относятся повышенные количества, по сравнению с фоновыми, метана и ТУ, газонасыщенность вод углеводородными газами, общая и парциальная (по углеводородным газам) упругость газов. Содержания ТУ, особенно бутана, пентана и гексана, а также другие показатели (СН₄/ТУ, δ¹³С и др.), кроме того, могут указывать и на характер залежи (нефтяная или газовая). Газовые показатели

(повышенные содержания «безаргонного» азота и двуокиси углерода, различные коэффициенты - CH_4/TU , $\text{CH}_4/\text{C}_2\text{H}_6$, $\text{CH}_4/\text{C}_3\text{H}_8$, $i\text{-C}_4\text{H}_{10}/n\text{-C}_4\text{H}_{10}$, $i\text{-C}_5\text{H}_{12}/n\text{-C}_5\text{H}_{12}$, $\text{N}_2/\text{УВ}$, $\delta^{13}\text{C}$, He/Ar и др.) являются косвенными и применяются в комплексе с другими показателями.

4.3. Обоснование биогеохимического метода поисков залежей УВ и микробиологические показатели нефтегазоносности [6, 13]

При определении масштабов миграции УВ из залежей нефти и газа весьма важно учитывать деятельность микроорганизмов, широко развитых в верхних частях осадочного чехла, гидросфере и околоземном пространстве. В частности, большую роль в уничтожении УВ газов играет группа бактерий, окисляющих метан и его гомологи, представленная в основном *Pseudomonas* и *Mycobacterium*. Одна клетка бактерий, окисляющих газообразные УВ при температуре 27-30 °С, потребляет в час $2 \cdot 10^{-13} - 5 \cdot 10^{-12}$ мл пропана или метана.

В настоящее время можно считать твердо установленным, что углеводородокисляющие микроорганизмы расселяются повсюду, где при наличии кислорода воздуха появляются газообразные или жидкие УВ. Средами обитания этих бактерий являются подпочвенные отложения и подземные воды в зоне нефтяных и газовых месторождений и подземных газохранилищ, угольные толщи и вмещающие их породы, а также придонные осадки и придонные воды морей и других водоемов, воздушные массы и снежный покров.

Развитие бактерий, окисляющих УВ, в отдельных случаях может быть настолько интенсивным, что весь мигрирующий поток УВ полностью уравновешивается газопоглодительной деятельностью бактерий, образующих над залежью мощный бактериальный фильтр.

В зоне газобактериальных скоплений, имеющих локальный характер, наблюдается достаточно тесная корреляция между данными газовых и бактериальных определений. Она может носить прямой или обратный характер в зависимости от интенсивности процессов миграции и газопоглодительной способности бактериального

фильтра. Наглядным примером в этом отношении могут служить результаты многолетних наблюдений над содержанием газовых компонентов и развитием бактериального населения в подземных водах ордовика на площади Гатчинского подземного газохранилища Ленинградской области. В центральной части газохранилища наблюдается прямая корреляционная связь между газовыми и бактериальными показателями, в периферийных частях его преобладает обратная зависимость, в более удаленных частях Гатчинской площади указанная корреляция ослабевает или исчезает полностью. В подземных водах на загазованных площадях бактериальные эффекты нередко возникают до появления микроконцентраций УВГ. Динамика показателя суммарной интенсивности развития углеводородоокисляющей микрофлоры во времени согласуется с кривыми изменения концентрации метана и тяжелых УВ. Практика показала, что микроорганизмы не только помогают обнаруживать зоны скопления блуждающих газов, но, что особенно важно, способствуют резкому снижению концентраций метана и тяжелых углеводородов в подземных водах и породах.

Данные многолетнего изучения микрофлоры подземных вод на площади действующих и проектируемых газохранилищ показывает, что наибольшая интенсивность процессов бактериального окисления УВ наблюдается в интервале 0-300 м.

Таким образом, теоретические предпосылки и практика проведения газобактериальных съемок подтверждают возможность ассимиляции микроорганизмами на отдельных участках осадочной толщи значительной части газа, мигрирующего от газонефтяных залежей к дневной поверхности.

Биохимические процессы окисления УВ, происходящие в водонасыщенной среде, приводят к изменению состава вод, в частности к уменьшению содержания сульфатов в водах, повышению концентрации гидрокарбонатов и т.п. Кроме того, восходящий поток флюидов в зонах месторождений ведет к обогащению вод, расположенных над залежами горизонтов такими компонентами ОВ, как бензол, толуол, фенол, аммоний, йод, фосфор и другие, которые несут информацию о наличии залежей нефти и газа на глубине. В результате всех отмеченных процессов в водах и породах верхних

частей разреза над залежами формируются различного рода гидрогазобиохимические аномалии. Таким образом, тесная генетическая связь между газовыми, бактериальными и гидрохимическими показателями определяет необходимость их комплексирования при геохимических поисках залежей нефти и газа, проводимых в верхней зоне осадочного чехла.

Различные виды микрофлоры, окисляющей газообразные продукты, а также их генерирующей, перемещаются прежде всего по водопроницаемым породам из областей питания в более глубокие слои навстречу мигрирующим углеводородным газам. Границы их распространения в тех местах, где имеются горючие газы, определяются биологическими барьерами различного типа: высокой минерализацией вод и температурой среды (более 80-90 °С), значительной плотностью пород, их радиоактивностью и неблагоприятными значениями рН.

Исследования подземных вод и пород в зоне нефтяных и газовых месторождений показали, что присутствующая в них микрофлора жизнедеятельна и представлена различными физиологическими группами. В мезо-кайнозойских отложениях количество и глубина распространения микрофлоры более значительны, нежели в отложениях палеозойского возраста. В глубинных отложениях бактерии, окисляющие газообразные углеводороды, встречаются значительно чаще организмов, использующих метан, пропан и бутан, что объясняется более широким диапазоном значений давления, температур, минерализации и значений рН среды, которые способны сносить микроорганизмы первой группы.

По глубине распространения группы бактерий, окисляющих горючие газы, можно судить о нижней границе зоны гипергенеза. Биохимическая деятельность этой группы бактерий может оказывать существенное влияние на концентрацию и компонентный состав углеводородных и других газов. Изменение компонентного состава газов, находящихся в свободном или сорбированном состоянии, происходящее при участии микроорганизмов, можно назвать биохимическим метаморфизмом газов.

Значение этого процесса для определения генезиса УВГ и их принадлежности к тому или иному продуктивному пласту изуча-

лась на примере отдельных площадей Северного Кавказа, Волго-Урала и подземных газохранилищ Ленинградской, Московской областей и Латвии.

Результаты наблюдения за динамикой газов, мигрировавших по различным нарушениям на площади газохранилищ, а также при утечке из аварийных скважин на промыслах, позволили разработать ряда критериев практического характера. Выяснилось, что при прохождении углеводородных газов через химически и биологически активные среды прежде всего претерпевают изменения их наиболее тяжелые гомологи - бутан и пентан, затем уменьшается содержание пропана и этана.

Поскольку в менее плотных, лучше аэрируемых породах биохимические процессы протекают более активно, они, очевидно, оказывают большее влияние на изменение состава газов, нежели на процессы диффузионного разделения газов, преобладающие в более плотной нижней части разреза. Концентрация газов и биогенность пород, перекрывающих залежь, зависят как от глубины залегания источника углеводородов, так и от его мощности. В связи с этим совместное рассмотрение упомянутых показателей может существенно облегчить интерпретацию результатов газобиохимических исследований.

Наличие углеводородокисляющих бактерий в осадочных породах и водах, интенсификация их жизнедеятельности на участках повышенного скопления миграционных УВГ (аномалий) и изменение концентрации и состава УВГ под влиянием бактерий служат основой применения биогеохимического метода поиска залежей нефти и газа.

К микробиологическим показателям нефтегазоносности относятся микроорганизмы, использующие в качестве источников жизнедеятельности УВ. Установлена приуроченность к газонефтяным месторождениям различных видов микроорганизмов, избирательно использующих метан и ТУ. Наиболее показательными в нефтегазопроисковом отношении являются бактерии, окисляющие пропан, бутан и частично пентан.

Используемые микробиологические показатели при поисках нефти и газа подразделяются на прямые (окисляющие, газо- и паро-

образные УВ) и косвенные (водородокисляющие, десульфатизирующие) показатели, а также контрольные организмы (разрушающие клетчатку, метан- и водородобразующие). К благоприятным показателям нефтегазоносности относят наличие в подземных водах бактерий, окисляющих водород, ксилон, толуол и нафталин. Среди микробиологических показателей различают региональные показатели, к которым причисляют сульфатредуцирующие бактерии в активном состоянии или активные процессы сульфатредукции (присутствие в водах сероводорода, в породах пирита и т. д.).

Имеющиеся материалы позволяют считать микробиологические показатели (бактерии, окисляющие газообразные и жидкие УВ; сульфатредуцирующие, денитрифицирующие и др.) главным образом косвенными индикаторами нефтегазоносности. Отсутствие микрофлоры в подземных водах нельзя рассматривать как отрицательный показатель, так как жизнедеятельность микроорганизмов зависит от различных факторов (температуры, рН среды, минерализации и др.). Микробиологические показатели приобретают важное значение при нефтегазопроисследовательских работах, проводимых по приповерхностным водам.

4.4. Обоснование битуминологического метода поисков залежей УВ и битуминологические показатели нефтегазоносности [6, 14]

При наличии в разрезе углеводородных скоплений идущий от них миграционный поток нефтяных компонентов может достигнуть зоны геохимического зондирования, изменяя сингенетичный органический фон. В отложениях формируется геохимическое поле, характеризующееся наличием двух составляющих - фоновой и аномальной, обнаружение и разделение которых является главной задачей нефтепоисковой битуминологии.

Принципы выделения аномальных полей (битуминологических аномалий) на сингенетичном фоне базируются на различии их вещественного состава и геологической приуроченности.

Битуминологическая аномалия, представляя собой область аккумуляции миграционных компонентов нефтегазовой залежи, унас-

ледованно сохраняет черты вещественного состава нефти и формируется в определенных литологических типах пород и структурных элементах (сводах антиклинальных поднятий, зонах тектонического дробления, приподнятых участках моноклинально залегающих пластов), т.е. имеет локализованный характер.

Определяющими факторами формирования битуминологических аномалий являются: положение нефтяной (нефтегазовой) залежи в разрезе, характер структурно-тектонического плана исследуемого района, литологический состав отложений, перекрывающих залежь и слагающих разрез, состав флюидов залежи и др. Соотношение перечисленных факторов в природных условиях может быть самым различным, что оказывает влияние на развитие всего процесса в целом.

Оптимальная геологическая ситуация создается при следующих условиях: достаточно близкое расположение нефтегазовой или газоконденсатной залежи с нефтяной оторочкой от верхних горизонтов разреза, структурно-тектоническая обстановка (наличие нарушений), обеспечивающая интенсивную миграцию флюидов от залежи, наличие покрывки, сохраняющей аномалию, минимальное влияние вторичных факторов, приводящих к разрушению аномалии. В таких благоприятных условиях битуминологическая аномалия проявляется контрастными показателями на сингенетичном фоне.

В качестве примера рассмотрим обнаруженную битуминологическую аномалию в карбонатных отложениях венлокского яруса (силур) на Сигово-Подкаменном брахиантиклинальном поднятии (Курейско-Летнинский мегавал). В пределах поднятия газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой расположена в 300-400м от места формирования битуминологической аномалии; тектоническая активность всей структурной зоны мегавала обусловила высокую раздробленность отложений, перекрывающих залежь; коллекторские свойства карбонатных отложений венлокского яруса (повышенная пористость и проницаемость) благоприятствовали накоплению продуктов миграции от залежи, а перекрывающие загипсованные красноцветы девона служили надежной покрывкой для сохранения аномалии. Влияние вторичных факторов проявилось в температурном воздействии траппового магматизма, что

привело к частичной потере низкомолекулярных углеводов. Вещественный состав битуминологической аномалии унаследованно сохранил черты общности с залежью (преимущественно алкановый став углеводородной фракции, высокая доля изоалканов). Наличие аномалии в указанном случае было подтверждено всеми нефтепоисковым и битуминологическим и показателями.

В платформенных областях, где сосредоточены в настоящее время нефтепоисковые и нефтедобывающие объекты, нет оснований ожидать широкого распространения подобного рода геологических условий. Наиболее вероятно здесь отсутствие многих благоприятных факторов, что существенно усложняет процесс формирования битуминологических аномалий, генетически связанных с залежами, и соответственно их выявление. Вместе с тем платформенный режим развития территорий, как правило, обуславливает низкую катагенетическую преобразованность ОВ верхних горизонтов разреза, составляющих зону геохимического зондирования, а следовательно, и коренные различия вещественного состава сингенетического фона и образующихся аномальных полей.

На слабо преобразованном сингенетичном фоне значительно повышается контрастность битуминологических аномалий при их низкой количественной выраженности.

При значительном удалении залежи от дневной поверхности, преобладании в разрезе покровов слабопроницаемых пород и незначительной тектонической нарушенности отложений миграция крупных молекул затруднена, в результате образуются микроскопления относительно низкомолекулярных жидких соединений, которые наиболее надежно фиксируются методом газожидкостной хроматографии. Хроматограммы n-алканов в таком случае имеют двухчленное строение: область аномально высоких пиков в интервале $C_{11} - C_{13}$, которые в сумме составляют до 70 % от общего содержания n-алканов, переходит в плавно убывающий ряд от C_{15} до $C_{30} - C_{32}$.

Формирующиеся в зоне гипергенеза битуминологические аномалии наиболее часто подвержены биохимическому окислению и разрушению вследствие ухода в атмосферу низкомолекулярных углеводов. Биохимическое окисление приводит к перераспре-

делению компонентов битумоида - значительно возрастает доля смолисто-асфальтовых соединений при одновременном уменьшении количества углеводородов и изменении их состава. Так, в карбонатных отложениях ангарской свиты нижнего кембрия на Верхнетохомском поднятии (Подкаменно-Тунгусская ступень) в результате действия инфильтрационных сульфатных вод активный процесс разрушения битуминологической аномалии привел к окислению миграционного нефтяного вещества практически до малът. В компонентном составе битумоида резко уменьшилось содержание масел (до 12-15 %) и одновременно увеличилось количество асфальтенов (до 20 % и более). Изменилось не только соотношение компонентов в балансе битумоида, но и их структура. В бензольных смолах, например, появились кислородные структуры фталатного типа, нехарактерные для этой фракции нефтей; в спирто-бензольных смолах исчезли сульфоксидные группировки и существенно сократилось количество групп CH_2 , CH_3 . Только в маслах сохранились структура углеводородных соединений и характер распределения алканов нормального и изопреноидного строения, свойственные нефтям и конденсатам района исследований. Это и позволило с учетом ряда геологических показателей (морфологические особенности размещения битуминозных компонентов в породе, площадное распространение и т.п.) зафиксировать наличие битуминологической аномалии при существенном отличии вещественного состава сингенетичного фона отложений.

Формирование битуминологических аномалий вблизи дневной поверхности при отсутствии или незначительной мощности слабопроницаемых перекрывающих пород происходит с потерей низкомолекулярных углеводородных соединений. В большей степени это проявляется на составе газовой составляющей пород (резко снижается количество метана и его ближайших гомологов), однако по характеру распределения n-алканов в маслах битумоидов также обнаруживается исчезновение соединений до C_{14} – C_{16} .

Специфика проведения химико-битуминологического анализа исключает возможность обнаружения аномалий, если источником питания была газовая залежь, поэтому основным поисковым геохимическим методом в подобной ситуации выступает газометрия.

Вместе с тем на большом числе исследованных площадей было установлено, что в пределах выявленных газовых аномалий под влиянием углеводородного потока происходят изменения в структуре смолистых соединений сингенетического фона. Создающаяся восстановительная обстановка среды способствует разрушению соединений фталатного типа в бензольных смолах с новообразованием кислотных и спиртовых, что фиксируется на ИК - спектрах. Этот косвенный показатель в сочетании с данными газометрических исследований позволяет более надежно выделять геохимические аномалии.

Одним из наиболее однозначных показателей, подтверждающих генетическую связь битуминологических аномалий с залежами, является наличие элементов общности их углеводородного состава. Однако, чем длиннее и сложнее путь миграционного потока, тем меньше вероятность обнаружения подобной общности. Очевидно, генетическую унаследованность следует искать в наличии специфических групп соединений вплоть до индивидуальных. Так, например, для Тунгусской синеклизы и ее обрамления генетическим метчиком оказались изоалканы, которыми обогащены нефти и конденсаты этого региона.

Выявление битуминологических аномалий и обоснование их генетической связи с залежами проводится с помощью *нефтепоисковых битуминологических показателей*.

В основу комплекса показателей положено представление о том, что вещественный состав и характер битуминологических аномалий должны сохранять элементы общности с залежью. Специфическое соотношение УВ и неуглеводородных компонентов в нефтях, особенности структуры этих компонентов, характера распределения алканов и другие характеристики использованы для обоснования этих показателей и установления их информативности.

Информативность отдельных показателей и всего их комплекса, соотношение между ними и контрастность аномалий находятся в зависимости от целого ряда первичных и вторичных факторов. Наиболее благоприятными геологическими условиями битуминологической аномалии являются расположение нефтяной залежи достаточно близко от места ее образования, наличие путей для свободной ми-

миграции флюидов и надежной покрышки, обеспечивающей сохранность залежи. В этом случае аномалия проявится контрастными показателями, близкими по характеру к аналогичным показателям нефтяной залежи. Однако в зоне геохимического зондирования наиболее вероятно присутствие битуминологических аномалий, при формировании которых совокупности перечисленных благоприятных условий не существует. В одних случаях питающая залежь находится на значительной глубине и процесс миграции протекает в затрудненных условиях, что отражается на количественных и качественных показателях, в других – аномалия подвержена влиянию вторичных факторов и т.п. Указанные обстоятельства определили дифференцированный подход к интерпретации нефтепоисковых битуминологических показателей и необходимость комплексного их использования.

В основу диагностики битуминологических аномалий, генетически связанных с залежами, положены следующие показатели.

1. Повышенное содержание битуминозных компонентов в балансе ОВ для терригенного разреза и неравномерное (мозаичное) битумонасыщение карбонатных комплексов, согласующееся с изменением коллекторских свойств этих отложений. Изменение в балансе ОВ, вызванное притоком миграционных компонентов залежи, приводит к резкому повышению битумоидного коэффициента β , составляющего 300-500 мг/г $C_{орг}$ и более.

2. Высокая обогащенность ОВ, водородом и подвижными (жидкими) водородсодержащими соединениями, что фиксируется на ЯМР-спектрах сигналом значительной амплитуды при минимальной ширине. В том случае, когда имело место биохимическое окисление, сопровождавшееся разрушением УВ соединений и новообразованием смолисто-асфальтовых компонентов, параметры ЯМР-сигнала изменяются - амплитуда уменьшается в несколько раз, а ширина увеличивается.

3. Низкий парамагнетизм ОВ вследствие преобладания в его балансе битуминозных компонентов, характеризующихся невысокой концентрацией парамагнитных центров.

4. Преобладание в компонентном составе битумоида масляной фракции, количество которой достигает 50 % и более, при низком

содержании асфальтенов. Высокая информативность этого показателя основана на том, что количественное преобладание масляной фракции в составе битумоида реально при наличии миграционного потока углеводородов. В зонах гипергенного окисления количественные соотношения компонентов битумоида сдвигаются в сторону преобладания смолисто-асфальтеновых соединений; наиболее заметно возрастает содержание асфальтенов.

5. Аналогия структурных групп и их соотношений в компонентах битумоида и в соответствующих фракциях нефтей. В этом показателе проявляются все тонкости генетической унаследованности, так как для каждой фракции нефтей специфичны определенный набор структур и определенные их соотношения. Масла битумоида не содержат кислородных структур и длинных парафиновых цепей, парафино-нафтеновые структуры обладают высокой степенью разветвленности, голаядерные ароматические группировки не имеют глубокого сопряжения с другими типами структур, т.е. фракция обладает УВ составом.

6. Элементы общности УВ состава битумоидов и флюидов залежи. Естественно, что этот показатель следует рассматривать в качестве прямого, отражающего генетическую связь битуминологической аномалии с залежью для районов, где таковые обнаружены.

Степень общности УВ состава битумоидов и флюидов залежи - показатель, зависящий от целого ряда факторов. Даже при самых благоприятных геологических условиях практически исключается полная общность, так как при миграции в той или иной мере изменяются количественные соотношения УВ классов и их состав.

Геохимические исследования, проведенные на многопластовых месторождениях в различных нефтегазоносных провинциях, показали, что в зависимости от типа и масштаба миграции, физико-химических свойств и мощности перекрывающих пород, термодинамической обстановки и т. д. проявляются специфические закономерности в изменении УВ состава мигрирующих флюидов. В связи с этим генетическую унаследованность УВ состава залежи следует искать в поведении определенных групп соединений (вплоть до индивидуальных), сохраняющихся при миграции. Так, нефти и конденсаты Тунгусской синеклизы и ее обрамления характеризуются

метановым составом при высоком содержании изоалканов. В маслах битумоидов битуминологической аномалии, установленной на Сигово-Подкаменном и Верхнетохомском поднятиях, выявлены аналогичные особенности по классу алканов, тогда как для ароматических и нафтеновых углеводородов проследить закономерную связь не представилось возможным.

Рассмотренные показатели непосредственно фиксируют присутствие УВ и неуглеводородных соединений, мигрировавших от залежи, т. е. являются прямыми геохимическими показателями.

Практическое использование разработанных нефтегазопроисковых битуминологических показателей возможно при рассмотрении их в комплексе, так как соотношения между ними позволяют не только обнаружить битуминологическую аномалию и установить ее генетическую связь с залежью, но и определить характер вторичных процессов, оказавших на нее влияние.

4.5. Обоснование литогеохимического метода поисков залежей УВ и литогеохимические показатели нефтегазоносности [6]

Данный вопрос весьма слабо изучен как в теоретическом плане, так и по фактическому материалу нефтегазоносных регионов. Трудно допустить прямое химическое взаимодействие насыщенных углеводородов с породами при низких температурах. Однако косвенное воздействие на породы мигрирующих УВ с участием бактерий или под влиянием радиоактивных и других процессов вполне реально.

Встречающиеся при проведении геохимических нефтегазопроисковых работ породы верхней части осадочного чехла, как правило, находятся на стадиях начального катагенеза. Используемое при таких работах структурно-геохимическое бурение не превышает 1000 м (300-700 м). Песчано-алевролитовые породы обычно слабоцементированы, глинистые породы не доходят до стадии образования аргиллитов, а карбонатные породы не перекристаллизованы и сохраняют свой афонитовый, мелкозернистый органогенный

или хемогенный вид. Весьма редко в этой зоне встречаются метаморфизованные породы (сливные кварциты, перекристаллизованные известняки и аргиллиты).

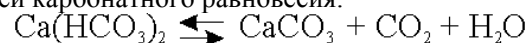
Диффузионно-фильтрационный поток от нефтегазовой залежи может воздействовать на породы разреза по-разному в зависимости от их литологического состава и удаленности от залежи.

В результате тектонических процессов, продолжающихся после формирования залежей, в течение геологического времени создаются пути миграции для флюидов (временные и длительные), по которым в верхние горизонты устремляется миграционный поток глубинных высокоминерализованных вод вместе с растворенными и свободными углеводородами. Воды обычно относительно обогащены магнием, бикарбонатами, йодом, бромом и др., содержат в растворенном виде CO_2 , а в некоторых случаях (если углеводородные флюиды залегают в карбонатно-сульфатных отложениях) и H_2S .

В зоне затрудненного газообмена под влиянием проникающих вод и растворенных газов можно ожидать следующие изменения в породах.

1. Вследствие реакций обмена между ионами Ca и Mg ион Mg проникает в кристаллическую решетку карбоната кальция (породы цемента), т.е. происходит частичная вторичная доломитизация. При этом улучшаются коллекторские свойства пород, что способствует повышению концентрации мигрирующих углеводородных газов.

2. Большую роль в изменении состава и свойств пород играет углекислый газ. Его концентрация в значительной мере регулируется реакцией карбонатного равновесия:



Высокое содержание в воде CO_2 смещает реакцию влево, pH понижается; резкое уменьшение концентрации CO_2 смещает реакцию вправо, pH повышается.

Углекислота действует на силикаты и алюмосиликаты, обуславливая вторичное окремнение и другие процессы.

Эти реакции возможны в зонах свободного и частично затрудненного водогазообмена под влиянием углекислого газа, образующегося в результате бактериального окисления миграционных углеводородов.

3. При редукции сульфатов за счет углеводородов и сульфат-восстанавливающих бактерий, которые являются строгими анаэробами, образуются вторичный пирит и сера.

4. В определенных условиях (наличие глубинных разломов, сейсмоактивных зон и др.) изменение свойств пород под влиянием мигрирующих углеводородов возможно в результате радиационно-химических реакций (радиолиза воды и органических веществ, включая углеводороды).

Для зоны затрудненного газоводообмена характерны интенсивный вынос ионов Fe и Mn, пиритизация и монтмориллонитизация гидрослюдистых глин, повышение радиоактивности пород, уменьшение окислительно-восстановительного потенциала, увеличение рН, газовой и битумной составляющих, содержания H_2S , перекристаллизация известняков, разуплотнение глин и известняков, уменьшение электрического сопротивления пород.

Взаимодействие углеводородов с породами в этой гидродинамической зоне приводит к образованию CO_2 , ряда органоминеральных комплексов, высвобождению кремнезема и других веществ, которые частично мигрируют в верхнюю геохимическую зону, а частично идут на окремнение и перекристаллизацию известняков зоны затрудненного газообмена.

В зоне грунтовых вод происходит «улавливание» мигрантов из первой зоны, а процессы воздействия углеводородного потока на породы ослабевают. Однако здесь CH_4 и другие углеводороды окисляются аэробными бактериями с образованием значительных количеств CO_2 . Взаимодействие CO_2 и, возможно, других продуктов разрушения углеводородов с породами может идти по указанным выше реакциям. В результате в той или иной мере изменяется концентрация таких важных породообразующих элементов, как Ca, Si, Mg, Na, K, Fe и др.

Таким образом, во всех геохимических зонах будут фиксироваться изменение элементного и минерального состава пород, а также их физических свойств. На основе приведенных теоретических данных и фактического материала по ряду регионов намечаются основные направления исследований. Они сводятся к необходимости рассматривать изменения пород под воздействием флю-

идов, мигрирующих из залежей нефти и газа, как единый взаимосвязанный процесс перераспределения элементного и минерального состава пород и изменения их физических и физико-химические свойств.

Исследования изменений в породах важно начинать с изучения их элементного состава - содержания Fe, Mn, V, Ni, Cu, Ca, Si, U(Ra), Th, K, Al, Na, Ti и их соотношений Fe/Mn, V/Ni, Mn/Cu, Th/U(Ra), Ca/Si (карбонатизация), Si/Al (окремнение), K/Na, Al/Na, Al/Ti (физико-химические условия среды в глинистых разностях пород).

Перед рассмотрением характера распределения элементов и изменений их соотношений целесообразно выявить средний элементный состав пород разреза (статистически) в сопоставлении с кларками элементов соответствующих типов пород. На фоне установленных кларковых значений указанных элементов выявляются зоны повышенных и пониженных содержаний отдельных элементов на исследуемой площади. Рассчитываются соотношения элементов и строятся схемы характера изменений этих величин по разрезу и площади исследуемого района. Такой подход позволяет выделить специфические геохимические зоны и участки их разреза, предположительно подверженные влиянию мигрантов от нефтегазовых залежей.

Вторым этапом является исследование минерального состава пород. Изучением пород разреза в шлифах, с помощью электронного микроскопа, рентгеновских и других приборов устанавливается минеральный состав пород и рассчитывается доля этих минералов в породе.

На основе полученной информации строятся литолого-петрографические профильные разрезы с выделением зон вторичного изменения пород, которые сопоставляются с характером распределения углеводородов по разрезу. Все это позволяет наметить вероятные интервалы изменения пород, обусловленные воздействием флюидов, мигрирующих из нефтегазовых залежей.

Дальнейшим этапом исследований является изучение физических свойств пород каротажными и лабораторными методами (распределение КС, ГК; радиоактивности по U(Ra), K и Th; плотности, пористости и др.).

Полученные данные в совокупности позволяют наметить вероятную зону миграции флюидов из нефтегазовых залежей, что дает дополнительную информацию при оценке перспектив поисковых площадей.

4.5.1. Радиогеохимический метод поисков залежей УВ [15]

Теоретические предпосылки возможности применения методов радиогеохимии при прогнозировании и поисках месторождений нефти и газа, сформулированные рядом российских и иностранных ученых, основываются на теории вертикальной миграции УВ из залежей.

Продукты распада УВ – углекислый газ, вода, сероводород и другие мигрирующие в результате диффузии и фильтрации из залежи газы и воды – стимулируют эпигенетические процессы, приводящие к изменению физико-химических параметров среды, что выражается в преобразовании пород надпродуктивного комплекса, возникновении специфичных минеральных ассоциаций, нарушении окислительно-восстановительных обстановок и перераспределении некоторых химических элементов, в том числе радиоактивных.

Под воздействием эпигенетических процессов, вызванных влиянием УВ залежей, над месторождениями нефти и газа на протяжении длительного геологического времени происходит формирование специфического радиогеохимического поля, характеризующегося своеобразными полями распределения общей радиоактивности, уровнями накопления радиоактивных элементов и характером их взаимосвязи.

Практика показывает, что радиационная производная (мощность экспозиционной дозы) над и вокруг залежей УВ варьирует в незначительном диапазоне по сравнению с фоновыми значениями. В свое время этот факт во многом обусловил ограничение применения радиогеохимических методов. Появление современной лабораторно-аналитической базы и измерительной аппаратуры, новых типов детекторов и методических приемов, позволяющих выявлять слабые изменения радиогеохимического поля, возродило интерес к

применению радиогеохимических методов для прогнозирования и поисков месторождений нефти и газа.

Выполненные недавно исследования на ряде площадей Западной Сибири показали, что комплексное радиогеохимическое картирование с применением методов полевой термолюминесцентной радиометрии и гамма-спектрометрии позволяет с высокой степенью вероятности выявлять нефтегазоносные структуры.

Комплекс радиогеохимического картирования включал термолюминесцентную радиометрическую и гамма-спектрометрическую съемки по поверхности.

В качестве измерительных элементов термолюминесцентной радиометрической съемки применялись поликристаллические термолюминесцентные дозиметры (ТЛД) на основе LiF, позволяющие фиксировать суммарную составляющую радиоактивности (α , β , γ) и обладающие высокой чувствительностью. Все предварительно прокалиброванные по чувствительности дозиметры помещались в водонепроницаемую упаковку и устанавливались на точках измерения на глубину 0,5-0,7 м. Время экспозиции измерительных элементов в среднем составляет 15-30 сут.

Гамма-спектрометрическая съемка проводилась с применением полевых гамма-спектрометров-концентрометров типа РКП-305М, РСР-101М. Измерения осуществлялись в точках установки ТЛД с определением содержания К, U (по ^{226}Ra), Th. Для статистической достоверности на каждой точке опробования производится тройное измерение параметров.

В качестве основных критериев при выделении прогнозных участков нефтегазоносности использованы:

- торий-урановое отношение (Th/U);
- показатель интенсивности перераспределения естественных радионуклидов;
- интенсивность термолюминесценции.

Исследования проводились в пределах известных нефтегазоносных структур: Западно-Полуденной, Северо-Васюганский и Мыльджинской.

Результаты комплексного радиогеохимического картирования показали, что радиогеохимическое поле в пределах исследованных

нефтегазоносных структур имеет довольно ярко выраженные специфические особенности распределения анализируемых радиоэлементов и их интегрированного показателя - интенсивности термолюминесценции. Необходимо отметить, что поля анализируемых параметров каждого объекта при наличии ряда общих закономерностей в характере распределения радиогеохимических показателей имеют и отличительные особенности, что в каждом случае требует индивидуального подхода.

В частности, Северо-Васюганская площадь по сравнению с Западно-Полуденной и Мыльджинской характеризуется несколько пониженными уровнями накопления K, Th, U и интенсивностью термолюминесценции. Эти различия в значениях радиогеохимических показателей вызваны как размерами и глубиной залегающих залежей, а соответственно и степенью интенсивности эпигенетических преобразований пород надпродуктивного комплекса, так и литолого-ландшафтными особенностями территорий, тектоническим строением, гидродинамическим режимом подземных вод и другими факторами.

Поля концентраций радиоактивных элементов над нефтегазовыми месторождениями характеризуются высокой степенью дифференциации в распределении K, Th, U и имеют более сложное строение, чем за их границами (табл. 16).

В пределах исследованных площадей четко фиксируются оси, относительно которых намечается радиогеохимическая зональность. Учитывая довольно выдержанный литолого-фациальный состав подпочвенных геологических образований, можно с большой долей уверенности сказать, что строение радиогеохимического поля на участке локализации УВ-залежей в первую очередь обусловлено особенностями глубинного строения (в том числе тектонического) и проявленностью эпигенетических процессов (прежде всего окислительно-восстановительного характера). Тем не менее анализ только моноэлементных карт не позволяет с высокой степенью достоверности оконтуривать положение УВ-залежей.

Таблица 17

Коэффициент вариации распределения радиоактивных элементов в различных частях нефтегазоносных площадей, %

Площадь	Контур месторождения			Фоновая часть площади		
	К	Th	U	К	Th	U
Западно-Полуденная	34	32	36	26	23	22
Северо-Васюганская	64	53	63	56	45	51
Мыльджинская	48	46	49	33	42	36

Более четко неоднородности строения радиогеохимического поля, вызванные влиянием УВ-залей, просматриваются при анализе основных компонентов комплексного радиогеохимического показателя – Th/U, интенсивности перераспределения естественных радионуклидов и интенсивности термолюминесценции.

Существование зон, характеризующихся аномальными значениями Th/U, по всей видимости, связано с резкими изменениями физико-химических параметров среды, произошедшими в результате эпигенетического воздействия мигрирующих из залежи жидких и газообразных компонентов. Изменение окислительно-восстановительных обстановок в свою очередь послужило причиной перераспределения урана.

Выявленные зоны высокой интенсивности перераспределения естественных радионуклидов, пространственно совпадающие с полями аномальных значений Th/U, также подтверждают существование геохимических барьеров и, очевидно, фиксируют структуры, вмещающие залежи УВ.

Фиксируемые в пределах нефтегазоносных площадей оси, относительно которых наблюдается радиогеохимическая зональность, трассируют на поверхности положение глубинных нефтегазоносных структур. Выделенные на основании комплексного радиогеохимического показателя прогнозные участки предполагаемой нефтегазоносности с высокой степенью достоверности контролируют положение УВ-залей.

На Западно-Полуденной площади в область выделяемых радиогеохимических аномалий (рис. 40, А) попадает 91,7 % разведочных скважин, вскрывших УВ залежи, из которых 45,4 % находятся в контуре участка с высокими перспективами нефтегазоносности. В пределах участков с высокими и средними перспективами нефтегазоносности отсутствуют разведочные скважины, не давшие притока нефти.

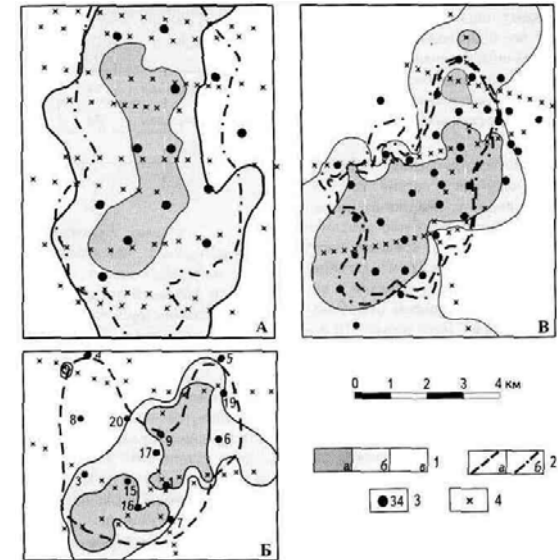


Рис. 40. Прогнозная схема нефтегазоносности по данным радиогеохимического картирования площадей:

А – Западно-Полуденной, Б – Северо-Васюганской, В – Мыльджинской; 1 – перспективность нефтегазоносности: а – высокая, б – средняя, в – низкая; 2 – газо- (а) и водонефтяной (б) контакты по данным геолого-геофизических исследований; 3 – разведочная скважина и ее номер; 4 – точка комплексного радиогеохимического исследования

На Северо-Васюганской площади практически все разведочные скважины, давшие промышленный приток УВ (исключение составляет одна скважина), находятся внутри контуров участков с высокими и средними перспективами нефтегазоносности. При этом боль-

шинство скважин, вскрывших пласт с максимальной мощностью эффективной газонасыщенности, расположены в пределах участков с высокими перспективами нефтегазоносности (см. рис. 40, Б).

Все разведочные скважины на Мыльджинской площади, давшие притоки УВ, находятся в контуре выделяемой радиогеохимической аномалии, причем 69,2 % из них приходится на участок с высокими перспективами нефтегазоносности (см. рис. 40, В).

Все изученные нефтегазоносные структуры отбились показателями Th/U, интенсивности перераспределения естественных радионуклидов, интенсивности термолюминесценции, а также комплексным радиогеохимическим показателем.

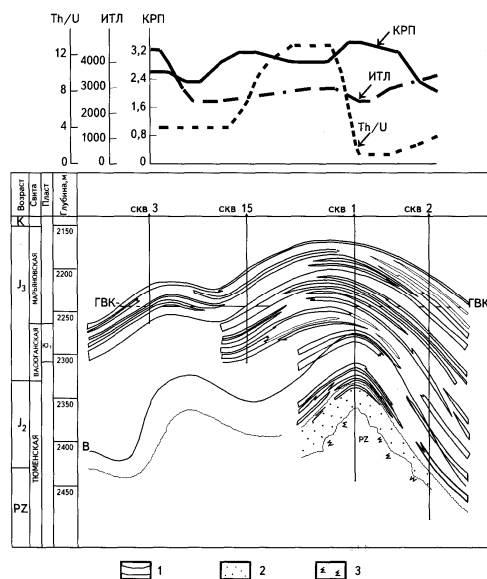


Рис. 41. Характер изменения комплексных радиогеохимических показателей по профилю Северо-Васюганского газоконденсатного месторождения:

1 – продуктивный пласт Ю₁; 2 – кора выветривания; 3 – палеозойский фундамент; В – отражающий горизонт; ИТЛ – интенсивность термолюминесценции; КРП – комплексный радиогеохимический показатель

На значения радиогеохимических показателей Западно-Полуденного и Мыльджинского месторождений, имеющих сложное, многоуровневое строение, в той или иной мере оказывают влияние все существующие нефтегазоносные пласты с доминирующей ролью продуктивных горизонтов верхней части разреза. Определение числа и качества нефтегазоносных пластов на данном этапе исследований затруднено. Тем не менее при анализе результатов комплексного радиогеохимического картирования в пределах Северо-Васюганской площади, имеющей более простое геологическое строение, были выявлены зависимости между значениями радиогеохимических показателей и некоторыми характеристиками продуктивного пласта (рис. 41). Так довольно высокие коррелятивные связи между глубиной залегания ($r = 0,85$), эффективной газонасыщенностью продуктивного пласта ($r = 0,34$) и значениями комплексного радиогеохимического показателя.

Данные исследования проводились в пределах месторождений, связанных с антиклинальными структурами. Учитывая эпигенетическую природу радиогеохимических аномалий, формирующихся над местами локализации УВ залежей, можно говорить, что по значениям радиоактивной производной будут фиксироваться также литологически и тектонически экранированные нефтегазоносные залежи.

Таким образом, полученные результаты радиогеохимических исследований в пределах изученных площадей позволяют говорить о целесообразности применения методов радиогеохимии при прогнозировании и поисках нефтегазовых месторождений в комплексе с опережающими методами структурной геофизики.

5. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОСТРОЕНИЯ НА РЕГИОНАЛЬНОМ ЭТАПЕ ИССЛЕДОВАНИЙ [5, 16]

На региональном уровне исследований рекомендуется составление следующих графических геохимических приложений.

1. Составление литолого-геохимических разрезов конкретных скважин с нанесением максимальной геолого-геохимической информации.

Обязательными параметрами являются следующие: содержание OB ($C_{орг}$), битумоидов (хлороформенного экстракта – ХБ и спиртобензольного – СББ), типов битуминозных структур и текстур, степени битуминизации OB – коэффициент β , параметров – показателей катагенеза (например, данных пиролиза), данных о составе битумоида, керогена и т.д. Пример такого опорного геохимического разреза приведен на рис. 42.

2. Составление сводного литолого-геохимического разреза.

3. Построение карт распределения геохимических параметров по отдельным горизонтам. Составлению таких карт должно обязательно предшествовать геохимическое картирование, включающее построение карт распределения $C_{орг}$ и некоторых других геохимических параметров: ХБ, битумоидного коэффициента β .

Подобные карты можно составлять по результатам массовых определений $C_{орг}$, ХБ, обязательно сопровождая их результатами детальных литолого-геохимических исследований опорных разрезов.

В качестве объекта геохимического картирования обычно принимается литолого-стратиграфический комплекс (чаще всего свита). Выбор объекта определяют прежде всего задачи исследования (обычно это региональная нефтематеринская толща или покрывка), уровень исследования (бассейн, область, район, формация, часть формации).

1) карта распределения $C_{орг}$. В качестве основного картируемого параметра обычно берутся средневзвешенные содержания $C_{орг}$ на свиту или формацию, рассчитанные по толщине различных типов пород и соответствующей концентрацией в них $C_{орг}$. При наличии большого количества определений по опорным разрезам средние

концентрации $C_{орг}$ устанавливаются методом скользящей средней. Эти карты целесообразно совмещать с картами распределения фаций, литофаций, песчаности и др. (рис. 43).

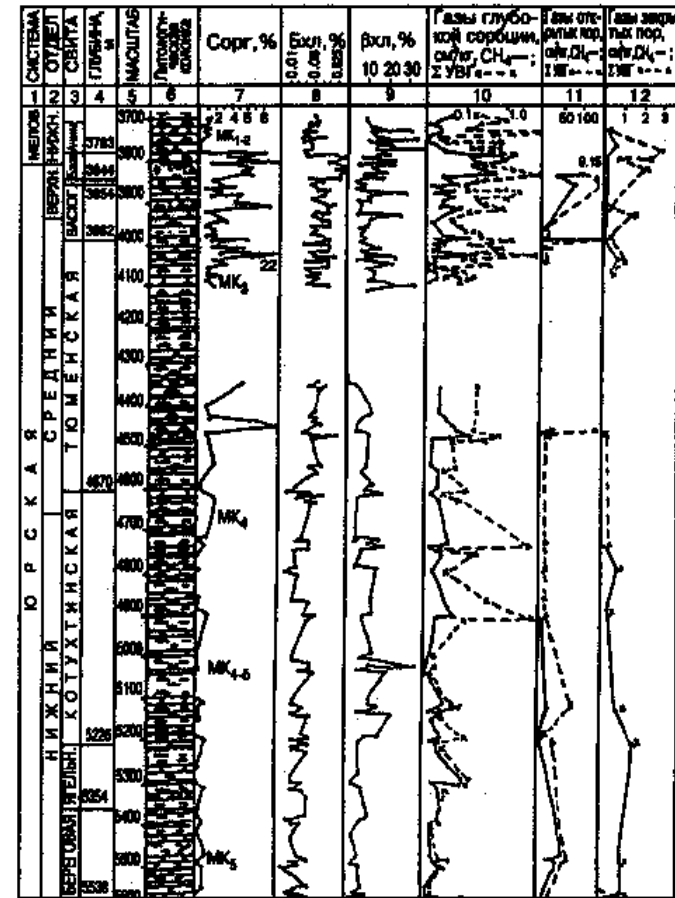


Рис. 42. Литолого-геохимический разрез юры и нижнего мела Тюменской сверхглубокой скважины (СГ-6)

Данные о генетическом типе ОВ наносятся на те же карты цветом, крапом или отдельным условным знаком. Обычно представляется воз-

можно выделить хотя бы трех генетических типов рассеянного ОВ. Например, преимущественно сапропелевое, смешанное и преимущественно гумусовое (доля гумусовых компонентов составляет менее 10, 10-30, 30-50 и более 50%). При специальных исследованиях строят отдельные карты типов ОВ. Информацию о генетическом типе ОВ также наносят на палеогеографические и палеофациальные карты. При наличии представительной информации по результатам пиролиза в качестве картируемого параметра берутся значения ТОС, водородного индекса и др.

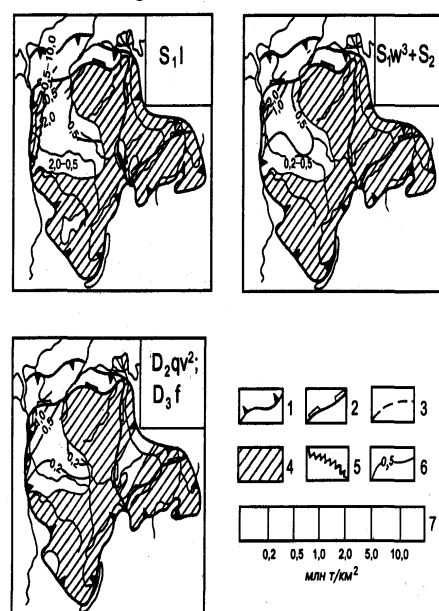


Рис. 43. Схематические карты распределения $C_{орг}$ в нефтегазоматеринских горизонтах домезозойских отложений Сибирской платформы:

Границы: 1 – Сибирской платформы, 2 – мезозойских прогибов, 3 – распространения нефтематеринских отложений; 4 – области, где рассматриваемые отложения отсутствуют; 5 – зоны быстрого выклинивания отложений с высоким $C_{орг}$; 6 – линии равных плотностей масс $C_{орг}$, млн т/км²; 7 – шкала плотностей масс $C_{орг}$ (дается в цвете)

2) карта распределения величины битумоидного коэффициента; $\beta = ХБ/C_{орг} \cdot 1000$ мг/г, где β - доля ХБ в ОВ, является важным показателем нефтематеринского потенциала пород. Величина β зависит от количества ОВ, его генетического типа, степени катагенетической преобразованности. Кроме того, на степень битуминизации влияют диагенетические особенности преобразования ОВ, а также условия отдачи битуминозных компонентов. Карты распределения β строятся для выделенных литолого-стратиграфических комплексов в изолиниях.

3) карта катагенетической преобразованности рассеянного ОВ и вмещающих отложений. Установление степени катагенетической преобразованности ОВ и вмещающих пород обязательно для геохимических исследований во время нефтепоисковых работ для точного выявления местоположения очага нефтеобразования, вычисления объема нефтематеринских пород, находящихся в очаге в определенные этапы геологической истории. Такие карты строятся для литолого-стратиграфических комплексов, нефтематеринских свит (рис. 44). Желательно, чтобы они были построены для тех подразделений, для которых есть информация о характере распределения ОВ и его генетическом типе, и строятся при помощи изореспленд (линий равных значений R^o или R^a).

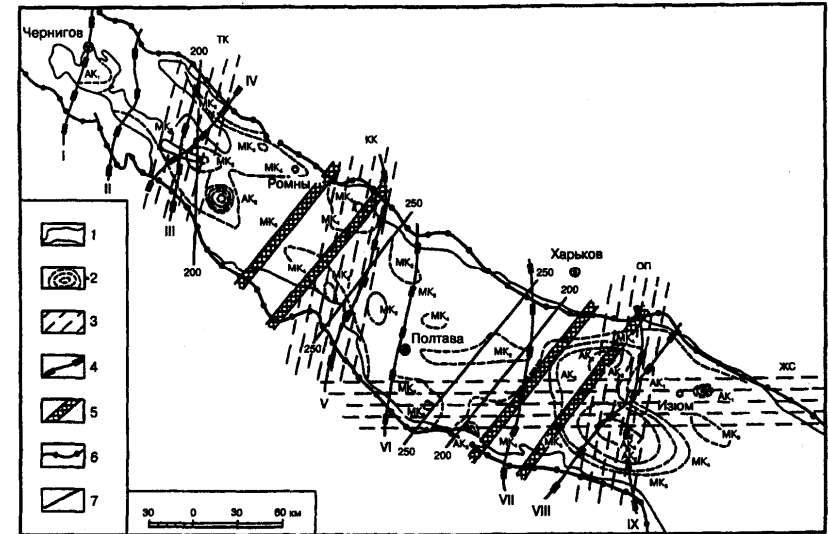


Рис. 44. Схема тектонического строения и катагенетической зональности пород Днепровско-Донецкой впадины на срезе -5000 м:
 1 – граница области развития осадочных пород на глубине 5000 м; 2 – граница участков с различными стадиями катагенеза пород; 3 – субмеридиональные и субширотные зоны глубинных разломов; 4 – поперечные разломы; 5 – мантийные разломы; 6 – региональные разломы, ограничивающие впадину; 7 – изолинии мощности литосферы

При недостаточном количестве данных по отражательной способности витринита на карте-схеме выделяются области распространения отложений с различной степенью катагенетической преобразованности.

Если катагенез отложений определялся по комплексу других показателей, то это оговаривается в легенде, например, по техническому анализу углей, по физическим свойствам пород, по значениям T_{max} , по данным пиролиза, по данным о составе фенантронов (Rc). Катагенетические карты также составляются и по несколько другому принципу, например, наносятся данные о степени преобразованности ОВ на определенном глубинном срезе (3, 4, 5 км) независимо от возраста. Построению предшествует составление катагенетических разрезов и профилей, графиков и т.д. Пример таких графиков зависимости различных показателей катагенеза приведен на рис. 45.

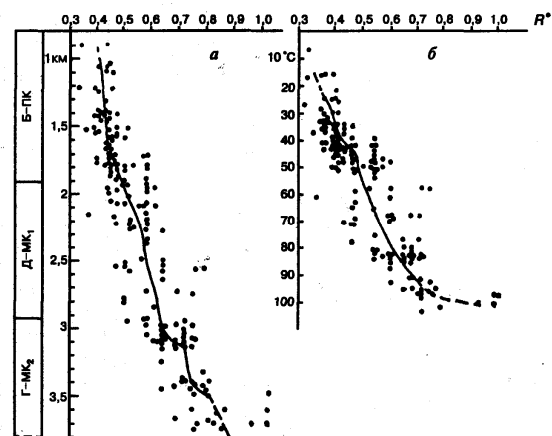


Рис. 45. Зависимость отражательной способности витринита от глубины (а) и температуры вмещающих пород (б) в верхнепермских-мезозойских отложениях Западной Якутии

4) карты распределения нефтепродуктивности – количество жидких продуктов, эмигрировавших с 1 км^2 площади развития конкретной НМ толщи, а также общей нефтепродуктивности – количе-

ство жидких продуктов, эмигрировавших из всех НМ толщ бассейна или очага бассейна (рис. 46).

4. Составление прогнозных карт распределения геологических ресурсов, определенных объемно-генетическим методом, всего бассейна (впадины, части бассейна и т.д.).

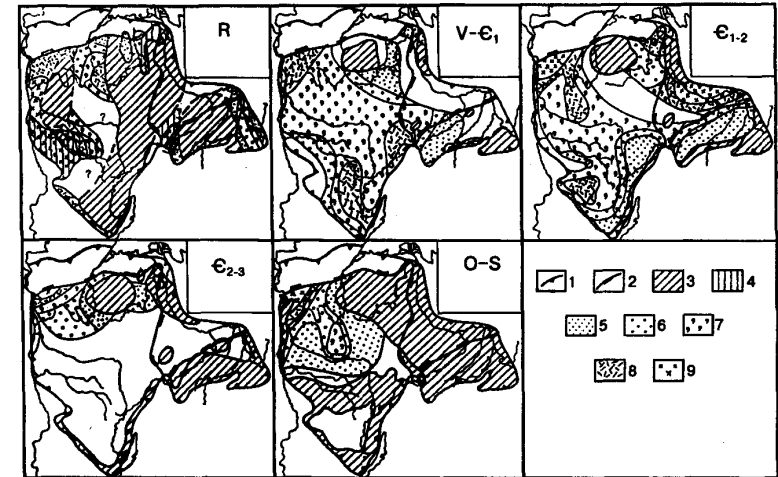


Рис. 46. Карты масштабов генерации и эмиграции нефти в нижне-среднепалеозойских и верхнепротерозойских отложениях Сибирской платформы:

Границы: 1 – платформы, 2 – мезозойских прогибов; области: 3 – отсутствия рассматриваемых отложений, 4 – предполагаемого довендского завершения катагенеза ОВ в рифейских отложениях; масштабы эмиграции (нефть в тыс.т на 1 км², газ – млн м³ на 1 км²): 5 – менее 50, 6 – 50-100, 7 – 100-200, 8 – 200-500, 9 – более 500

По результатам геологических реконструкций определяют историю формирования структур, изменение температуры недр во времени, время вступления нефтематеринских отложений в главную зону нефтеобразования. При погружении осадочных отложений происходит конверсия содержащегося в них керогена - превращение его в УВ нефти и газа. Количество и состав конечных продуктов превращения керогена в значительной степени зависят (кро-

ме прочих факторов) от типа и количества исходного ОВ. Эффект созревания ОВ наблюдается по изменениям отражательной способности витринита, состава хемофоссилий, состава и структуры керогена и др.

Для количественного выражения изменений пользуются «индексами созревания», например: R^o - показатель отражения витринита; соотношения биомаркеров; T_{max} - пик максимальной температуры при пиролизе образца породы и др. Коррелируя «индексы созревания» с реальными объектами, вычисляя результаты конверсии керогена, можно установить количество генерированных УВ, тип УВ скоплений, запасы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти и газа. – М.: Мир, 1981. – 501 с.
2. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. – М.: Мир, 1982. – 703 с.
3. Вассоевич Н.Б. Избранные труды. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. М., Наука, 1986. – 368 с.
4. Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Парпарова Г.М. и др. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа / Под ред. С.Г. Неручева. М.: Недра, 1986. – 247 с.
5. Структурные и историко-генетические построения при поисках нефти и газа / Б.А. Соколов и др. – М.: Изд-во МГУ, 1998. – 176 с.
6. Барташевич О.В., Зорькин Л.М., Зубайраев С.Л. и др. Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1980. – 220 с.
7. Organic Geochemistry Standard analytic procedure requirement and reporting guide. Statoil, 1988. – 35 с.
8. Моделирование нефтеобразования / Под ред. С.Г. Неручева, О.К. Баженовой, Н.В. Марасановой. – М.: Наука, 1992. – 213 с.
9. Бордовская М.В., Гаджи-Касумов А.С., Карцев А.А. Основы геохимии, геохимические методы поисков, разведки и контроля за разработкой месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1989. – 245 с.
10. Померанец Л.И. Газовый каротаж. М.: Недра, 1982. – 170 с.
11. Стадник Е.В., Дадашев Ф.Г., Фейзуллаев А.А. и др. Геохимические исследования при выборе и эксплуатации подземных объектов хранения газа // Геология нефти и газа, 1987, №3 С. 47–50.
12. Зорькин Л.М., Суббота М.И., Стадник Е.В. Нефтегазопищевая гидрогеология М.: Недра, 1984. – 235 с.
13. Могилевский Г.А., Стадник Е.В. Геомикробиологический и газогидрохимический методы поиска месторождений нефти и газа // Микробиол. пром-сть. – 1977. – № 3. – С. 16–19.
14. Барташевич О.В. Нефтегазопищевая битуминология. – М.: Недра, 1984. – 244 с.

15. Соболев И.О., Рихванов Л.П., Лященко Н.Г, Паровинчак М.С. Прогнозирование и поиски месторождений нефти и газа радиогеохимическими методами // Геология нефти и газа. – № 7–8. – 1999. – С. 19 – 25.

16. Сурков В.С., Серебренникова О.В., Казаков А.М. и др. Седиментогенез и геохимия ниже-среднеюрских отложений юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: Наука, 1999. – 212 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1. Цели и задачи геохимических исследований.....	5
2. Органическое вещество осадочных пород.....	7
2.1. Генетические типы органического вещества.....	8
2.2. Нефтематеринский потенциал пород.....	24
2.3. Созревание ОБ. Геохимические параметры зрелости ОБ.....	31
2.4. Объемно-генетический метод оценки потенциальных ресурсов нефти и газа.....	53
2.5. Состав углеводородов залежей как показатель их генезиса.....	68
3. Формирование сингенетичного органического фонда пород.....	70
4. Диффузия и миграция УВ в покрывающие отложения.....	78
4.1. Взаимодействие УВГ с породами и водами при миграции и обоснование газогеохимического метода поисков залежей УВ.....	93
4.1.1. Газовый картаж и газовая съемка по снегу.....	101
4.2. Обоснование гидрогеохимического метода поисков залежей УВ и гидрогеохимические показатели нефтегазоносности.....	115
4.2.1. Собственно гидрогеохимические показатели.....	117
4.2.2. Показатели органического вещества.....	128
4.2.3. Газовые критерии.....	136
4.3. Обоснование биогеохимического метода поисков залежей УВ и микробиологические показатели нефтегазоносности.....	140
4.4. Обоснование битуминологического метода поисков залежей УВ и битуминологические показатели нефтегазоносности.....	144
4.5. Обоснование литогеохимического метода поисков залежей УВ и литогеохимические показатели нефтегазоносности.....	151
4.5.1. Радиогеохимический метод поисков залежей УВ.....	155
5. Геохимические построения на региональном этапе исследования.....	162
Список литературы.....	169

Ольга Викторовна Серебренникова

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПРИ ПОИСКЕ
И РАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
НЕФТИ И ГАЗА

Учебное пособие

Оригинал-макет подготовлен РИЦ ЮГУ

Подписано в печать 24.03.2008.

Формат 60x84/16. Гарнитура Times New Roman.

Усл. п. л. 10,75. Тираж 50 экз. Заказ №830.

Редакционно-издательский центр ЮГУ,
628012, Ханты-Мансийский автономный округ,
г. Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16