

**ГЕНЕЗИС
УГЛЕВОДОРОДНЫХ
ГАЗОВ
И ФОРМИРОВАНИЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»

АКАДЕМИЯ НАУК СССР
НАУЧНЫЙ СОВЕТ ПО ПРОБЛЕМАМ ОБРАЗОВАНИЯ НЕФТИ И ГАЗА
МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ
МИНИСТЕРСТВО ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

553,98

ГЕНЕЗИС
УГЛЕВОДОРОДНЫХ
ГАЗОВ
И ФОРМИРОВАНИЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ

2067



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА» МОСКВА 1977



В сборнике рассматриваются основные достижения в изучении генезиса газа и закономерности пространственного размещения газовых и газоконденсатных залежей. Выделяются основные факторы, обуславливающие пространственную разобщенность областей газо- и нефтеносности, приводятся примеры пространственно-генетической связи региональной газоносности с распространением субугленосных формаций и регионами, где органическое вещество находится на начальных либо заключительных этапах катагенеза. Отмечаются расхождения во взглядах на местоположение главной зоны генерации углеводородного газа. Высоко оцениваются перспективы открытия новых крупных газовых и газоконденсатных месторождений в осадочных бассейнах на территории СССР.

Редакционная коллегия:

*И.П. Жабрев, А.А. Бакиров, Н.Б. Вассоевич,
В.И. Ермаков, С.П. Максимов, Г.Г. Григорьев,
Н.В. Марасанова, Э.В. Чайковская*

Ответственный редактор

член-корр. АН СССР М.Ф. МИРЧИНК

Ускоренное развитие газовой промышленности настоятельно требует решения вопросов, связанных с научным прогнозированием поисков газовых месторождений для обеспечения сырьевой базы на ближайшее время и дальнюю перспективу. Успешное решение этой неотложной народнохозяйственной задачи возможно лишь на основе глубокого изучения генезиса природного газа и закономерностей размещения его залежей в земной коре.

Для обмена опытом и рассмотрения накопленного по этой проблеме материала, а также выбора дальнейших направлений исследований в г. Ашхабаде состоялось Первое Всесоюзное совещание по генезису углеводородных газов, созданное по инициативе Министерства газовой промышленности СССР и Научного совета по проблемам образований нефти и газа Академии наук СССР. Большая работа по организации данного совещания была проведена начальником Геологического управления Мингазпрома доктором геолого-минералогических наук В.Г. Васильевым и членом-корреспондентом АН СССР Н.Б. Вассоевичем.

В совещании участвовало более 250 представителей различных научных и производственных организаций — Академии наук СССР и академий наук союзных республик, министерств газовой промышленности, геологии и нефтяной промышленности СССР, а также высших учебных заведений. Были заслушаны доклады ведущих научно-исследовательских институтов: ВНИИГаз, МГУ, ИГиРГИ, МИНХ и ГП, ВНИГНИ, ВНИГРИ, ВНИИЯГГ, НИЛЗарубежгеологии, ИГИРНИГМ, Института геологии АН Азерб. ССР, ИГиГГИ АН УССР, ТуркменНИГРИ и др.

Основное внимание участников совещания было уделено обсуждению следующих аспектов проблемы: сущность физико-химических процессов, происходящих в органическом веществе на диагенетическом и катагенетическом этапах его эволюции; диагностика основных зон генерации и аккумуляции газа в нефтегазоносных регионах различного типа; закономерности размещения залежей газообразных и жидких углеводородов, в том числе крупных и гигантских; оценка перспектив газоносности конкретных регионов.

Всесторонне был обсужден ряд важнейших вопросов, связанных с литолого-фациальными условиями накопления органического вещества и спецификой его изменения в процессах диагенеза и катагенеза, с геохимией углеводородных и неуглеводородных компонентов газов, геохимией изотопов углерода и других элементов газов как показателя их генезиса.

Обсуждение представленных на совещании материалов показало, что, составляя единый генетический ряд с нефтяными углеводородами образование, аккумуляция и консервация природных газов характери-

зуются рядом специфических черт. Эта специфика обусловлена главным образом следующими причинами.

1. В отличие от нефтяных углеводородов процесс газообразования является более универсальным и протекает на всех стадиях преобразования органического вещества — от диагенетической (биохимические процессы) вплоть до конечных стадий катагенеза.

2. В генерации газа принимают участие оба генетических типа органического вещества — как сапропелевое, так и гумусовое.

3. Значительную роль в генерации газа играют континентальные угленосные и субугленосные формации, преимущественно гумусовое вещество которых представлено как дисперсно-рассеянной, так и концентрированной формами. Основные положения теоретических и экспериментальных исследований генезиса природного газа находят свое подтверждение в геологических закономерностях распределения его ресурсов в земной коре, большая часть которых приурочена: к областям развития континентальных формаций; к отложениям верхней части осадочного чехла, где органическое вещество не претерпело средних этапов катагенеза; к породам, органическое вещество которых находится на поздних стадиях катагенетической эволюции.

Выявленные закономерности генерации и распространения природного газа в земной коре дают возможность научно обоснованно выделить некоторые основные критерии, определяющие преимущественное газонакопление. К ним относятся: факторы, определяющие состав исходного органического вещества; факторы, определяющие степень диагенетического и катагенетического преобразования органического вещества; факторы, контролируемые условия миграции, аккумуляции и консервации газообразных углеводородов.

Взаимное влияние перечисленных факторов обуславливает вертикальную и региональную зональность в распределении газа и нефти и находит отражение в пространственной разобщенности основной части ресурсов газа и нефти. Это позволяет наметить главные направления поисково-разведочных работ на газ в пределах конкретных территорий, литолого-стратиграфических комплексов и интервалов глубин.

Вместе с тем в вопросе генезиса газов и масштабов газогенерации имеются дискуссионные моменты. В частности, отсутствуют единые представления относительно существования особых зон усиленного газообразования, по-разному трактуется положение таких зон в вертикальном генетическом ряду генерации углеводородов, не всеми исследователями признается органическое вещество основным источником углеводородов.

Основная причина неоднозначной интерпретации геологических и геохимических данных — недостаточная изученность физико-химической сущности процессов преобразования органического вещества, масштабов газообразования и механизмов концентрации газа в промышленные скопления.

Для повышения надежности прогнозирования газоносности в дальнейших исследованиях необходимо:

1) обратить особое внимание на изучение баланса веществ, образующихся на разных этапах преобразования органического вещества (в том

числе путем экспериментального моделирования); выяснить масштабы и условия накопления различных форм и типов органического вещества и стадии его катагенеза в нефтегазоносных областях и перспективных территориях;

2) продолжить изучение геохимии природных газов, включая изотопные исследования углеводородных и неуглеводородных его компонентов;

3) усилить изучение закономерностей распределения газовых ресурсов в регионах, отличающихся историей геологического развития и условиями генерации, аккумуляции и консервации газовых залежей и месторождений, с целью уточнения и выявления дополнительных критериев, обуславливающих преимущественную газоносность либо нефтеносность.

В настоящем сборнике помещены полностью все тексты докладов, подготовленные к изданию и сгруппированные по проблемам в следующей последовательности: генезис природных газов, региональные закономерности размещения ресурсов газа и прогноз газоносности конкретных регионов.

Председатель Научного совета по проблемам
образования нефти и газа АН СССР
член-корреспондент АН СССР М.Ф. МИРЧИНК

(Мингазпром, ВНИИГаз)

ГЕНЕЗИС ГАЗА КАК ОСНОВА НАУЧНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОИСКОВ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Долговременное и перспективное планирование народного хозяйства и его различных отраслей выступает в настоящее время как совершенно очевидная экономическая необходимость. При этом планировании важнейшее значение приобретает научное прогнозирование развития технических средств, технологических процессов и прежде всего сырьевых и энергетических ресурсов. В этой связи задача прогноза становится все более и более четкой и определенной функцией геологической науки, особенно прикладной геологии. В полной мере это относится и к геологии природного газа, к прогнозу газовых ресурсов, потребность в которых возрастает быстрыми темпами.

Мировой опыт разведки недр последних десятилетий обогатился открытием большого числа разнообразных нефтегазоносных регионов. Обобщение полученной при этом информации и данные специальных исследовательских работ значительно расширили познания о закономерностях распределения нефти и газа в земной коре и сущности процессов газо- и нефтегенерации.

К числу важнейших достижений нефтегазовой геологии и геохимии относятся следующие исследования:

1) выявление общих закономерностей формирования и распределения месторождений нефти и газа (Бакиров, 1973; Брод, Левенсон, 1955; Высоцкий, 1971; Жабрев и др., 1974; Козлов, 1959; Максимов, 1964; Мирчинк, 1963; Успенская, Табасаранский, 1966);

2) учения о вертикальной зональности газо- и нефтеобразования и главной фазе нефтеобразования, в разное время выдвинутые как теоретические схемы и подтвержденные впоследствии практикой поисковых работ во многих нефтегазоносных регионах (Вассоевич, 1954, 1967; Высоцкий, 1971, 1973; Высоцкий, Оленин, 1964; Соколов, 1948, 1965);

3) взаимосвязь газоносности с распространением угленосных и субугленосных формаций (Васильев и др., 1971; Ермаков, 1972; Жабрев и др., 1974; Кремс, 1968, и др.);

4) изучение на природных объектах и путем экспериментального моделирования основных этапов диагенетической и катагенной эволюции органического вещества (ОВ) и генерируемых им углеводородов (УВ), а также принципиальных различий в составе и масштабах газо- и нефтеобразования для двух крайних генетических типов ОВ — гумусового и сапропелевого (Конторович, Рогозина, 1967; Неручев и др., 1973; Рогозина, 1969; Родионова и др., 1971, 1973, и др.).

В итоге этих исследований определились некоторые пространственные и генетические закономерности газоносности недр, которые и составляют современную теоретическую основу геологического прогноза газоносности.

Обобщение данных о распределении запасов газа свидетельствует об относительной обособленности скоплений газа и скоплений нефти при сходстве или единстве материальных источников их генерации, т.е. различных форм и типов органического вещества осадочных толщ. Подавляющая часть разведанных запасов природного газа (более 90%) находится не совместно с нефтью, а заключена в чисто газовых или газоконденсатных залежах (месторождениях), и эти последние встречаются не изолированно, а группами, которые составляют газоносные или преимущественно газоносные зоны и районы. Более того, обнаруживаются преимущественно газоносные (или нефтеносные) провинции или даже бассейны. Таким образом, в распределении залежей газа так же, как и нефти — ископаемых единого генетического ряда, наблюдается пространственная упорядоченность, региональная обособленность или зональность.

Проблема надежного прогноза газоносности состоит прежде всего в определении уверенных критериев количественной оценки газообразования и газонакопления, а также в опознании ведущих факторов, ответственных за формирование региональных зон преимущественной или исключительной газоносности. Эта проблема должна решаться, главным образом, путем изучения генезиса и закономерностей накопления природного газа.

I. Генерация газа. Явление направленного изменения органического вещества пород в процессе диагенеза и затем катагенеза и сопряженного с ним изменения масштабов генерации газа и нефти получило наименование вертикальной (глубинной) зональности нефтегазообразования. По многим признакам образование жидких нефтяных углеводородов локализовано в узких границах стадии среднего катагенеза (Вассоевич, 1954, 1967; Вассоевич и др., 1969) и происходит на основе термokatалитического процесса преобразования ОВ. Газообразование протекает на всех стадиях диагенеза и катагенеза, т.е. в широком диапазоне термодинамических условий и на основе различных природных процессов преобразования ОВ — биохимического, термokatалитического и термического разложения ОВ. Таким образом, процесс газообразования по сравнению с процессом нефтеобразования является более универсальным природным процессом. Более универсальны и вещественные источники газообразования — породы с различными фашиально-генетическими типами органического вещества. По фашиально-генетическому типу ОВ различаются нефтегазопроизводящие и газопроизводящие толщи (Рогозина, 1969; Родионова, Максимов, 1971). Общеизвестно, что органическое вещество сапропелевого типа продуцирует как нефть, так и газ, тогда как гумусовое вещество в процессе углефикации генерирует преимущественно газообразные углеводороды и среди них, главным образом, метан. Отсюда следует, что угленосные и континентально-субугленосные формации, характеризующиеся наиболее высокими содержаниями в породах органического вещества гумусовой природы, необходимо относить к газопроизводящим отложениям.

В соответствии с современными представлениями вещество угля является полимером, состоящим в основном из ароматических ядер различной степени конденсированности, объединенных в макромолекуляр-

ную систему гидроароматическими, мостиковыми соединениями и линейно-полимеризованными углеводородами. Процесс катагенеза этого сложного вещества выражается в потере функциональных групп, уменьшении количества боковых углеводородных цепей и конденсации ароматических ядер с разрушением мостиковых связей. Ранние стадии углефикации сопровождаются образованием кислородсодержащих соединений и метана. На средних стадиях катагенеза совместно с метаном отщепляются и его тяжелые гомологи. При достижении углем высоких стадий катагенеза, когда ароматические ядра достигают значительной конденсированности, выход гомологов метана вновь снижается. При этом возрастает выделение метана и, возможно, водорода.

Баланс газов, образующихся в процессе углефикации, изучался на основе теоретических расчетов рядом исследователей (Козлов, Токарев, 1961; Конторович, Рогозина, 1967; Успенский, 1954, и др.). Сравнение расчетов метанообразования, выполненных разными авторами по различным методикам, показывает, что оценки близки между собой. Это позволяет с определенной уверенностью производить расчеты масштабов генерации газа. Можно принять, что количество метана, генерируемого при образовании 1 т бурого угля, составляет 68 м^3 , жирного — 230 м^3 , тощего — 330 м^3 . При достижении антрацитовой стадии общий объем газообразования оценивается величиной более $400 \text{ м}^3/\text{т}$. Эти значения как бы усредняют данные различных авторов и могут быть приняты для оценок газогенерирующей способности угленосных и континентальных отложений с учетом содержания концентрированного и детритно-рассеянного органического вещества.

С целью проверки и уточнения расчетных данных сотрудниками ВНИИГаз был осуществлен цикл исследований по экспериментальному моделированию процессов газообразования в недрах с породами, содержащими ОВ гумусового, сапропелевого и смешанного типов. Предварительно десорбированные образцы подвергались длительному нагреванию (от 100 до 300°C) и сжатию (до 2000 кг/см^2) в вакуумированной камере. Состав свободно выделявшейся газовой фазы обнаружил определенные зависимости от типа ОВ, его начальной степени метаморфизма и температуры воздействия.

Во всех случаях активное газообразование фиксируется уже при температуре 100°C и, как правило, возрастает с увеличением температуры. Увеличивается при этом и доля углеводородных газов (достигая более 80% в углях высоких стадий катагенеза). Неуглеводородная часть представлена окисью и двуокисью углерода (преобладает в гумусовом ОВ), азота (преобладает в сапропелевом ОВ) и водородом. Последний не учитывался в теоретических расчетах, а его содержание в газах достигает 20–30%. Известен он и в природе. В опытах с гумусовыми углями объем и доля генерации углеводородных газов последовательно возрастают с увеличением стадий катагенеза исходных образцов от 2–3% на бурогольных стадиях до 80% и более в составе газов углей коксовой и отощенно-спекающейся стадий. На высоких стадиях катагенеза фиксируется и максимальное выделение (до 35%) тяжелых углеводородов (до C_6 включительно). Это дает основание связывать с угленосными

толщами возможность в определенных геологических ситуациях образования значительных количеств и жидких углеводородов — конденсатов и нефтей. На бурогольной стадии преобладает выделение окиси и двуокиси углерода (до 95%). В противоположность этому на ранних стадиях катагенеза ОВ сапропелевого типа выделение углеводородных газов сравнимо по объему и доле с теми, что наблюдаются на стадии среднего катагенеза углей.

С 1968 г. сотрудниками ВНИИГаз проводится изучение мезозойских угленосных и континентально-субугленосных формаций на территории молодых плит СССР. В результате этих исследований были впервые изучены количественные содержания различных форм угольного вещества, исследовано поле метаморфизма и на этой основе произведены региональные оценки масштабов газообразования в осадочных толщах, наглядное представление о которых дают карты плотностей газообразования.

В ниже-среднеюрских отложениях Северного Кавказа широко распространены зоны с плотностями газообразования, оцененными от 1500 до 3000 млн. м³/км², при средних значениях 2000 млн. м³/км².

На основе аналогичных расчетов в юре западной части Средней Азии за счет угольного вещества без учета глубоких недр Амударьинской впадины и Предкопетдагского прогиба могло образоваться свыше 1000 трлн. м³ метана.

По интенсивности газообразования в нижнемеловых — сеноманских отложениях Западной Сибири выявляется характерная зональность. Зоны минимальной плотности (до 1000 млн. м³/км²) тяготеют к бортовым частям плиты, а также к полосе перехода угленосных отложений покурской свиты в толщи морских образований. К центру плиты плотность газообразования возрастает до 2000—3000 и 7000 млн. м³/км² и более.

Для всей территории, на которой развиты отложения покурской свиты, а также континентальные и прибрежно-морские отложения неокома, объем образованного метана оценивается в 4000 трлн. м³ при средней плотности 2400 млн. м³/км². Надо полагать, что генерация газа в континентально-субугленосных толщах составляет мощную ветвь газообразования, происходящего в осадочных бассейнах.

Более сложными являются расчеты масштабов генерации газа, образующегося при катагенезе сапропелевого ОВ, поскольку в балансе новообразованных веществ на средних этапах его эволюции (главная фаза нефтеобразования — ГФН) значительную часть составляют жидкие углеводороды. Кроме того, недостаточно изучен вопрос о масштабах генерации газа сапропелевым веществом на различных этапах диагенеза и катагенеза. Судя по экспериментальным данным ВНИИГаз, количество газов из сапропелевого ОВ прогрессивно увеличивается от низших к средним стадиям катагенеза (майкоп Северного Кавказа), и в пределах последних (ГФН) выход углеводородных газов в расчете на 1 т исходного ОВ сопоставим с таковым для гумусового типа ОВ (угли). На высоких стадиях катагенеза (от жирной до полуантрацитовой) по расчетным данным предполагается максимальный выход углеводородных газов (Неручев и др., 1973).

Важной частью проблемы генезиса газа является вопрос о путях его распределения в процессе длительной истории геологического развития территорий. Представляется, что подведение баланса образования и распределения газа, несмотря на сложность, обусловленную большой его миграционной способностью, во многом может способствовать правильной оценке перспектив газоносности и подсчету прогнозных ресурсов газа.

Принципиально возможны следующие пути распределения образовавшегося газа: 1) растворение в подземных водах; 2) сорбция породами; 3) рассеяние в атмосферу; 4) образование свободных газовых скоплений.

В соответствии с этим общая формула газового баланса принимает следующий вид: $Q_T = Q_p + Q_c + Q_{св} + Q_a$, где Q объемы газа соответственно генерированного, растворившегося в водах, сорбированного породами, образовавшего залежи и мигрировавшего в атмосферу. Возможность образования газовых скоплений определяется уравнением: $Q_{св} = Q_T - (Q_p + Q_c + Q_a)$. Величины генерированного, растворенного и сорбированного газа поддаются достаточно достоверному определению. Сложнее оценить величину Q_a .

Возможность более точного учета вероятных потерь газа открывается при расчете баланса для коротких этапов геологического развития, размежеванных формированием региональных газопоруд, перерывов в осадконакоплении, тектонических инверсий, приводящих к размыву и дегазации отложений. Расчет объемов образовавшегося за время этапа газа осуществляется на основе реконструкции процесса катагенеза во времени, что не встречает затруднений при знании особенностей современного поля метаморфизма.

В качестве примера можно привести расчет баланса распределения газа, образовавшегося в процессе углефикации органического вещества нижнемеловых — сеноманских отложений Западной Сибири (Ермаков, 1972).

Генерация газа происходила в толще с высокой песчанистостью (до 75% и более) при отсутствии сколько-нибудь выдержанных глинистых пластов. В этой связи газы, отщеплявшиеся в процессе углефикации в период от нижнего мела до конца сеноманского века, попадали в зону активного водообмена, их накопление было практически исключено и они должны быть отнесены к категории потерь в атмосферу. Углефикация к этому времени достигла средней буроугольной стадии.

В туронском веке начинается новый этап генерации и распределения газа, происходящих уже в условиях хорошо изолированной системы, поскольку угленосные и субугленосные отложения были перекрыты исключительно надежным и мощным экраном верхнемеловых глин.

В северных районах Западной Сибири за время от турона до конца раннего олигоцена в условиях непрерывного погружения интенсивность катагенеза была наиболее значительной, в результате чего угольное вещество достигло здесь поздней буроугольной и начальной длиннопламенной стадий. Генерация газа оценивается от 500 млн. $\text{м}^3/\text{км}^2$ в прибортовой зоне до 3000–4000 млн. $\text{м}^3/\text{км}^2$ в Надым-Газовском

междуречье. Этими объемами в сущности исчерпывается все постсеноманское газообразование в северных районах, поскольку уже в среднем олигоцене (в результате регионального подъема территории) процесс углефикации по существу закончился.

Средняя мощность отложений составляет 1100–1200 м, следовательно, для полного их насыщения (растворение и сорбция) на площади 1 км² потребуется плотность генерации газа около 2000 млн. м³/км². Поскольку средняя плотность генерации составляет 3500 млн. м³/км², количество избыточного газа определится в 1500 млн. м³/км². Потери газа за счет диффузии очевидны, но за кайнозойское время они не могли превысить 10% генерированного газа, что составит около 500 млн. м³/км². Газовый баланс (в млн. м³/км²) выразится цифрой: $Q_{\text{св}} = 3500 - 2000 - 500 = 1000$ млн. м³/км². Следовательно в Надым-Тазовском междуречье на каждый квадратный километр в свободной фазе могло находиться около 1000 млн. м³ метана. Эта величина удовлетворяет имеющимся оценкам потенциальных запасов газа в меловых (сеноманских) отложениях севера Западной Сибири. Расчеты показывают, что при условии непосредственного перекрытия газопроизводящих отложений региональным экраном коэффициент аккумуляции газа может составить 10–15%. В более сложно построенных территориях (типа Северного Кавказа) коэффициент аккумуляции снижается до 1–2%. Такой подход к оценке газового баланса открывает пути к оценке перспектив газоносности на генетической основе.

II. Общие закономерности распределения газа в осадочных породах. Анализ распределения ресурсов нефти и газа в различных нефтегазоносных регионах СССР и за рубежом свидетельствует о наличии пространственной связи газоносных зон с распространением угленосных и субугленосных формаций либо с осадочными комплексами, где органическое вещество находится на начальных (до глубин 1000–2000 м) или заключительных (глубины более 4000–5000 м) этапах катагенной эволюции. Следовательно, формирование зон преимущественной газоносности в значительной степени обусловлено факторами, определяющими фациально-генетический тип исходного органического вещества и степень его катагенного преобразования. Под влиянием этих факторов формируется **генетическая** зональность распределения газовых, либо нефтяных скоплений. Во многих случаях генетическая зональность газо- и нефтеобразования как бы консервируется и обнаруживается в видимом распределении залежей газа и нефти в недрах нефтегазоносного бассейна (НГБ) или провинции.

В качестве примеров сохранения генетической принадлежности зон и областей газонакопления к угленосным и вмещающим их формам может быть указана преимущественная газоносность следующих регионов: апт-альб-сеноманских отложений севера Западной Сибири; угленосных толщ карбона Днепровско-Донецкой впадины; нижне-среднеюрских отложений Восточно-Кубанской и Амударьинской впадин; пермских отложений Северного моря, газоносность которых генетически связана с подстилающими угленосными формациями карбона; угленосных пенсильванских пород бассейна Аркома (США); субугленосных отложений

свиты морроу (пенсильваний) во впадине Анадарко (США); повышенная газоносность угленосных отложений олигоцена-эоцена Галф-Коста по сравнению с преимущественно морскими миоценовыми (США) и т.д.

О том, что угленосные формации играют значительную роль в процессах генерации и накопления природного газа, свидетельствуют и такие данные: около 65% разведанных ресурсов газа СССР содержатся непосредственно в углесодержащих, главным образом континентальных отложениях. Наиболее отчетливо приуроченность основной части запасов газа к угленосным толщам выражена в мезозойских отложениях, в которых на долю угленосных и континентальных образований приходится около 80% их общего объема.

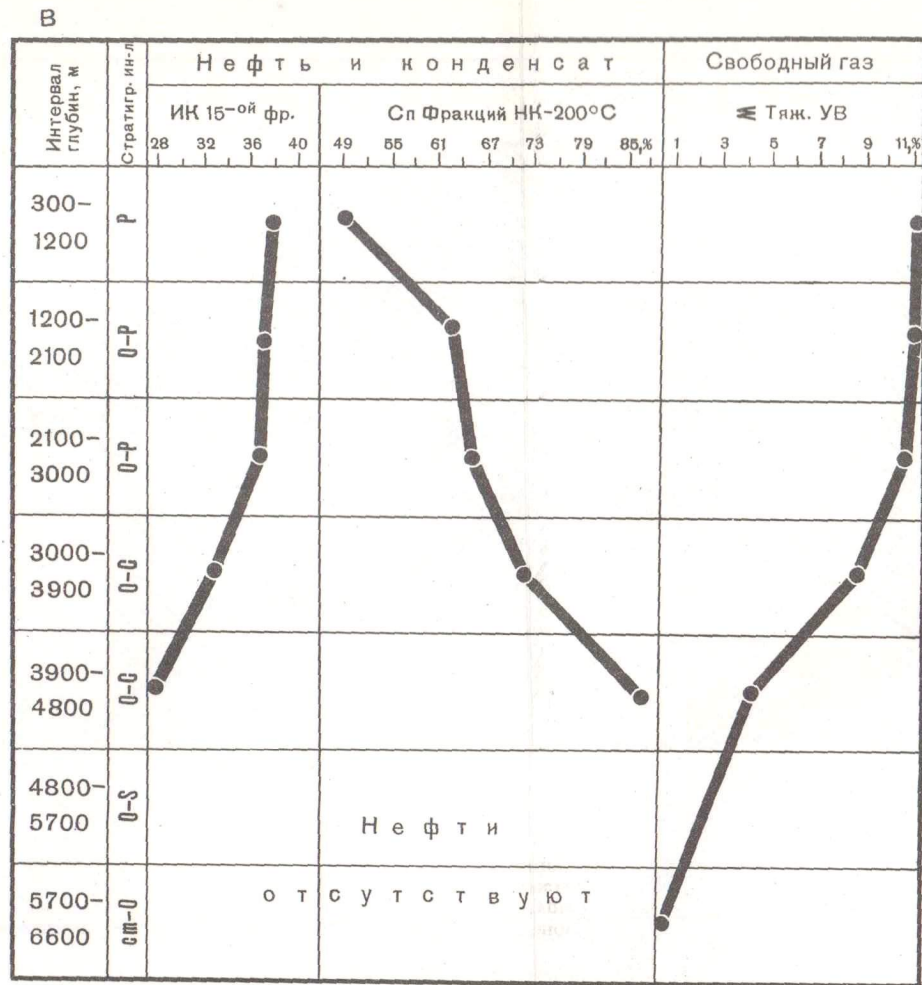
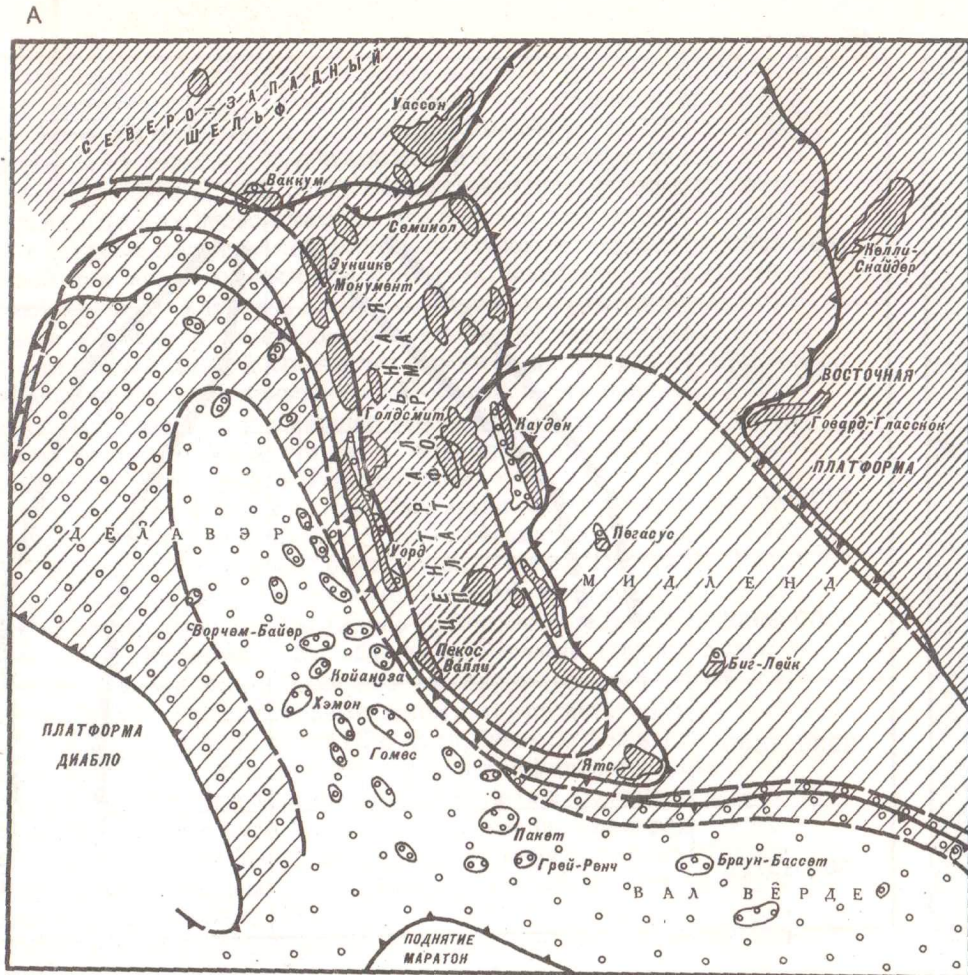
Генетическая зональность, обусловленная различиями в стадиях катагенеза сапропелевого и смешанного типа РОВ, может быть проиллюстрирована на примерах ряда нефтегазоносных регионов и бассейнов.

С низкими стадиями метаморфизма органического вещества связаны многочисленные проявления сухого метанового газа (вплоть до полупромышленных притоков) в плиocene Прикаспийской впадины; преимущественная газоносность третичных отложений платформенного склона Предкавказья и в особенности Ставропольского свода; газоносность третичных отложений Северного Устья; наличие небольших по запасам залежей сухого метанового газа в плейстоцен-плиоценовых отложениях Галф-Коста (США); преимущественная газоносность верхнеюрских отложений Березовского района Западной Сибири; газоносность третичных отложений в долине р. По (Италия) и др.

Примерами преимущественной или исключительной газоносности отложений, обусловленной высокими стадиями катагенеза сапропелевого и смешанного типов ОВ, являются: отложения карбонатных свит элленбергер и арбокл ($С_1 - O_1$) на глубинах свыше 4,5–5,0 км в Пермском и Западном Внутреннем бассейнах США; там же на больших глубинах карбонатные и терригенно-карбонатные породы свит фасселмен и хантон ($S - D$); терригенные породы нижнего карбона и верхнего девона юго-восточной части Днепровско-Донецкого бассейна; мезозойские карбонатно-терригенные отложения свит смаковер и норфлет (J_3) во Внутреннем соленосном бассейне США, на глубинах свыше 6 км; мезозойские карбонатно-терригенные породы в глубоких горизонтах Аквитанского бассейна (Франция); палеозойские отложения бассейнов Скалистых гор (США), на глубинах свыше 4,5–5,0 км и др.

В нефтегазоносных бассейнах с преимущественно палеозойским осадочным выполнением нижняя зона генерации сухого метанового газа фиксируется начиная с глубин 4,5–5,0 км (рис. 1). В бассейнах с мезозойско-кайнозойским выполнением на тех же глубинах вскрываются зоны нефте-газогенерации или преимущественной газогенерации (рис. 2).

Таким образом, выяснение принадлежности изучаемой части разреза или интервала глубин к определенной генетической зоне является необходимым этапом для качественного прогнозирования зон преимущественной или исключительной газоносности.



Впадина Делавер

Южный борт впадины Вал Верде

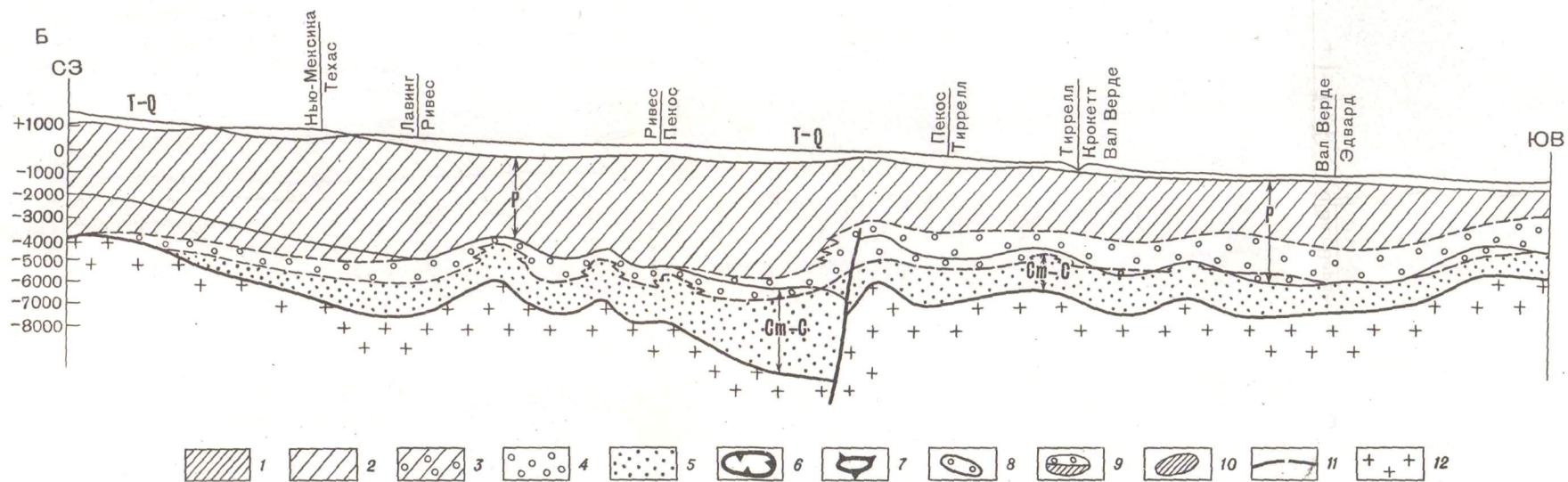


Рис. 1. Пермский нефтегазоносный бассейн США

А — ареальная зональность в распределении залежей нефти и газа; Б — вертикальная зональность в распределении залежей нефти и газа; В — изменение свойств углеводородов в палеозойских отложениях по интервалам глубин.

1 — зона преимущественной нефтеносности; 2 — зона нефтегазоносности; 3 — зона нефтегазоносности до глубины 3,5–4,5 км и преимущественной газоносности

с глубин 4,5 км; 4 — зона преимущественной газоносности; 5 — зона исключительной газоносности; 6 — контуры впадин; 7 — контуры поднятий; 8 — крупные газовые месторождения; 9 — крупные нефтегазовые месторождения; 10 — крупные нефтяные месторождения; 11 — границы зон с различными типами углеводородных скоплений; 12 — кристаллический фундамент

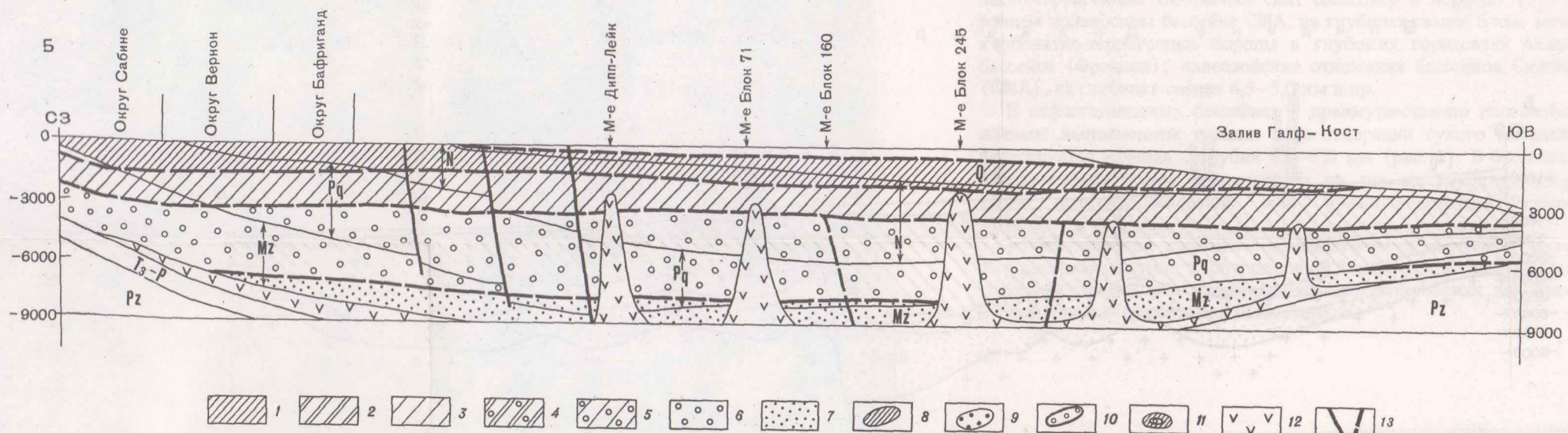
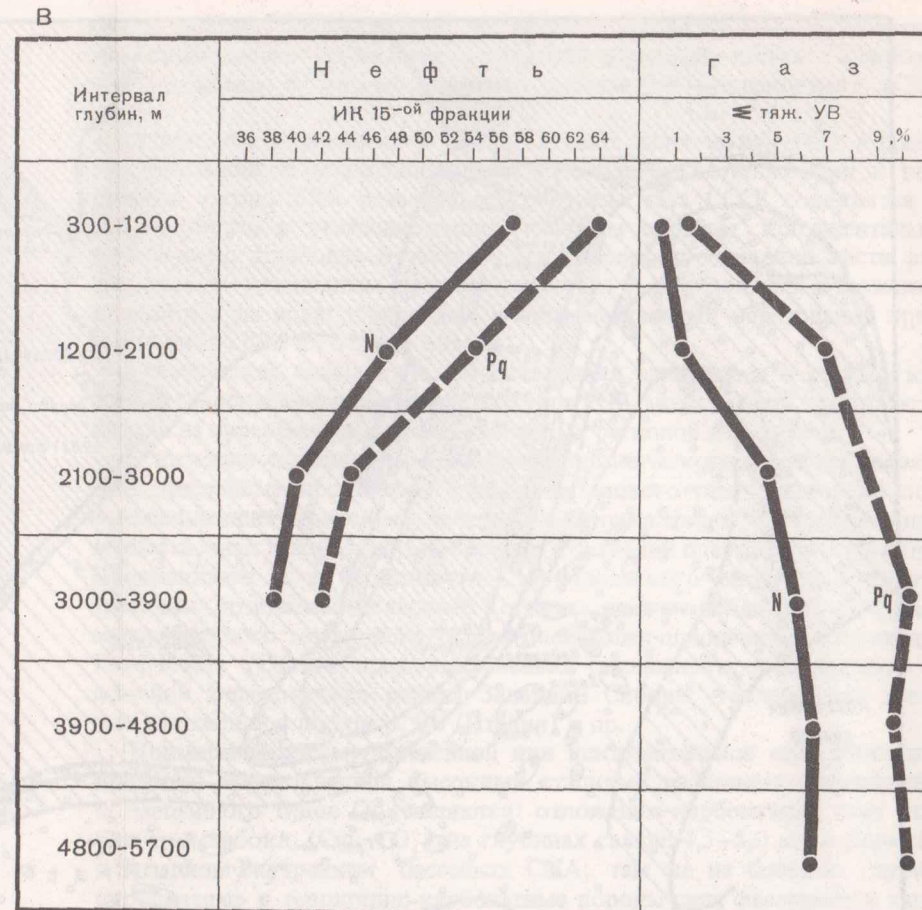
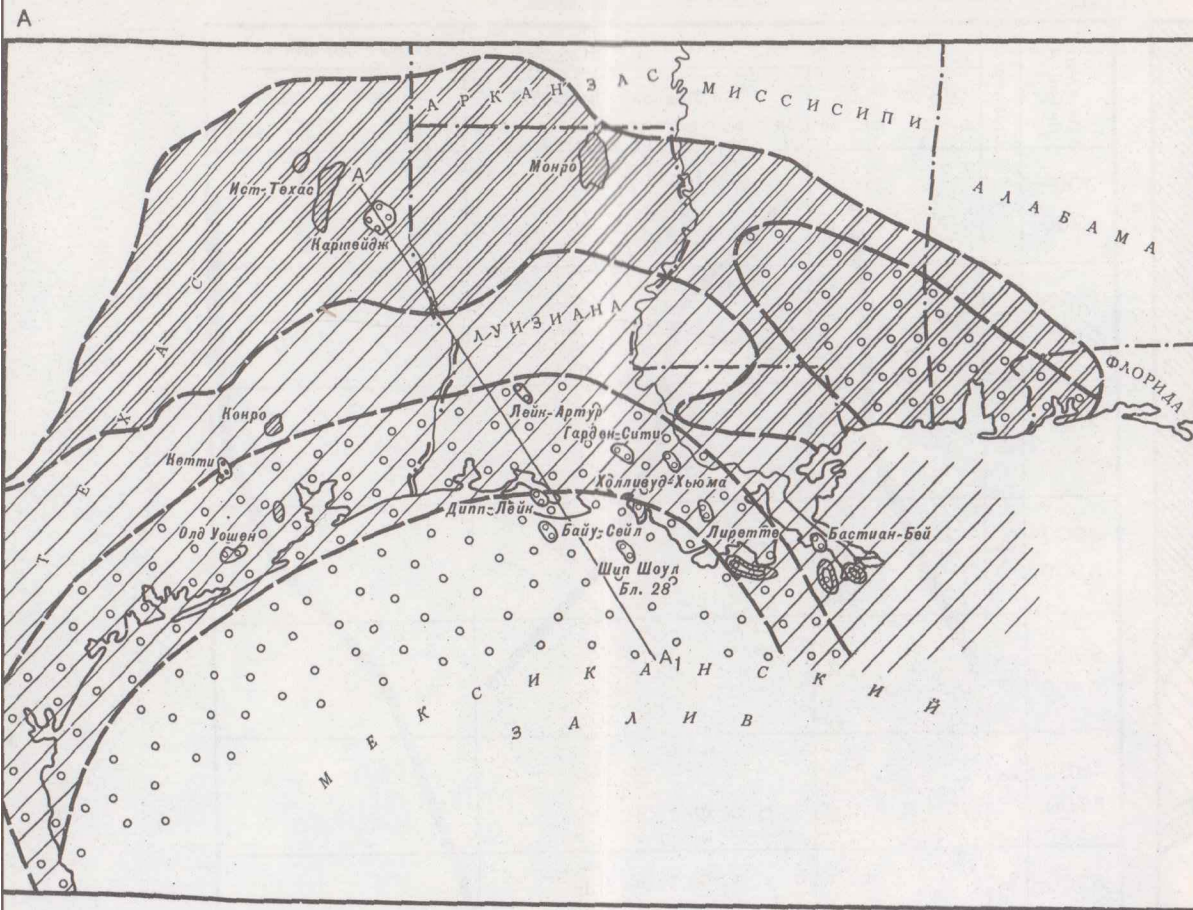


Рис. 2. Северная часть мегабассейна Мексиканского залива (Галф-Кост)

А — ареальная зональность в распределении залежей нефти и газа; Б — вертикальная зональность в распределении залежей нефти и газа; В — изменение свойств углеводородов в кайнозойских отложениях по интервалам глубин.

1 — зона преимущественной нефтеносности; 2 — зона нефтегазоносности с преобладанием нефтяных ресурсов над газовыми в мезозойских и кайнозойских отложениях; 3 — зона нефтегазоносности с преобладанием нефтяных ресурсов над газовыми в кайнозойских отложениях; 4 — зона нефтегазоносности в верхних частях

разреза и преимущественной газоносности глубже 5,5–6,0 км в мезозойских отложениях; 5 — зона нефтегазоносности в верхних частях разреза и преимущественной газоносности глубже 3–4 км в кайнозойских отложениях; 6 — зона преимущественной газоносности (газоконденсатные и газовые, редко нефтяные залежи); 7 — предполагаемая зона исключительной газоносности. Крупные месторождения: 8 — нефтяные, 9 — газовые. 10 — газоконденсатные, 11 — газоконденсатно-нефтяные, 12 — соль; 13 — разломы выявленные и предполагаемые (пунктир)

Однако анализ разведанных ресурсов нефти и газа по глубинам и площади нефтегазоносных регионов показал, что объемы концентрированных форм УВ (залежи) и соотношение жидких и газообразных фаз определяются не только принадлежностью к генетическим зонам, но зависят также от ряда других геологических факторов. Во многих нефтегазоносных регионах первоначальная генетическая зональность деформируется и истинное распределение нефтяных и газовых ресурсов подчинено вторичной или морфологической зональности. Ведущими в становлении последней являются факторы, контролирующие условия миграции, аккумуляции и сохранности углеводородных скоплений, неоднозначные для газовых и нефтяных залежей. Отсутствие надежных газопорывов и тектоническая нарушенность часто приводят к значительной дегазации недр и перераспределению газа в вышележащие генетические зоны. И то и другое вызывает сдвиг зональных границ и искажения первоначальных соотношений между зонами нефте- и газоносности.

Влияние дегазации. Наиболее яркие примеры влияния дегазации верхних частей разреза дают: палеозойские нефтегазоносные бассейны (Пермский, Западный Внутренний, Тимано-Печорский, Волго-Уральская область Северо-Каспийского бассейна), а также геосинклинальные борты передовых прогибов (Азово-Кубанский, Средне-Каспийский); краевые (Южно-Каспийский бассейн) и центральные (группа Калифорнийских бассейнов) части бассейнов межгорных впадин альпийского орогенеза. Судя по степени геохимической превращенности ОВ осадочных пород и свойствам нефтей, в этих НГБ на глубинах до 4–5 км вскрываются генетические зоны верхней газогенерации и нефтегазогенерации (ГФН). Однако неблагоприятные условия сохранности газа (дегазация в течение длительного геологического времени в НГБ древних платформ и значительная тектоническая нарушенность на геосинклинальных бортах и бассейнах межгорных впадин) обусловили их преимущественную или исключительную нефтеносность.

Влияние вертикальной миграции. О значительных вертикальных перетоках нефтей, в особенности газа, свидетельствует наличие геохимических типов УВ, чуждых данной генетической зоне, что прослеживается во многих нефтегазоносных бассейнах и особенно в осложненных соляным и грязевым диапиризмом (Галф-Кост, Днепровско-Донецкий, Южно-Каспийский, Северо-Каспийский).

Аналогичным примером может служить платформенная часть Средне-Каспийского бассейна, где в местах отсутствия соленосной покрывки титона происходит интенсивная дегазация мезозойского комплекса и частичная концентрация газа под майкопской покрывкой.

Можно сказать, что газовые гиганты севера Западной Сибири создала вертикальная миграция. Формирование этих гигантов обусловлено концентрацией газа под туронской покрывкой при генерации его всей мощной субугленосной толщей усть-тазовской серии.

Повышенная газоносность карбона Волгоградского Поволжья объясняется как генетическим фактором (присутствием субугленосных пород в карбоне), так и, вероятно, перетоком газа из девонских отложений, где отсутствуют надежные региональные газопорывы.

Вертикальной миграцией газа из глубоких частей разреза (генетических зон исключительной или преимущественной газогенерации), по-видимому, объясняется повышенная газоносность центральных частей впадин с глубин 3,5—4,0 км в мегабассейнах с мощным осадочным выполнением (Южно-Каспийский, Галф-Кост).

Влияние латеральной миграции. Искажающее влияние латеральной миграции на генетическую зональность фиксируется во многих нефтегазоносных регионах и часто связано с эффектом дифференциального улавливания углеводородов в цепи последовательно расположенных ловушек (Максимов, 1954; Савченко, 1958; Козлов, 1959). Наиболее распространены следующие случаи.

1. В некоторых регионах наблюдается полное вытеснение нефти газом, мигрирующим вверх по региональному восстанию пластов. Массы газообразных УВ как бы "выплескиваются" за пределы областей и зон преимущественного газообразования, что приводит к формированию периферийных поясов преимущественной или исключительной газоносности. Особенно ярким примером этого служит формирование газоносных зон на периферии глубоких впадин (Восточно-Кубанская, Амударьинская впадины, Оренбургское месторождение на борту Прикаспийской и Хьюгтон-Пенхендл-Анадарской впадин).

2. Частичное оттеснение нефти газом в процессе латеральной миграции и формирование мощных поясов нефтеносности происходит: а) в краевых частях бассейнов и особенно в "тупиковых" участках на путях латеральной миграции (поднятие Центрального Канзаса в Западном Внутреннем бассейне США, Башкирский и Татарский своды на севере Северо-Каспийского бассейна); б) в областях отставания в погружении, расположенных в центральных частях нефтегазоносных бассейнов (Вартовский, Сургутский свод в Западно-Сибирском, Центральная платформа в Пермском, Прикумско-Тюленевский вал в Средне-Каспийском бассейнах). И все же, несмотря на несомненное искажение первоначальной генетической зональности процессами дегазации и миграции углеводородов, выяснение принадлежности изучаемой части разреза или интервала глубин к определенной генетической зоне является необходимым этапом для качественного прогнозирования зон преимущественной или исключительной газоносности, который должен предшествовать количественным подсчетам прогнозных ресурсов.

Несмотря на значительное многообразие, определенные группы нефтегазоносных бассейнов характеризуются некоторыми общими закономерностями (зональностью) распределения в их пределах ресурсов нефти и газа. Намечается, по крайней мере, три типа региональной зональности: зональность древних бассейнов, молодых плит и молодых межгорных впадин (Соколов, Чайковская, 1968; Жабрев и др., 1974). Для бассейнов, расположенных в теле докембрийских платформ и выполненных преимущественно палеозойскими отложениями (Тимано-Печорский, Северо-Каспийский, Западный Внутренний (США), Пермский (США) и др.), характерна преимущественная или исключительная нефтеносность периферийных участков, верхних членов осадочного чехла (за исключением частей разреза с преобладанием гумусового ОВ), преимущест-

венная газоносность прогибов и особенно глубоких впадин. В НГБ этого типа большая, если не основная, часть ресурсов газа заключена в недрах глубоких впадин и на прилежащих крутых склонах последних. Верхняя газовая зона, как правило, отсутствует в результате неблагоприятных условий сохранности газа в течение длительного геологического времени.

В нефтегазоносных бассейнах молодых платформ проявляется трехчленная зональность: газоносность глубин до 1500–2000 м; нефтегазоносность в интервале 2000–5000 м; преимущественная, но не исключительная газоносность глубоких впадин. При этом газовые месторождения, как правило, приурочены к унаследованным сводовым поднятиям и моноклиналим склонам платформенных частей, а нефтяные — к прогибам; большие глубины прогибов характеризуются преобладанием газоконденсатных залежей (Средне-Каспийский, Азово-Кубанский, Западно-Сибирский, Внутренний соленосный и др.). В пригеосинклинальных частях бассейнов предгорного типа зона преимущественной нефтеносности опускается до глубин более 5–6 км, что связано с плохими условиями сохранности газовых залежей. Для бассейнов молодых плит в большей степени, чем для палеозойских, характерно широкое распространение гумусового типа ОВ, что предопределяет в ряде случаев преимущественную газоносность в их пределах отдельных стратиграфических комплексов (нижнемеловые и юрские отложения Восточно-Кубанской впадины) или бассейнов в целом (Амударьинский).

Своеобразный тип зональности выявляется для межгорных впадин, выполненных кайнозойскими и мезозойскими отложениями. В них отсутствует внешний пояс газоносности (западный борт Южно-Каспийского НГБ) или фиксируется преимущественная нефтеносность разреза до глубин 5,0–6,5 км (Калифорнийская группа бассейнов). Это обусловлено значительной тектонической нарушенностью и крайне неблагоприятными условиями сохранности газовых месторождений.

III. Основные направления поисково-разведочных работ на газ. Одним из перспективных направлений поисково-разведочных работ на газ и в меньшей степени на нефть является освоение глубоких горизонтов (глубже 5 км). Углеводородные скопления на больших глубинах представляют собой значительный резерв для газонефтедобывающей промышленности СССР, особенно в старых нефтегазоносных регионах, где фонд перспективных структур до глубин 4,0–5,0 км очень ограничен, а разведанные ресурсы газа уже в значительной мере истощены (Северный Кавказ, Нижнее Поволжье, Днепровско-Донецкий регион). Обобщение опыта освоения глубоких горизонтов за рубежом и в СССР свидетельствует о том, что в интервале глубин 4–7 км имеются все необходимые и достаточные условия для генерации, аккумуляции и сохранности газовых, газоконденсатных и реже нефтяных скоплений (Двали, Белонин, 1965; Соколов, Лоджевская, 1967; Чайковская, 1973; Бурштар и др., 1973).

Рассмотрение карты перспективных земель СССР на срезе 5 км показывает (рис. 3), что остаточная мощность осадочного чехла в различных нефтегазоносных бассейнах изменяется от 1–2 до 10–17 км. Наиболее

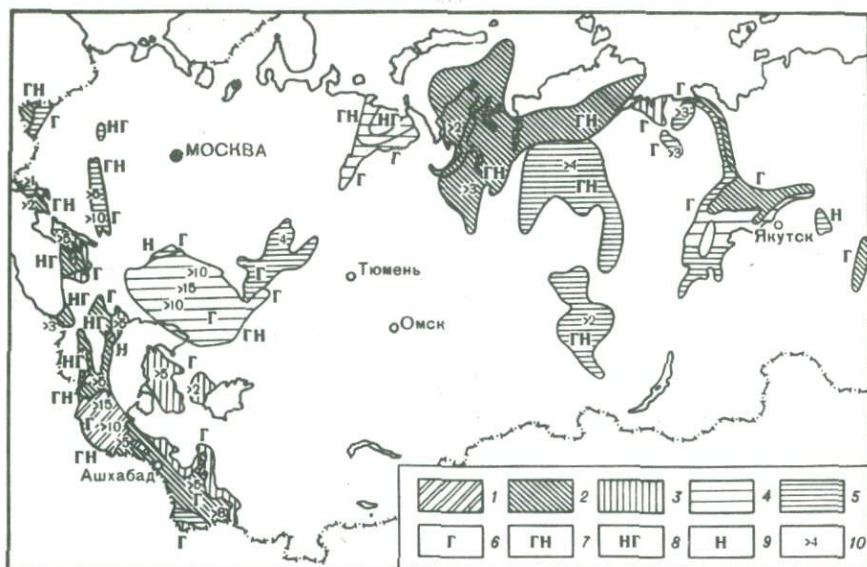


Рис. 3. Схематическая карта земель, перспективных на газ и нефть на глубинах более 5 км

Отложения: 1 — кайнозой, 2 — мезозой, 3 — мезозой — верхнего палеозоя, 4 — палеозой, 5 — нижнего палеозоя — рифея; 6 — газоносность, 7 — газонефтеносность (преобладание газа); 8 — нефтегазоносность (преобладание нефти); 9 — нефтеносность; 10 — остаточная мощность осадочного выполнения, в км

обширные перспективные на газ и нефть области выделяются в пределах Северо-Каспийского, Тимано-Печорского, Южно-Каспийского НГБ в Европейской части и Западно-Сибирского, Тунгусского, Лено-Вилуйского, Хатангского и Каракумского бассейнов — в Азии.

При прогнозировании характера газонефтеносности глубоких горизонтов учитывали имеющийся опыт освоения больших глубин и различия в типах зональности для бассейнов молодых плит и древних платформ. В глубоких горизонтах бассейнов древних платформ вскрывается нижняя зона газогенерации, чем и обуславливается их преимущественная газоносность. В бассейнах молодых платформ на тех же глубинах расположена зона нефтегазогенерации и преимущественной газогенерации, что предполагает возможность обнаружения на глубинах 5—7 км в этих НГБ газовых и в меньшей степени нефтяных скоплений. Преобладание гумусового типа ОВ в глубоких горизонтах некоторых бассейнов молодых платформ (юрские отложения Азово-Кубанского, Каракумского и Лено-Вилуйского НГБ) обуславливает их преимущественную или даже исключительную газоносность.

Вторым направлением является проведение геологоразведочных работ в районах распространения угленосных и континентальных отложений.

В пределах Европейской части СССР и Средней Азии широким развитием пользуются юрские угленосные и континентальные формации, сла-

гающие нижние горизонты осадочного чехла молодых плит. Начиная с нижнего мела, областями мощного накопления континентальных толщ становятся районы Сибири и в особенности территория Востока и Северо-Востока. Здесь можно выделить ряд перспективных для поисков газа впадин: Новосибирскую, группу Чукотских впадин (Раучанская, Олойская и др.) и северо-восточную часть Индигиро-Зырянского прогиба.

Предварительные оценки вероятных масштабов генерации природного газа в перечисленных районах идентичны тем, которые были определены для угленосно-континентальных толщ мезозоя молодых платформ Северного Кавказа, Средней Азии и Западной Сибири. Поэтому есть основания предполагать, что в благоприятных структурно-литологических условиях масштабы накопления газа в этих районах могут оказаться также весьма значительными.

Таким образом, рассмотренные закономерности генерации газа и распределения нефтяных и газовых ресурсов во многих нефтегазоносных бассейнах приводят к выводу, что решающее влияние на формирование зон преимущественной газоносности оказывают две группы факторов:

1) факторы, определяющие фациально-генетический тип исходного органического вещества (условия осадконакопления и диагенеза) и степень его катагенной преобразованности (тектонический и термобарический режим, длительность воздействия последнего на ОВ, каталитическое влияние пород), под влиянием которых формируется генетическая зональность;

2) факторы, контролирующие условия миграции, аккумуляции и консервации углеводородных скоплений (структурные преобразования во времени и пространстве, распределение коллекторов и нефтегазоупоров, гидрогеологические условия и другие), ответственные за возникновение вторичной или морфологической зональности.

Установленные критерии дают возможность при условии комплексного анализа выделить в пределах перспективных территорий области и районы преимущественной газоносности как основу для целенаправленных поисков газовых и газоконденсатных месторождений.

ЛИТЕРАТУРА

- Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. М., "Недра", 1973.
- Брод И.О., Левенсон В.Г. Происхождение нефти и нефтегазоанакопление. М., Гостоптехиздат, 1955.
- Бурштар М.С., Швембергер Ю.Н., Арбатов А.А., Лоджевская М.И. Состояние проблемы поисков месторождений нефти и газа в глубокозалегающих горизонтах осадочного чехла старых нефтегазодобывающих районов (на примере Кавказа). Обзор. Серия "Геология, разведка и разработка месторождений нефти и газа". М., ВИЭМС, 1973.
- Васильев В.Г., Ермаков В.И., Елин Н.Д. и др. Перспективы поисков газовых месторождений в угленосных толщах Советского Союза. Тематич. научно-техн. обзор. Серия "Геология, разведка и разработка газовых и газоконденсатных месторождений". М., ВНИИГазпром, 1971.

- Вассоевич Н.Б.* Основные стадии изменения осадка и породы (стадии литогенеза). — В кн. "Спутник полевого геолога-нефтяника", т. II. Л., Гостоптехиздат, 1954.
- Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. — Изв. АН СССР, серия геол., 1967, № 11.
- Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В., Чернышев В.В.* Главная фаза нефтеобразования. — Вестн. МГУ. Серия геол., 1969, № 6.
- Высоцкий И.В., Оленин В.Б.* Глубинная зональность в распределении скоплений углеводородов. — Вестн. МГУ, серия геол., 1964, № 6.
- Высоцкий И.В.* Формирование нефтяных месторождений в складчатых областях. М., "Недра", 1971.
- Высоцкий И.В.* Теоретическая модель вертикального распределения скоплений углеводородов в стратосфере. — В сб. "Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых". М., "Наука", 1973.
- Двали М.Ф., Белонин М.Д.* Перспективы поисков нефти и газа на больших глубинах на территории СССР. Л., "Недра", 1965.
- Ермаков В.И.* Особенности образования и накопления природного газа в угленосных формациях. Обзор. Серия "Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа". М., ВИЭМС, 1972.
- Жабров И.П., Ермаков В.И., Орел В.Е.* и др. Закономерности формирования и распределения зон преимущественного газонакопления. — Рефер. сб. "Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений", ВНИИЭгазпром, 1974, № 8.
- Козлов А.Л.* Формирование и размещение нефтяных и газовых залежей. М., Гостоптехиздат, 1959.
- Козлов В.П., Токарев Л.В.* Масштабы газообразования в осадочных толщах (на примере Донецкого бассейна). — Сов. геол., 1961, № 7.
- Контарович А.Э., Rogozina Е.А.* Масштабы образования углеводородных газов в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. — Труды СНИИГГИМС, серия "Нефтяная геология", 1967, вып. 65.
- Кремс Б.Я.* Научное обоснование перспектив газосытности Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. — Геология нефти и газа, 1968, № 3.
- Максимов С.П.* К вопросу формирования залежей нефти в каменноугольных и девонских отложениях Самарской Луки. — Нефтяное хозяйство, 1954, № 10.
- Максимов С.П.* Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа. М., "Недра", 1964.
- Мирчинк М.Ф.* О закономерностях размещения нефтяных и газовых месторождений. М., Гостоптехиздат, 1963.
- Неручев С.Г., Rogozina Е.А., Капченко Л.Н.* Главная фаза газообразования — один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого рассеянного органического вещества — Геология и геофизика, 1973, № 10.
- Rogozina Е.А.* О балансовой стороне углефикации рассеянного органического вещества пород. — Труды ВНИГРИ, 1969, вып. 279, № 10.
- Rogozina Е.А., Неручев С.Г., Успенский В.А.* О месте и условиях проявления главной фазы газообразования в процессе погружения осадков. — Изв. АН СССР, серия геол., 1974, № 9.
- Родионова К.Ф., Максимов С.П.* Критерии диагностики нефтегазоматеринских пород. — Труды ВНИГНИ, 1971, вып. 98.
- Родионова К.Ф., Соколов В.Л., Симоненко В.Ф.* и др. Экспериментальное исследование превращения рассеянного органического вещества и газообразования при термобарическом воздействии на породы. — Труды ВНИГНИ, 1973, вып. 138.
- Савченко В.П.* Условия формирования залежей газа и нефти при их струйной миграции в водонасыщенных породах. — Труды ВНИИ, 1958, вып. XIV.
- Соколов В.А.* Очерки генезиса нефти. М., Гостоптехиздат, 1948.
- Соколов В.А.* Процессы образования и миграции нефти и газа. М., "Недра", 1965.
- Соколов В.Л., Лоджевская М.И.* Эффективность разведочного бурения на большие глубины. — Геология нефти и газа, 1967, № 11.

- Колов В.Л., Чайковская Э.В. Пространственное размещение газовых и нефтяных месторождений в некоторых нефтегазоносных бассейнах древних платформ. – Труды ВНИИГаз, 1968, вып. 42/50.
- Чайковская Э.В. Вещественный состав углеводородных скоплений как результат стадийности развития нефтегазоносных бассейнов. – В сб. "Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений". М., "Недра", 1972.
- Чайковская Э.В. Прогноз нефтегазоносности больших глубин в разновозрастных бассейнах по данным глубокого бурения в СССР и США. Обзор. Серия "Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа". М., ВИЭМС, 1973.
- Колесников В.А. Опыт материального баланса процессов, происходящих при метаморфизме угольных пластов. – Изв. АН СССР, серия геол., 1954, № 6.
- Колесникова Н.Ю., Табасаранский З.А. Нефтегазоносные провинции СССР. М., "Недра", 1966.

ОБРАЗОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ
В ПРОЦЕССЕ ЛИТОГЕНЕЗА

Основным источником углеводородных газов (УВГ) в стратифере, обеспечивающим образование их промышленных скоплений, служит широко распространенное в осадочных породах углеродистое органическое вещество (ОВ), являющееся, в сущности, обязательным малым их компонентом.

Правильней было бы именовать это ОВ углеводородистым. Наш великий химик Д.И. Менделеев именно так называл вообще все органические соединения, представляющие собой углеводороды (УВ) или их производные (К. Шорлеммер) Термин "углеводородистое ОВ" вполне закономерный, особенно по отношению к ОВ седиментитов. Даже в относительно бедных водородом торфе и бурых углях величина атомного отношения Н/С обычно больше 0,7 (достигает 1,1–1,2), а в каменных углях Донбасса того же гумусового ряда она колеблется для марки Д от 0,7 до 0,85, а для Ж — от 0,6 до 0,8.

В породах континентального сектора стратиферы (КСС) преобладает ОВ так называемого сапропелевого (или смешанного) типа, для которого Н/С (в зоне прото- и большей части мезокатагенеза) больше единицы. Следовательно, содержание водорода (в атомных %) в ОВ осадочных образований вполне сопоставимо с содержанием углерода. Это важное обстоятельство, особенно в аспекте проблемы образования УВГ, среди которых резко доминирует CH_4 , обычно не учитывается.

Ввиду многозначности слова "органический", с которым в одних случаях связывают биологические поднятия, а в других — химические (а также в связи с появлением таких терминов, как бионеорганическая химия и им подобные), предпочтительно пользоваться новой терминологией, в основе которой лежат термины — кахины (углеводородистые "органические" соединения: все углеводороды и их производные) и кахиты (природные кахиновые в своей основе вещества, обычно сложного смешанного состава).

Было предложено ОВ современных и ископаемых осадков (седиментитов) именовать седи́кахитами и широко использовать аббревиатуру СК (по аналогии с РНК, ДНК и др.).

В виде малой ($n \cdot 10^{-2}$ — $n \cdot 10^{-1}$ %) примеси в осадочных породах и даже в виде каустобиолитов (претерпевших метаморфизм) СК начинают встречаться с раннего протерозоя. Кларк (субкларк) $C_{\text{орг}}$ постепенно увеличивается и в мезозойских отложениях КСС достигает 0,6–0,65%, т.е. около 15 кг/м^3 ; в кайнозойских отложениях этот субкларк увеличивается раза в полтора. Общая масса СК (ОВ) в КСС, по нашим данным, как и по данным J. Hunt, определяется ориентировочно в 10^{16} т. Для океанического сектора Дж. Хант назвал цифру раз в пять меньшую. Ее, однако, можно оспаривать.

Почти все это огромное количество СК в осадочной оболочке (миллиарды миллионов тонн!) находится в рассеянном состоянии. Лишь 1/200—1/500 часть ее сконцентрирована в виде бурых и каменных углей. Это надо учитывать тем, кто именно в углях видит основной источник УВ газов.

Значительная часть СК (ОВ) в стратифере в процессе ее формирования превращалась в газы и при этом в газы, наполовину углеводородные (УВГ). Даже заведомо заниженные подсчеты баланса газообразования дают поистине астрономические цифры, особенно для метана. В свете этих цифр меркнет довод Н.А. Кудрявцева, первый в ряду других его аргументов в пользу неорганического происхождения нефти, сформулированный следующим образом: "Из грязевых вулканов за время их существования выделилось и продолжает выделяться столько УВГ, что источником последних могут быть только глубокие недра Земли" (Геологический словарь, 1973, стр. 147). Цифры им не приводятся, но те, которые известны из литературы, оказываются мизерными по сравнению с расчетными для объема газовой фазы СК, рассеянных в осадочных нефтегазоносных бассейнах (например, Южно-Каспийского, с которым связаны самые мощные грязевые вулканы).

Генерация УВГ осуществляется на всех этапах литогенеза. Она начинается еще в живом веществе и завершается при смене апокатагенеза метагенезом (т.е. собственно метаморфизмом), приводящим к полной графитизации остаточных СК.

Состав и количество УВГ определяется факторами, относящимися к двум основным категориям: 1) фациально-генетическим (палеогеографическая обстановка, включая климат; исходные типы организмов; условия седименто- и диагенеза) и 2) катагенетическим (температура, давление, время), определяющих степень последующих изменений ОВ, условно отмечаемую марками углей Донбасса (Б, Д, Г и др.), величиной отражательной способности витринита (R^a , R^0), показателями преломления коллоальгинита и т.д.

Значение этих двух групп факторов для нефтегазообразования признается подавляющим большинством советских и зарубежных исследователей. В принципе почти все сходятся, но когда дело доходит до оценки значения конкретных факторов, например роли различных типов СК (ОВ), микробиальных процессов, температуры, геологического времени, то начинаются разногласия.

Особенно дискуссионными в данное время являются три проблемы:

1. Как меняется в процессе опускания отложений интенсивность генерации газов, существует ли главная фаза (зона) газообразования — ГФГ (помимо диагенетической s. str.), подобная главной фазе (зоне) нефтеобразования — ГФН (ГЗН)? Если существует, то на каком этапе катагенеза она проявляется — на подстадии протокатагенеза, до ГФН, как полагают В.И. Ермаков, Ф.А. Алексеев, В.С. Лебедев (допускающие бактериальный синтез метана до глубины 1 км), или главная зона газообразования (ГЗГ) совпадает с ГЗН, как полагает Н.В. Лопатин и как это вытекает из неосторожно употребляемого многими термина — главная фаза (зона) нефтегазообразования, или

же, как считает большинство, ГФГ наступает после ГФН, т.е. ГЗГ располагается под ГЗН¹?

2. На каких глубинах (метры, десятки метров или даже сотни метров) от дна в илах опускающегося бассейна прекращается жизнедеятельность микрофлоры, т.е. где проходит нижняя граница биосферы и вместе с тем нижняя граница образования "болотного газа"? Общепринятой являлась точка зрения, согласно которой микробиальные процессы в илах затухают на глубине в несколько метров, самое большее — несколько десятков метров. Однако в последнее время, в основном благодаря исследованиям Ф.А. Алексеева и В.С. Лебедева, стала развиваться и крепнуть гипотеза о значительно большей мощности зоны бактериальных процессов вплоть до 1 км и соответственно о более длительном этапе биогенеза метана. В основе этой гипотезы лежат два бесспорных факта — верхние УВГ (например, на севере Тюменской области) являются, во-первых, сухими, а во-вторых, они обогащены C^{12} (δC^{13} обычно меньше $50^0/00$).

3. Каковы нефте- и газоматеринские потенциалы ОВ разного фациально-генетического типа — того, которого по традиции неточно именуют гумусовым, и второго, столь же неточно названного сапропелевым? Широкое распространение получило мнение, что гумусовый тип ОВ вообще способен генерировать лишь УВГ, в основном метан (представителем такой точки зрения является В.Д. Наливкин). По представлению других исследователей, гумусового типа ОВ способны генерировать и нефтяные УВ, но в существенно меньшем количестве, чем ОВ сапропелевого типа. Все ученые признают за последним наиболее высокий нефтематеринский потенциал ($P_{НМ}$). Проблема нуждается в существенном уточнении по всем линиям, начиная с понятийно-терминологической. Целесообразно переходить на классификацию главных типов СК (ОВ) по господствующим или наиболее характерным молекулярным структурам.

Нами было предложено различать три основных начала в составе СК — альфиновое (алифатические соединения), альциновое (алициклические соединения) и арконовое (конденсированные ароматические соединения). Первые два начала можно именовать алиновыми. Сидихиты, для которых наиболее примечательно альфиновое начало — СК_{алф} (альфиты), особенно богаты водородом и обладают наибольшим $P_{НМ}$ (нефтематеринским потенциалом). Примерами концентрированного СК_{алф} могут служить куронгит, балхашит. Альциновое начало свойственно сапропелевым кислотам, характеризующимся гидроароматическими структурами. Наименьшим содержанием водорода (и минимальным $P_{НМ}$) отличаются аркониты; к ним относятся гумины.

¹ Только каким-то недоразумением можно объяснить противопоставление понятий о фазе (ГФН) и зоне (ГЗН) в том смысле, что первое является неправильным или, по меньшей мере, неточным и что только второе имеет право на существование. В действительности оба понятия сопряжены друг с другом. Фаза — понятие временное, стадийное. Зона — понятие пространственное. ГФН развивается в ГЗН. ГЗН — та зона в недрах, в которой протекает ГФН.

Так называемое сапропелевое ОВ представляет собой смесь (механическую и (или) химическую) двух начал — альфинового и алицинового. По их соотношению можно различать $СК_{алф-алц}$ — $СК_{алц-алф}$ — $СК_{алф-алц}$ — $СК_{алц}$. В целом же весь этот ряд седикахитов (т.е., по старому, ОВ сапропелевого типа) можно обозначать $СК_{ал}$ (алиновый тип СК, или алиниты).

Состав рассеянных СК, составляющих главную их массу в осадочной оболочке Земли, часто характеризуется смесью алинового и арконового типов СК. По их соотношению, в случае механической смеси, различают $СК_{ар}^{ал}$ и $СК_{ал}^{ар}$ (преобладающий компонент — внизу); в случае же вхождения этих химических начал в состав макромолекул — $СК_{ал-ар}$, $СК_{ар-ал}$.

Большая часть УВГ обязана именно таким смешанным типам рассеянных СК, чаще всего именуемых у нас (неточно) гумусо-сапропелевым или сапропелего-гумусовым.

Когда проводят резкую грань между гумусовым и сапропелевым типами ОВ и считают, что первый из них может быть источником только (или почти только) метана, то забывают, что в составе гумусового (в обычном, широком понимании этого термина) ОВ нередко отмечается существенное (до 10% и более) содержание лейптинита (экзинита), т.е. компонентов алиновой природы, свойственных органике сапропелевого типа и обладающих высоким $P_{НМ}$.

Одной из очередных задач надо считать разработку совместными усилиями биогеохимиков, углетрографов, литологов-нефтяников и газовиков новых классификаций на молекулярной основе всех компонентов СК (мацералов) и различных типов СК, как концентрированных, так и рассеянных (РОВ).

Такого рода классификации мыслимы только в системе двух координат, так как обязательно надо раздельно учитывать (во избежание нарушения принципа "при прочих равных условиях") и з н а ч а л ь н о г е н е т и ч е с к и е (фациально-диагенетические) различия и последующие катагенетические преобразования.

Наиболее удобной формой таких классификаций надо считать клетчатую таблицу, состоящую из вертикальных столбцов и горизонтальных рядов. Каждый вертикальный ряд в ней отвечает изначальному классу мацералов (или типу СК), т.е. является и з о ф а ц и а л ь н ы м (изофациально-генетическим или изопрогенетическим). Каждый горизонтальный ряд в табличной классификации является и з о с т а д и а л ь н ы м¹.

Благодаря сопряженным успехам литологии, органической геохимии и нефтегазовой геологии твердо установлена органическая связь нефте-

¹ В теории познания обычно различают два направления исследований — синхронное (так сказать, горизонтальное) и диахронное (вертикальное). В нашем случае приходится вводить существенные уточнения. Предпочтительней (а часто это совершенно обязательно) говорить не о синхронности, а об изостадиальности (изофазности) и не о диахронности, а о диастадиальности (так как время само по себе, при отсутствии действующих агентов, не является фактором).

газообразования с осадочным породообразованием, значительно уточнены закономерности изменения различных типов ОВ (СК) в процессе литогенеза, пролит свет на состав и количество УВ, генерируемых на разных этапах катагенеза. Первоначально внимание исследователей привлекала стадийность нефтеобразования. Еще Д. Уайт в начале 20-х годов нашего столетия различал две стадии — биохимическую и геохимическую. Более обстоятельную схему последовательности стадий нефте(но не газо-) образования дал И.М. Губкин в своем классическом "Учении о нефти". Позже этого вопроса не раз касался В.А. Соколов, но уже применительно к нефтегазообразованию. В 1948 г. вышла его замечательная книга "Очерки генезиса нефти". Он выделил три основные зоны — биохимическую, переходную и термokatалитическую, но никак не увязал их с зонами литогенеза (Соколов, 1948).

В 1954 г. была опубликована моя схема под названием "Основные стадии развития нефтематеринских отложений" (Вассоевич, Успенский, 1954). Фактически это была также и схема нефтегазообразования. В ней отмечалась такая последовательность генерации нафтидов: метан → нефть → газоконденсат → метан, т.е. тот же ряд, который теперь признается многими.

Схема эта, воспроизведенная в 1974 г., страдала дефектом — на ней не нашли отражения существование ОВ разного типа и их различная роль в нефтегазообразовании (Вассоевич, 1974б).

В последующие годы сначала коллективами ВНИГРИ, ИГиРГИ, ВНИГНИ, МГУ, а затем также учеными Новосибирска, Тюмени, Ташкента, Саратова и других научных центров СССР и рядом зарубежных исследователей (США, Франция, ФРГ, ГДР, Канада и др.) было изучено большое число разрезов отложений с ОВ (СК) различного типа и шаг за шагом прослежено их изменение с глубиной. Выяснилось, что седиментации двух крайних типов — СК_{ал} (т.е. сапропелевого типа) и СК_{ар} (т.е. гумусового типа) ведут себя (в отношении нефтегазообразования) в процессе литогенеза несколько различно и это различие усиливается после диагенеза.

На стадии диагенеза СК обоих типов генерируют очень много биогенного, в прямом смысле, метана с примечательным для него минимальным содержанием C^{13} (δC^{13} от -90 до -70 ‰).

В обычных условиях этот метан рассеивается, но в условиях окраины шельфов, у континентальной ступени, на глубинах более 250 м, в зоне низких температур могут образоваться гидраты метана ($CH_4 \cdot 6H_2O$), представляющие собой твердое вещество, способное fossilizироваться, а затем дать начало залежам метана (Ю.Ф. Макогон, А.А. Трофимук и др.).

Неясным остается вопрос о нижней границе биосферы в опускающихся отложениях. Микробальное население очень быстро снижается в своей численности в илах многих изученных водоемов, но на какой глубине вообще прекращаются (а не просто резко замедляются) биохимические процессы, пока не выяснено. Иногда допускают, что ферменты продолжают "работать" после отмирания всех организмов, но это предположение еще не доказано. Существует мнение (Э.М. Галимов, Ф.А. Алексеев, В.С. Лебедев и др.), основывающееся на легком изо-

топном составе углерода метана в ряде гигантских месторождений севера Тюменской области, а также в небольших залежах Средней Азии и других, что биохимический метан продолжает генерироваться на глубинах в 300 м и более, т.е. в зоне, отвечающей уже протокатагенезу.

В данном случае мы сталкиваемся с чрезвычайно интересным и в научном и в практическом отношении вопросом, вокруг которого несомненно будет разворачиваться дискуссия. Пока приводимые в качестве аргументов факты можно, к сожалению, объяснить по-разному. Например, легкий изотопный состав углерода в метане газов севера Тюменской области одни исследователи связывают с его биогенной природой, другие — со слабым катагенезом, третьи — с миграционной дифференциацией снизу, при которой $C^{12}H_4$ обгоняет $C^{13}H_4$. Реальность последнего процесса доказана Умберто Коломбо и его итальянскими коллегами.

Ряд зарубежных авторов (США) считает точку зрения ученых ВНИИЯГГ Ф.А. Алексева и В.С. Лебедева отвечающей действительности.

О закономерностях генерации УВГ на стадии катагенеза органическим веществом гумусового типа ($СК_{ар}$) можно судить главным образом по результатам исследования ископаемых углей (В.А. Успенский, К. Pattesky, В.П. Козлов, Л.В. Токарев, Н.М. Караваев, В.И. Ермаков, Е.А. Рогозина, С.Г. Неручев, М.М. Лифшиц, Н. Juntgen, J. Karweil, Н.В. Лопатин и др.). Меньше данных для рассеянного $СК_{ар}$ (А.Э. Конторович, Е.А. Рогозина, С.Г. Неручев, А.М. Акрамходжаев и др.).

Несмотря на обилие данных, выяснить истинную картину развития процесса газообразования при катагенезе (или, как неточно, а вернее, неправильно говорят многие угольщики, метаморфизме) гумусового ОВ далеко не так легко, как можно было бы думать. Дело в том, что мнения различных авторов резко расходятся.

Наибольшей известностью в СССР пользуется схема изменения интенсивности генерации УВГ в процессе углефикации гумусовых углей, принадлежащая В.А. Успенскому (1954). Именно эту схему брали в основу другие советские исследователи при своих расчетах масштаба газогенерации.

По представлениям В.А. Успенского, количество генерируемого углем метана все время снижается от углей марки Б к антрацитам. По расчетам В.П. Козлова и Л.В. Токарева, опиравшихся на данные В.А. Успенского, один максимум генерации отмечается на рубеже прото- и мезо-катагенеза и второй, больший, — на подэтапе апокатагенеза.

В.П. Строганов, опираясь на свои пересчеты данных В.А. Успенского о балансе метанообразования, пришел недавно (Строганов, 1973) к смелому выводу, что главным и единственным для гумусовой органики является ранний максимум, приходящийся на торфяную буроугольную и начало длиннопламенной стадии катагенеза. В дальнейшем интенсивность генерации (объем метана на 0,5 км глубины погружения) быстро снижается в несколько раз и остается низкой (вплоть до стадии А). Этот максимум В.П. Строганов назвал главной фазой газобразования.

Одновременно и независимо от него к идее о существовании главной фазы газообразования (ГФГ), но связанной с более поздними подэта-

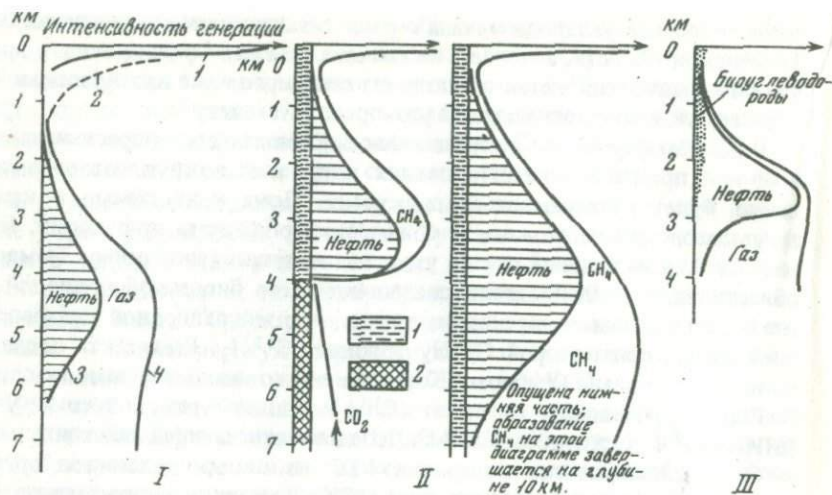


Рис 1. Принципиальные схемы вертикальной зональности в генерации углеводородных газов и нефти

I — по В.А. Соколову, 1967: 1 — образование биохимического метана при погружении отложений; 2 — образование биохимического метана при поднятии отложений за счет возможного привноса ОВ и бактерий с поверхности вместе с водой по пористым пластам; 3 — образование нефти в результате термokatалитических

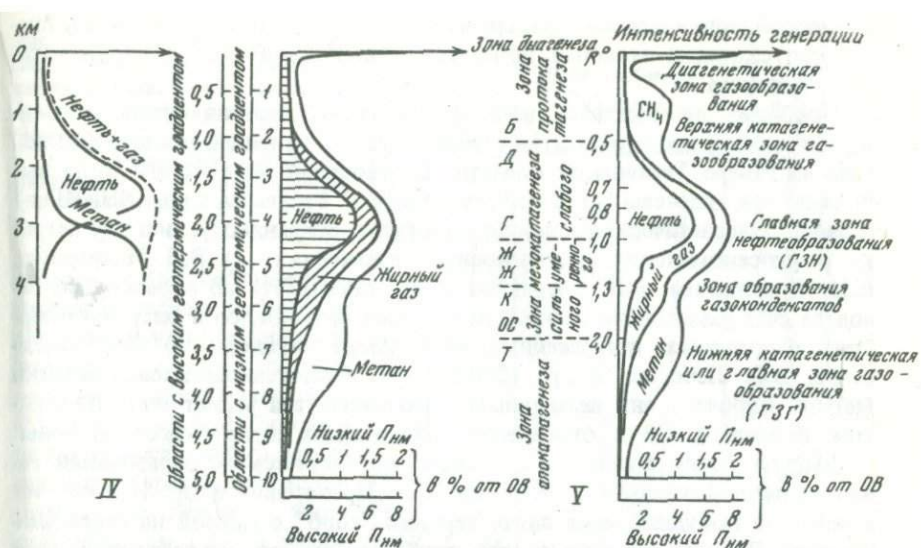
процессов; 4 — образование метана с примесью других углеводородных газов в результате термokatалитических процессов. II — по В.А. Соколову, 1971: 1 — осадочные породы; 2 — изверженные породы. III — по В. Tissot et R. Pelet, 1971; IV — по U. Colombo, 1972; V — по Н.Б. Вассоевичу, 1974: R^0 — отражательная способность витринита в масле; Пим — нефтематеринский потенциал — выход УВ в % от содержания С_{орг} на данном этапе катагенеза

пами катагенеза, пришли и другие исследователи. Первым из них был С.Г. Неручев (1973). По его данным, ГФГ развивается после ГФН, а соответствующая главная зона газообразования (ГЗГ) располагается в интервале глубин от 3,6–3,8 км до 5 км, отвечающих подэтапам катагенеза К — Т.

К близкой точке зрения пришли Г.Э. Прозорович и А.М. Акрамходжаев (его статья опубликована уже после Ашхабадского совещания). Интересно, что мнение о приуроченности зоны максимального газообразования к большим глубинам и, следовательно, к более жестким термобарическим условиям, чем нефтеобразование, вообще было и остается господствующим. В нашей стране первым такое мнение высказал В.А. Соколов в 1948 г. В виде диаграммы свою принципиальную схему изменения интенсивности нефте- и газообразования (УВГ) с глубиной В.А. Соколов опубликовал в 1967 г. (рис. 1). Он повторил ее в 1971 г. в нашем коллективном докладе на 8-м Мировом нефтяном конгрессе. Сходную схему публиковали французские исследователи (В. Tissot, R. Pelet, и др.). Ее воспроизвел, с важным разъяснением, в 1972 г. У. Коломбо. В 1973 г. другого типа схему дал А.Э. Конторович.

В том же году, основываясь на всех этих публикациях и на результатах исследований, проводимых на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ, я составил свою схему вертикальной зональности генерации УВ в двух вариантах (Вассоевич, 1974а, Vassoevich, 1974).

В первом варианте была отражена, в какой-то мере, точка зрения В.И. Ермакова, В.П. Строганова и других, настаивающих на существова-



нии верхней катагенетической (раннекатагенетической) зоны газогенерации. На меня повлияли также данные члена-корреспондента АН СССР Н.М. Караваева (1965). Из этих данных вытекало, что в процессе катагенеза гумусовых углей имеют место два примерно равных максимума метанообразования — на стадиях Б и ПА. Когда же я стал строить графики, то на них отчетливо вырисовывались две особые точки, явно нарушающие общую закономерность. Обе они относятся к бурым углям, для которых в таблице, составленной Н.М. Караваевым, приведены явно anomальные цифры содержания водорода: для более молодого угля (марки Б₁, Б₁+Б₂, Б₂) оно достигало 47,7% ат. и было в 1,5-2 раза выше, чем в торфах (42–46%), а в более зрелом (Б₂+Б₃, Б₃) — сразу снижалось до 39,9% (и было ниже, чем в каменных углях марки Д и Г — 43,2–41,5%). Это сочетание anomального максимума и anomального минимума и приводило при расчетах к максимуму образования СН₄ на этапе катагенеза Б. Если же исходить из средних цифр для нормального ряда (без "белых воронок"): торф — Б₁ — Б₂ — Б₃ — Д и т.д., то псевдомаксимум исчезает.

В 1973 г. появилась статья видного углехимика М.М. Лифшица, по мнению которой наибольшее количество метана генерируется на ранних подэтапах углефикации (Лифшиц, 1973). При этом она, вслед за Паттейским и Н.И. Пановым, развивала положение, что в реакциях углефикации участвует влага, доставляющая дополнительно Н и О для образования СО₂ и СН₄. Органический же водород, по ее мнению, в генерации СН₄ на подэтапах катагенеза Д, Г и Ж не участвует. Гипотеза Паттейского — Лифшица мне представляется неправильной.

Особой точки зрения придерживается А.Э. Конторович (рис. 2), также допускающий мощный процесс метанообразования на ранних этапах катагенеза.

Проблема вертикальной зональности газообразования стала особенно актуальной после открытия самых крупных на нашей планете залежей газа на севере Тюменской области. В отношении их генезиса было высказано три гипотезы: 1) В.И. Ермакова, В.Г. Васильева и др. (ВНИИГаз) о раннекатагенетической природе этих газов, обязанных углестому детриту в апт-сеноманских субугленосных отложениях; 2) В.Д. Наливкина, Н.М. Кругликова, Г.П. Сверчкова и др. (ВНИГРИ) об образовании газов за счет разрушения нефтей, рассеянных битумоидов и битумов в юрских отложениях, погруженных на большие глубины; 3) Ф.А. Алексеева, В.С. Лебедева и др. (ВНИИЯГГ) о биогенном происхождении метана. Впрочем, они не отрицают, что часть газа может быть продуктом термоллиза ОВ в отложениях, залегающих ниже биогенной зоны.

Вторую точку зрения — о позднекатагенетическом образовании газов — поддерживают С.Г. Неручев, Г.Э. Прозорович и др. Именно эта концепция побудила меня снять верхний "горб" с кривой на своей диаграмме. Должен признаться, что проблема эта продолжает оставаться для меня нерешенной и я не знаю, является ли сеноманский газ Уренгоя, Медвежьего и других гигантов "верхним" (и в этом случае — биогенным или абиогенным¹) или, наоборот, "нижним", "глубинным".

Заслуживают внимания новейшие расчеты ученых ВНИГРИ масштаба газообразования при катагенезе двух крайних типов ОВ — гумусового (СК_{ар}) и сапропелевого (СК_{ал}). Построенная Е.А. Рогозиной, С.Г. Неручевым и В.А. Успенским в 1974 г. кривая изменения интенсивности генерации метана клареновыми углями (рассчитанная поинтервально на каждые 0,5 км погружения) по мере усиления катагенеза показывает три фазы увеличения выхода CH₄: 1) на рубеже бурогоугольной и длиннопламенной стадий — до 0,9% от исходной массы (C^Г=58,9%); 2) на стадиях Ж — Т — до 1,3–1,4% от той же исходной массы, и 3) на стадиях А₁ — А₂ также примерно до 0,9%. Отмечается два минимума интенсивности метанообразования — резкий посредине зоны катагенеза Г и менее резкий в зоне ПА. Если исходить просто из количества метана, генерированного ОВ клареновых углей на подэтапах углефикации и не рассчитывать это количество последовательно на каждые 0,5 км погружения, то по данным названных авторов можно будет констатировать три максимума, усиливающихся по мере развития катагенеза: на границах между Г и Д, Ж и К и на стадиях ПА + А.

Конечно, к расчетам на 0,5 км погружения следует подходить с большой осторожностью, так как не глубина, а интенсивность прогрева (с учетом его длительности) является ведущим фактором

¹ Сухость УВГ (т.е. очень малое содержание в них гомологов метана) и высокое значение δC^{13} (менее -60‰) отнюдь не являются привилегией биогенных газов. При начальном мягком термоллизе и термокатализе СК генерируется в основном метан с изотопически легким углеродом. Объяснение этому можно видеть в том, что связи C¹²—C¹² рвутся в первую очередь.

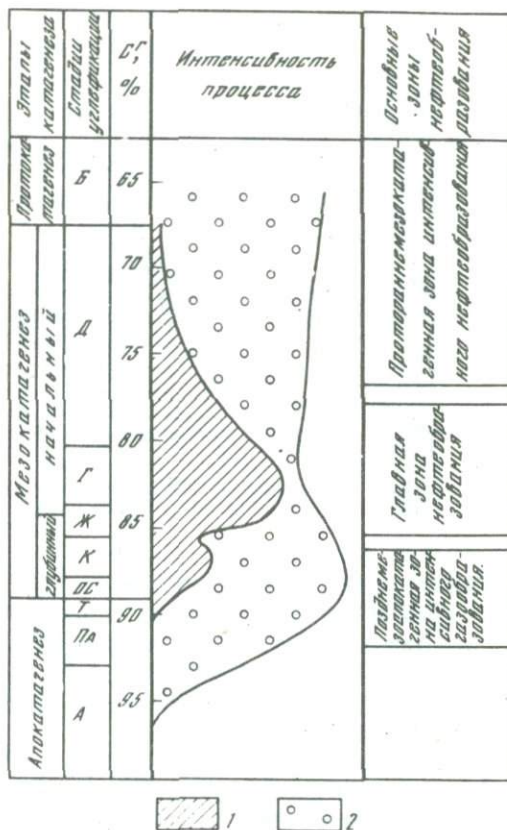
Рис. 2. Интенсивность образования углеводородных газов и нефти в процессе катагенеза ОВ гумусового типа (по А.Э. Конторовичу, 1973)

1 — интенсивность нефтеобразования; 2 — интенсивность газообразования

катагенеза ОВ. Геотермический же градиент и вообще геотермическая история в разных районах отличались своими особенностями. С.Г. Неручев и Г.М. Парпарова допускают ошибку, когда ориентируются на вполне определенные глубины, недооценивая тем самым различие в тепловой истории пород в разных частях осадочных бассейнов и в разных бассейнах и пренебрегая ролью геологического времени. Достаточно привести два ярких примера. Если С.Г. Неручев и Г.М. Парпарова считают, что верхняя граница подзоны К проходит всюду в интервале глубин 3,6—4 км, то в скв. 1 Кочубевской, для которой имеются наиболее достоверные сведения о степени катагенеза ОВ (по данным об отражательной способности витринита, принадлежащим проф. И.И. Аммосову), граница стадий Ж и К отмечена на глубине 4,8 км. В Донбассе эта же граница, по расчетам М.Л. Левенштейна, отвечала глубинам 4—5 км, а в Карагандинском бассейне, по М.В. Голицыну, 6,5—7 км.

Общее количество метана, которое способно дать $СК_{ар}$ в процессе всего катагенеза, разные авторы также расценивают по-разному. Можно, однако, утверждать, что не менее 15% от общей массы СК (считая в весовых % от исходной массы ОВ к началу буроугольной подстадии — Б) переходит к концу апокатагенеза в метан.

Еще сложнее обстоит дело с проблемой генерации УВГ сапропелевым ОВ ($СК_{ал}$). Соответствующих исследований в мировой литературе мало. Пионером в изучении особенностей газовой фазы ОВ осадочных пород явилась Е.А. Рогозина. Она впервые показала качественное отличие УВГ в ОВ сапропелевого ($СК_{ал}$) и гумусового ($СК_{ар}$) типов. Это важное положение было названо мною закономерностью Е.А. Рогозиной (Вассоевич, 1973).



1 — интенсивность нефтеобразования; 2 — интенсивность газообразования

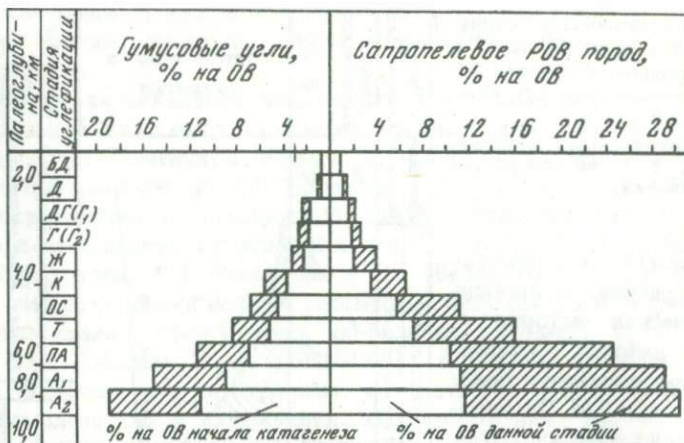


Рис. 3. Генерация углеводородных газов в процессе углефикации (по Е.А. Рогозиной, С.Г. Неручеву и В.А. Успенскому, 1974)

Данные о масштабах генерации УВГ органическим веществом алинового (сапропелевого) типа, как и преобладающего в природе смешанного (СК_{ал-ар} и особенно СК_{ар-ал}) типа на различных подэтапах катагенеза принадлежат в основном Е.А. Рогозиной, А.Э. Конторовичу, С.Г. Неручеву, В.Д. Наливкину, К.А. Черникову, А.М. Акрамходжаеву, А.К. Каримову и др.

Результаты самого последнего расчета Е.А. Рогозиной, С.Г. Неручевым и В.А. Успенским количества УВГ, генерируемых в процессе углефикации, приведены на рис. 3. Диаграмма показывает, что сапропелевое ОВ (СК_{ал}) на ранних подэтапах катагенеза образует газов почти столько же, сколько и гумусовое (СК_{ар})¹. Только на поздних подэтапах СК_{ал} генерируют УВ газа в полтора больше.

Мне представляется, однако, что алиновый тип СК ("сапропелевое" ОВ) за всю стадию катагенеза генерирует УВ (по весу) не в полтора, а в 2, если не в 2,5 раза больше, чем СК арконового типа ("гумусовое" ОВ). Значительная доля этих УВ приходится на нефть и жирный газ, являющийся попутным газом нефтяных скоплений. Именно этот газ обеспечивает образование ниже ГЗН газоконденсатных залежей. Еще ниже, ближе к зоне апокатагенеза и в ней самой, снова наступает царство метана, но уже "высокотемпературного", образующегося как за счет термоллиза и (или) термокатализа остаточных СК в породах, так и за счет деструкции нефти. К концу апокатагенеза генерация CH₄ постепенно прекращается.

¹ Согласно расчетам Л.В. Токарева и А.Ф. Турыкина (1967), основанным на материалах В.А. Успенского, на подстадии протокатагенеза из сапропеля образуется примерно на 20% больше УВГ, чем из торфа.

Современное состояние наших знаний позволяет утверждать, что образование УВГ — весьма широко распространенный процесс, протекающий на всех этапах прогрессивного литогенеза — начиная с седиментогенеза и диагенеза (когда генерируется особенно много метана — биогенного) и кончая апокатагенезом, сменяющимся метагенезом (т.е. собственно метаморфизмом — региональным)¹.

В конце 40-х и в начале 50-х годов ряд геологов (В.А. Соколов, А.Л. Козлов, Н.Б. Вассоевич и др.) отмечал, что газообразование (имелось в виду УВГ) предшествует, сопутствует и завершает² нефтеобразование. Несколько лет назад этот вывод снова был сформулирован В.Д. Наливкиным, Г.П. Евсеевым, И.А. Зеличенко (1969), которые считают, что газогенерация начинается в ОВ раньше, достигает главного максимума интенсивности в более мягких термодинамических условиях и продолжается с достаточной активностью на более высоких стадиях катагенеза по сравнению с процессами генерации жидких углеводородов. Позже авторы, по-видимому³, изменили свою точку зрения в отношении максимума газогенерации.

В.Д. Наливкин, С.Г. Неручев и другие привели важный геологический довод в пользу большой роли газов, генерируемых не на ранних этапах катагенеза. Они указали, что преимущественно газоносные области бывают связаны с глубокими бассейнами осадконакопления и что среди основных нефтегазоносных бассейнов мира, имеющих глубину более 4 км, более 2/3 преимущественно газоносны, а среди бассейнов с глубиной менее 4 км, наоборот, 2/3 преимущественно нефтеносны.

Аналогичные и другие геологические аргументы в защиту взглядов о "нижнем", а не "верхнем" происхождении газов, в частности, и в гигантских скоплениях на севере Тюменской области, были приведены Г.Э. Прозоровичем. Он подчеркивает, что подавляющая масса запасов газа встречается в верхней части отложений именно в тех районах, где мощность осадочной толщи превышает 3,5—4 км и где в ее разрезе отсутствуют эвапоритовые покрывки (где же такие покрывки имеются, то под ними бывают сосредоточены огромные запасы газа).

В качестве довода в пользу валанжино-юрского возраста газов, находящихся в сеноманских отложениях Сибири, говорит большее содержание в них весьма легко мигрирующего гелия, чем в газах, сохранившихся в низах неокома и в юре.

Сторонниками генерации газов, образовавших скопления в сеномане, на раннем этапе катагенеза (В.Г. Васильев, В.И. Ермаков, А.Э. Конторович, А.Л. Козлов и др.) или даже на стадии диагенеза (в основном или во многом, как допускают Ф.А. Алексеев, В.С. Лебедев и др.), явля-

¹ Общее количество УВГ, генерируемое седиментами (ОВ в современных и ископаемых осадках) за всю геологическую историю, огромно. По весу оно превышает гидросферу.

² В том смысле, что сменяет нефтеобразование, продолжается после него.

³ Если судить по их высказываниям о генезисе газов в сеноманских отложениях на севере Тюменской области.

ются также Л.М. Зорькин и В.П. Строганов, подчеркивающие огромную общую массу метана, растворенного в сеноманских пластовых водах — буквально сотни триллионов кубических метров, во всяком случае во много раз больше, чем его заключено в залежах. С одной стороны, трудно допустить, чтобы растворенный газ был аллохтонным, а с другой — естественно прийти к выводу, что скопления возникли за счет концентрации только небольшой части колоссального количества растворенных газов.

Приходится констатировать, что в отношении масштабов генерации остаются спорными проблемы: 1) "верхнего", "раннего", или "донецкого" газа, 2) "сонефтяного" (одновременно с ГФН), и 3) "посленефтяного". Особенно спорным является вопрос о "верхнем газе".

Итак, если в отношении местоположения главной зоны нефтеобразования (ГЗН) споров почти нет, то этого нельзя сказать о главной зоне газообразования (ГЗГ). По поводу ее высказаны почти все формально мыслимые гипотезы: 1) ГЗГ выше ГЗН, 2) совпадает с ГЗН, 3) располагается под ГЗН, 4) вообще не должна выделяться и др.

Стоит отметить, что ряд авторов порой допускает неточность в наименовании главной фазы (зоны) нефтеобразования, а именно — ее именуют главной фазой (зоной) нефтегазообразования. Обидно, когда к тому же это последнее наименование приписывается тому, кто вовсе не причастен к данному термину. Так, недавно Т.А. Ботнева (1973) писала: "По мнению Н.Б. Вассоевича¹, нефтегазообразование (ГФН) начинается со стадии метаморфизма органического вещества, отвечающей длиннопламенной, и заканчивается на рубеже жирной и коксовой стадий" (стр. 16).

Единодушие отмечается в отношении признания большой роли фациально-генетического типа ОВ (СК) в интенсивности (в масштабах) генерации различных углеводородов (УВ). После исследований Е.А. Рогозиной (ВНИГРИ), А.Э. Конторовича и других стало очевидным, что "гумусовое" ОВ (арконовое)² генерирует почти чистый метан, а "сапропелевое" (алиновое) помимо метана — его газовые гомологи, а также жидкие нефтяные УВ.

Если в углях гумусового ряда, достигших тех стадий углефикации, на которых развивается ГФН (т.е. Д, Г и Ж), мы неизменно отмечаем небольшое количество нефти, то, вероятно, она обязана своим происхождением обычной примеси лейптинитовых компонентов (споропollenу и др.)³.

Вообще все признают справедливость положения, которое высказал впервые В.А. Соколов, что УВГ (в основном, конечно, метана) образуется во много раз больше нефти. Однако сохраняется газа в недрах

¹ Делается ссылка на статью Вассоевича (1967).

² Надо учитывать, что в чистом виде так называемое "гумусовое" вещество встречается редко.

³ Эту группу компонентов ОВ (СК) за рубежом неточно называют "экинитовой", а некоторые угольщики в СССР неправильно (и "незаконно") именуют... липоидами (повторяя и усугубляя ошибку О.К. Русановой, И.Э. Вальц и др.).

значительно меньше из-за его большой миграционной способности. Принято считать, что геологических запасов нефти больше, чем УВГ (в эквивалентном исчислении). Соотношение начальных разведанных запасов, как и потенциальных ресурсов, нефти и газа чаще всего оцениваются примерно как 2 к 1. М.Ш. Моделевский недавно составил таблицу соотношения геологических запасов жидких и газообразных УВ в зарубежных странах. В его таблице чаще всего мы видим именно это отношение — 2:1 (хотя М.К. Калинин в 1964 г. привел данные, из которых вытекало другое отношение — 5:1).

Если, однако, учесть огромные запасы УВГ, таящиеся в недрах и в же главной зоны нефтеобразования, то можно прийти к обратному выводу и оценить соотношение общих запасов нефти и УВГ как 1:1,5. В абсолютных цифрах общие геологические запасы нефти и УВГ можно оценить сугубо ориентировочно: $2 \cdot 10^{12}$ — $3 \cdot 10^{12}$ тонн нефти и $3 \cdot 10^{15}$ — $5 \cdot 10^{15}$ м³ газа.

Можно считать установленным, что начиная с 4–5 км глубины залежи нефти часто сменяются сначала газоконденсатными, а затем газовыми. Иногда этот эмпирический вывод (направившийся на основе общих соображений еще в 1954 г.) оспаривают, приводя единичные примеры исключений. Но не надо забывать ни того, что названный вывод является статистическим, ни того, что явление богаче закона. Пока самая глубокая залежь нефти в мире открыта на глубине 6605 м (скв. ГАЛФ-12, Луизиана-море, США), а газовая — почти на 7500 м (Мейфилд, Оклахома). Приводят и другой довод — смену нефти с глубиной газом нельзя считать закономерностью, установленной достаточно надежно, ведь глубоких скважин пока пробурено мало, поэтому в дальнейшем картина может измениться.

Мне представляется, что эти возражения неубедительны. Ведь М.Ш. Моделевский, Э.В. Чайковская и ряд американских авторов учитывали процентное соотношение залежей нефти, газоконденсата и газа. Э.В. Чайковская статистически доказала, что в древних бассейнах газовые залежи нередко сменяют нефтяные уже на глубинах 4,5–5 км, а в более молодых бассейнах — на глубинах обычно более 6 км. И она логично объяснила эту разницу ролью геологического времени.

О нижней границе зоны генерации метана (в таком количестве, которое способно дать начало его промышленным скоплениям) можно сказать, что она определяется не столько возрастом отложений (хотя, при прочих равных условиях, довендские отложения по своим перспективам значительно уступают фанерозойским), сколько степенью катагенетического изменения ("метаморфизма"). Свой газоматеринский (как и нефтематеринский) потенциал породы могут сохранить в течение десятков и сотен миллионов лет, пока не опустятся в зону, где начинается усиленная генерация нефти и (или) газа. Но как только возникнут газовые скопления, так геологическое время начинает играть свою отрицательную роль из-за диффузии и (или) эффузии газа из залежей.

Для УВГ условия сохранности их скоплений имеют и с л ю ч и т е л ь н о важное значение. Во многих случаях проблема надежности ловушек для газа является проблемой номер один. В ряде областей,

охватывающих значительные части (если не целиком) осадочных бассейнов, именно из-за отсутствия надежных флюидоупоров нет крупных газовых скоплений.

Учитывая широкую распространенность процесса газообразования (УВГ) можно сказать: были ли бы хорошие ловушки, а газы всегда найдутся. И это не будет очень сильным преувеличением (но может явиться зацепкой для критиков формалистического толка).

Выше уже отмечалось, что для биохимического диагенетического метана требуются совершенно особые условия образования и сохранения его скоплений. Для протокатагенетических газов не требуются особые условия, но совершенно необходимы достаточно надежные флюидоупоры и благоприятный гидродинамический режим. Такие условия обычно отсутствуют в угленосных бассейнах (имеются в виду бассейны, доступные для разработки) и поэтому с ними редко связаны крупные месторождения УВГ. Но если угленосные отложения (в широком понимании, т.е. включая и субугленосные, лишенные промышленных пластов угля), например карбона, оказывались надежно перекрытыми галогенной формацией (например, цехштейна) или непроницаемыми глинами (типа турон-палеогеновых на севере Тюменской области), то в случае достижения угленосными отложениями главной зоны газообразования (стадии Т — ПА) часто возникали весьма крупные скопления газа.

В наши дни почти все геологи отдают себе отчет, что для сохранности залежей УВГ огромное значение имеет (при прочих равных условиях) длительность времени, отделяющего этап формирования газовой залежи от наших дней. Как неоднократно подчеркивал В.А. Соколов, шансов на сохранение древних газовых скоплений мало — УВГ рассеиваются путем миллионлетней диффузии ("дыхания залежи"). Поэтому при прочих равных условиях перспективы открытия залежи УВГ тем выше, чем ближе к нашим дням началась усиленная газогенерация, чем позже сформировалось скопление. Этот принцип можно назвать принципом, или правилом В.А. Соколова. Применительно к нефти в докембрийских отложениях оно было высказано автором данной статьи; в общей же форме — для нефти и для газа — сформулировано В.Д. Козыревым как "важнейший геотектонический признак нефтегазоносности новых территорий" (Козырев, 1972).

Вообще распределение основных запасов газов в стратиферу по глубине во многом определяется вертикальной зональностью в их генерации; на распределении, однако, сильно сказывается способность газов легко мигрировать и латерально и особенно вертикально; отражаются и меньшие "требования" газов к коллекторским свойствам пород и, наоборот, большие — к экранирующим свойствам флюидоупоров.

Обзор современного состояния проблемы происхождения УВГ в осадочной оболочке Земли свидетельствует с несомненностью о значительных достижениях советских ученых в развитии учения о стадийности нефтегазообразования и об органической связи этого процесса с прогрессивным литогенезом в осадочных бассейнах. Теория осадочно-миграционного генезиса УВГ и нефти рисует радужные перспективы в отношении открытия новых залежей нефти и особенно газов в недрах оса-

дочных бассейнов, общая площадь которых на территории и акватории СССР составляет около 15 млн. км².

Совершенно очевидно, что в области познания условий образования УВГ и формирования их скоплений многое еще остается спорным и неясным и поэтому необходимо всемерно расширять и углублять соответствующие научно-исследовательские работы в отраслевых и академических институтах, а также в вузах страны. Можно не сомневаться, что новые успехи не заставят себя ждать и позволят существенно повысить эффективность поисковых работ, рациональное ведение которых в наше время немислимо без полного учета всех достижений наук об УВГ и нефти.

ЛИТЕРАТУРА

- Ботнева Т.А.* Основные этапы цикла нефтеобразования. — Труды ВНИГНИ, 1973, вып. 139.
- Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. — Изв. АН СССР, серия геол., 1967, № 11.
- Вассоевич Н.Б.* Основные закономерности, характеризующие органическое вещество современных и ископаемых осадков. — В кн. "Природа органического вещества современных и ископаемых осадков". М., "Наука", 1973.
- Вассоевич Н.Б.* Вклад ученых Академии наук в развитие нефтяной геологии. — Изв. АН СССР, серия геол., 1974а, № 5.
- Вассоевич Н.Б.* Литология и органическая геохимия. — В кн. "Органическое вещество современных и ископаемых осадков и методы его изучения". М., "Наука", 1974б.
- Вассоевич Н.Б., Успенский В.А.* Геология нефти. — В кн. "Спутник полевого геолога-нефтяника", т. II. Л., Гостоптехиздат, 1954.
- Геологический словарь, т. 2. Происхождение нефти. М., "Недра", 1973.
- Зеличенко И.А., Кругликов Н.М., Наливкин В.Д., Парпарова Г.М., Рогозина Е.А., Черников К.А.* Оценка газо- и битумопродуктивности пород мезозоя юга Западной Сибири. — Труды ВНИГРИ, 1971, вып. 295.
- Калинко М.К.* Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре. М., "Недра", 1964.
- Караваев Н.М.* Новая классификация гумолитов. — Труды ВСЕГЕИ, 1965, вып. 7.
- Козырев В.Д.* Важнейший геотектонический признак нефтегазоносности новых территорий. — Труды ВНИГРИ, 1972, вып. 308.
- Лифшиц М.М.* К вопросу образования метана в угольных пластах и роли воды в процессе углефикации. — Химия твердого топлива, 1973, № 2.
- Наливкин В.Д., Евсеев Г.П., Зеличенко И.А.* и др. Роль процессов преобразования органического вещества и нефтей в распределении нефтяных и газовых залежей Западной Сибири. — Геология нефти и газа, 1969, № 9.
- Неручев С.Г.* Главная фаза газообразования — один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого РОВ. — Геология и геофизика, 1973, № 10.
- Строганов В.П.* О главных фазах генерации газообразных и жидких углеводородов и условиях формирования зон нефтегазоаккумуляции. — Сов. геол., 1973, № 9.
- Соколов В.А.* Очерки генезиса нефти. Л., Гостоптехиздат, 1948.
- Токарев Л.В., Турыкин А.Ф.* Оценка газогенерирующей способности осадочных образований. — Труды ВНИИГаз, 1967, вып. 27/35.
- Успенский В.А.* Опыт материального баланса процессов, происходящих при метаморфизме угольных пластов. — Изв. АН СССР, серия геол., 1954, № 6.
- Vassoevich N.B., Akramhodzhaev A.M., Geodekyan A.A.* Principal zone of oil formation. — In "Advances in organic geochemistry", Paris, Tichnip, 1974.

(ВНИГРИ)

ЭТАПЫ ГАЗООБРАЗОВАНИЯ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА

В обширном круге вопросов, подчиненных проблеме исследования газов, большое внимание в последнее время уделяется масштабам и динамике процесса газообразования. Итогом этих исследований явилось выделение главной фазы газообразования (ГФГ). Однако вопрос о месте ее в общем ходе процесса литогенеза осадков в концепциях разных авторов не получил однозначной трактовки.

Чтобы составить правильное представление о динамике газообразования, необходимо на хорошей геологической основе и более детально, чем ранее, рассмотреть ход и масштаб газообразования в широком диапазоне стадий углефикации для разных типов органического вещества: органической массы гумусовых углей, гумусового РОВ пород, а также смешанных гумусово-сапропелевых и сапропелевых разновидностей РОВ. Поскольку сапропелевое РОВ пород также достаточно неоднородно, особенности газообразования должны быть изучены специально, по крайней мере, для двух различающихся по концентрации категорий — для повышенных (более кларка) концентраций и для низкоконцентрированных, сильно окисленных в диагенезе. При наличии общих закономерностей в проявлении процесса газообразования для разных генетических классов ОВ можно ожидать и значительных различий.

Имеющийся в нашем распоряжении достаточно массовый и хорошо проверенный материал позволил провести теоретические расчеты и составить отчетливое представление о масштабах газообразования в диапазоне от торфяной до антрацитовой стадий углефикации. Проведено это пока лишь для гумусовых клареновых углей и среднего типа сапропелевого РОВ пород с концентрацией выше кларка.

Основой для теоретических расчетов газопродуктивности гумусовых клареновых углей по методике В.А. Успенского послужили данные по составу каменных углей Донбасса, дополненные материалами по бурым углям из других районов.

В целях получения более детальной картины различий в интенсивности процессов газообразования расчет проводился для интервалов метаморфизма, разграничивающихся по возрастанию C^I в углях на 2%. Геологическая интерпретация результатов расчетов проводилась согласно схеме глубинной зональности метаморфизма углей Донбасса, предложенной М.Л. Левенштейном. Интенсивность процесса газообразования рассчитывалась на 0,5-километровый интервал погружения осадков. При интерпретации использовались данные по изменению характеристики форм кислорода и элементарного состава ОВ по стадиям углефикации и данные по зональности состава газов угольных месторождений.

Проведенные теоретические расчеты показали, что максимальной интенсивностью генерации суммы летучих продуктов (рис. 1) выделя-

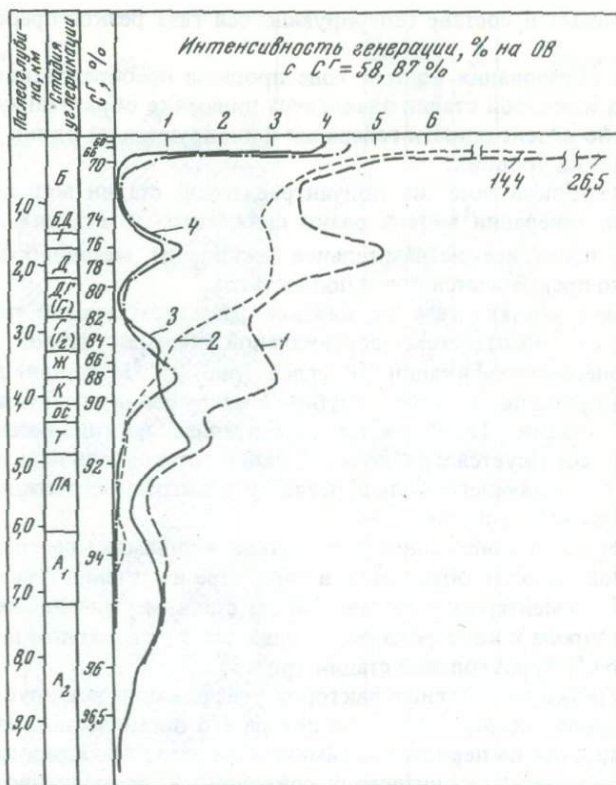


Рис. 1. Интенсивность генерации летучих продуктов гумусовыми клареновыми углями в процессе углефикации

1 — сумма летучих; 2 — CO_2 ; 3 — CH_4 ; 4 — H_2O

ется кратковременный первоначальный этап биохимической эволюции осадка на стадии диагенеза. Общая потеря массы составляет 26,5% в расчете на ОВ торфяной стадии ($C^T = 58,87\%$). Для этого этапа характерна и максимальная генерация метана, двуокиси углерода и воды. В зоне глубин примерно от 0,2 до 1,0 км образование метана почти прекращается, резко снижается интенсивность генерации CO_2 и H_2O .

При дальнейшем росте глубины погружения и температуры в недрах начинается катагенетическая генерация метана. Интенсивность генерации метана сначала возрастает, достигая максимума (до 0,9%) при переходе от буроугольной до длиннопламенной стадии, затем быстро снижается почти до нулевых значений на стадии углефикации ДГ. В дальнейшем вновь происходит постепенное нарастание интенсивности генерации метана на стадиях метаморфизма углей Г — Ж (до 0,7 — 0,8%). Однако максимального значения интенсивности генерации (до 1,3 — 1,4%) достигает лишь на стадиях К — Т в зоне глубин порядка 4 — 5 км. Интенсивность генерации CO_2 к этому времени окончательно снижается до почти нулевых значений,

что обуславливает в составе генерирующегося газа резкое преобладание метана.

Динамика образования воды в ходе процесса преобразования ОВ углей до начала коксовой стадии аналогична динамике образования метана. Максимумы по интенсивности генерации фиксируются на одних и тех же метаморфических уровнях.

В более глубокой зоне на полуантрацитовый стадии метаморфизма интенсивность генерации метана резко снижается; на стадиях $A_1 - A_2$ фиксируется последнее незначительное оживление метанообразования, после чего оно прекращается почти полностью.

Рассмотрение состава газа на каждом расчетном уровне позволило теоретически обосновать схему вертикальной зональности газов, образующихся в процессе углефикации ОВ углей (рис. 2). Нарастание в составе газов метана приводит к смене с глубиной погружения углекислых газов метановыми газами. Теоретически рассчитанная вертикальная зональность хорошо согласуется с давно известной и установленной экспериментально для подавляющего большинства угольных месторождений глубинной газовой зональностью.

Установленные закономерности в составе и динамике генерации летучих продуктов находят объяснение в характере изменения функциональных групп и элементарного состава ОВ по стадиям углефикации. Убыль углерода, водорода и кислорода рассчитывалась в г-атомарном выражении относительно ОВ бурогоугольной стадии (рис. 3).

Наиболее резко на усиление факторов углефикации реагирует в составе ОВ углей водород. Максимальная потеря его органическим веществом, углей фиксируется на первом биохимическом этапе преобразования и на этапах, приуроченных к интервалу коксовой — антрацитовый стадий метаморфизма. Сопоставляя динамику убыли кислорода и водорода на фоне убыли углерода, нетрудно заметить, что с глубиной погружения отложенный водород становится ведущим. Этапы наибольшей убыли водорода совпадают с максимальной потерей углерода из ОВ углей; отсюда следует, что выделяющиеся на этих этапах летучие продукты должны быть наиболее насыщены водородом. Характер и особенности изменения элементарного состава ОВ углей находят отчетливое отражение в составе теоретически предполагаемых продуктов углефикации.

О механизме процесса генерации летучих продуктов углефикации можно судить, если обратиться к закономерностям изменения форм кислорода (рис. 4). Суммарный кислород в составе органической массы угля представлен реактивными и неактивными формами. К реактивным формам относится кислород, входящий в состав карбонильной, гидроксильной, карбоксильной и метоксильной групп. Неактивная форма кислорода включает, как известно, кислород мостиковый и гетероциклический.

Рассмотрение динамики убыли этих форм кислорода и сопоставление полученных данных с данными убыли отдельных элементов (С, Н, О), вычисленных по изменению элементарного состава, показало, что в ходе углефикации наблюдаются участки плавного изменения гумусового вещества, не сопровождающегося нарушением его структурного плана.

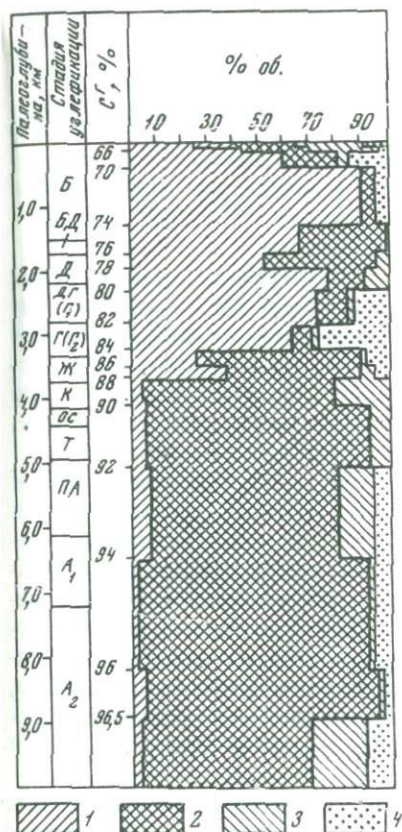


Рис. 2. Диаграмма изменения содержания компонентов в летучих продуктах углефикации клареновых углей

1 - CO₂; 2 - CH₄; 3 - NH₃; 4 - H₂S

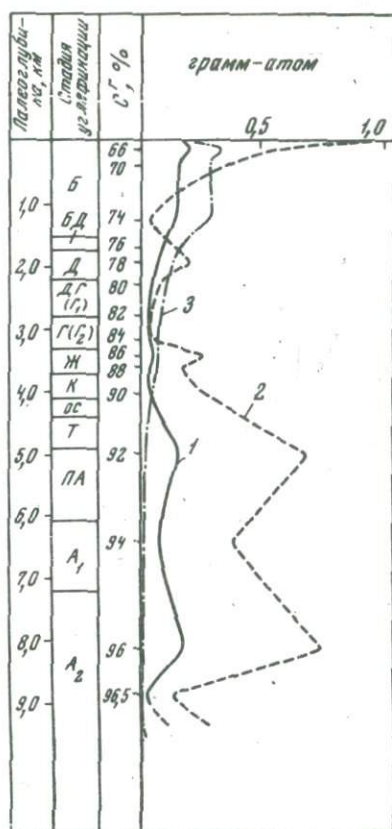


Рис. 3. Убыль углерода, водорода и кислорода в процессе углефикации гумусовых клареновых углей

1 - углерод; 2 - водород; 3 - кислород

Убыль неактивных форм кислорода в этих случаях почти не фиксируется. Эти участки разделяются фазами перестройки структурного плана угольной субстанции, которым отвечает интенсификация генерации летучих продуктов. В этом случае в процесс газообразования вовлекается, помимо периферийных функциональных групп, и ядерная часть органического вещества.

Отчетливо фиксируются три критических этапа: первый отвечает начальной стадии формирования угольного вещества из торфа, второй соответствует переходу от бурогоугольного к раннему каменноугольному этапу, третий относится к стадии углефикационного скачка.

Первый максимум вызван биохимической переработкой всей массы органического вещества, последующие два катагенных критических эта-

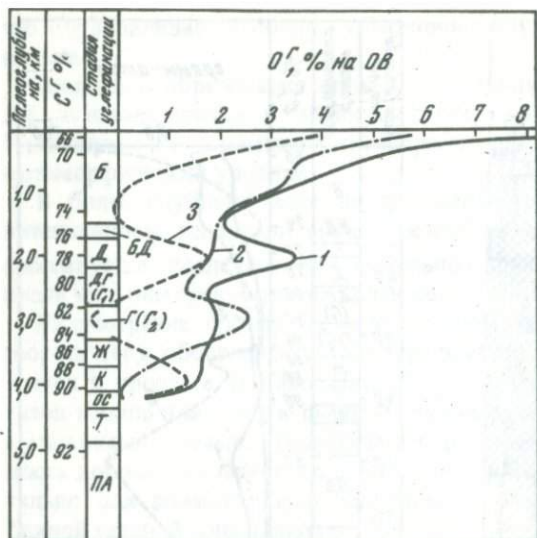


Рис. 4. Убыль суммарного кислорода и его реактивных и неактивных форм в % на ОВ начала стадии Б₁ ($C^r = \pm 60\%$) (гумусовые клареновые угли)

Кислород: 1 — суммарный; 2 — реактивный; 3 — неактивный

па газообразования связаны в основном с отщеплением периферических групп и с разрывом мостиковых связей между конденсированными циклическими системами.

Последующее усиление процесса газообразования связано с интенсивной поликонденсацией углерод-

ного скелета, сопровождающейся потерей оставшихся в угольном веществе гетероэлементов. На этом этапе водород переходит также в категорию гетероэлементов, подлежащих удалению. При завершении последней критической фазы в геохимической истории гумусового вещества, выраженной в прогрессирующей его графитизации, углерод может быть вновь вовлечен в процессы газообразования за счет взаимодействия его с минеральной средой.

Газообразование в сапропелевом РОВ рассмотрено более схематично. Расчеты масштабов газообразования проведены для трех крупных интервалов преобразования сапропелевого РОВ: от средней бурогольной стадии до начала ГФН, для интервала проявления ГФН и интервала после завершения ГФН до стадии метаморфизма ПА.

Для первых двух интервалов общая потеря массы ОВ и выход наиболее вероятных продуктов генерации оценивались по потере V^r . Общая потеря массы ОВ для первого этапа контролировалась дополнительно по методике В.А. Успенского. Газообразование на третьем этапе рассчитывалось по методике В.А. Успенского и по потере V^r .

Этап диагенетического газообразования для сапропелевого РОВ не был охарактеризован расчетными данными. Однако, учитывая значительное снижение содержания водорода в сапропелевом РОВ при возрастании интенсивности анаэробного бактериального окисления, а также проведенные в 1969 г. А.Э. Конторовичем и Е.А. Рогозиной расчеты по газообразованию на этом этапе (неопубликованные данные), можно не сомневаться, что на стадии диагенеза интенсивность образования метана для сапропелевого РОВ столь же велика, как и для гумусового ОВ, а затем резко снижается до уровня почти нулевых значений в результате затухания биохимических процессов (рис. 5). Далее низкий уровень (0,3% на 0,5 км) генерации углеводородного газа остается характерным для всего

начального этапа катагенеза сапропелевого РОВ вплоть до вступления его в главную фазу нефтеобразования. Этому этапу свойственна прогрессирующая карбонизация РОВ, потеря гетероатомов, преимущественно за счет кислорода. Основа молекулярной структуры РОВ почти не изменяется, происходит отрыв периферических функциональных групп. Битуминологические экспериментальные данные и проведенные расчеты показывают, что процессы образования битумоидных компонентов выражены слабо, в составе генерирующихся летучих продуктов резко преобладают двуокись углерода и вода.

При развитии ГФН (стадии метаморфизма ДГ – Г – Ж) происходит деструкция значительной части полимерлипидных компонентов сапропелевого РОВ. В генерирующихся продуктах преобладают битумоидные компоненты, среди углеводородных газов – гомологи метана.

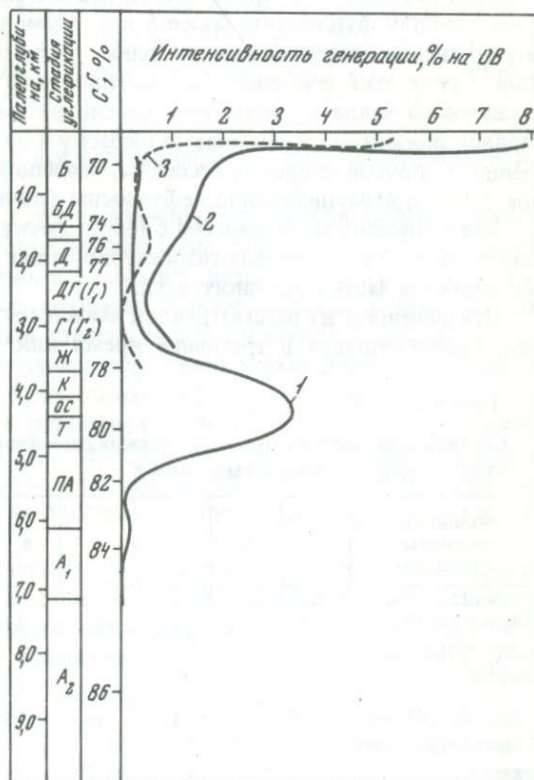
Интенсивного газообразования не происходит; об этом можно судить по целому ряду признаков: количество метана в газовой фазе РОВ пород остается низким, в пластовых водах этой глубинной зоны содержание газообразных УВ невелико, содержание водорода в сапропелевом РОВ снижается слабо. Интенсивность газообразования, по данным А.Э. Конторовича и Е.А. Рогозиной, составляет не более 0,4-0,5% на 0,5 км глубины, по последним расчетам порядка 0,3%.

На следующем этапе, после завершения ГФН, начиная с конца стадии Ж до Т включительно, снова резко изменяется состав сапропелевого РОВ. В нем возрастает содержание углерода, снижается количество гетероэлементов и особенно сильно, не менее чем в 2–3 раза, уменьшается содержание водорода.

Масштабы новообразования битумоидов на этом

Рис. 5. Интенсивность генерации углеводородного газа РОВ пород

1 – кривая интенсивности генерации углеводородного газа сапропелевым РОВ в % на органическую массу бурогоугольной стадии ($C^T = 68\%$); 2, 3 – кривые интенсивности генерации углеводородного газа сапропелевым (2) и сапропелево-гумусовым (3) РОВ в % на органическую массу средней бурогоугольной стадии (по данным А.Э. Конторовича и Е.А. Рогозиной, 1967, 1969 гг.)



этапе, по имеющимся данным, невелики. В генерирующихся летучих продуктах преобладает газовая фаза. О значительном усилении газообразования свидетельствует смена газа в закрытых порах пород, впервые появляющаяся для сапропелевого ОВ резкое преобладание метана над гомологами, достигающая максимума насыщенность метаном пластовых вод и отчетливый максимум по метану в расчете на массу РОВ. На этом этапе образуется порядка 9% метана от массы исходного ОВ (отвечающего началу буроугольной стадии). Резкое усиление генерации углеводородного газа наблюдается на стадиях метаморфизма К — Т (в интервале глубин порядка 3,6—5 км). При катагенетическом преобразовании общая потеря массы сапропелевого РОВ составляет 61%, из них на долю УВ газа приходится 11,9%.

Установленная глубинная зональность в развитии процесса газообразования в сапропелевом РОВ с оценкой интенсивности генерации и сохранности газа на каждом этапе позволила уверенно выделить главную фазу газообразования на стадиях К — Т метаморфизма ОВ, в зоне глубин порядка 3,6—5 км. В этой же глубинно-метаморфической зоне наблюдается максимальная интенсивность генерации метана гумусовыми клареновыми углями.

Этот порядок глубин, полученный путем изучения преобразования органического вещества, хорошо совпадает с существующей в природе зависимостью между глубиной бассейна седиментации и соотношением запасов нефти и газа. Среди палеозойских и мезозойских бассейнов, имеющих глубину фундамента более 5 км, примерно две трети являются преимущественно газоносными и одна треть преимущественно нефтеносной. Среди этих нефтеносных бассейнов еще одна треть в нижних частях осадочного чехла представлена красноцветами или карбонатами с прослоями, имеющими красноватую окраску и почти лишенными нефтепроявлений. С другой стороны, бассейны, имеющие глубину фундамента меньше 5 км, преимущественно нефтеносны (почти 3/4 бассейнов) (табл. 1).

Эта зависимость, совместно с теоретическими расчетами, служит указанием на то, что основные газогенерирующие толщи обычно располагаются в нижней части осадочного чехла.

Исключением из рассмотренной зависимости служат осадочные бассейны, прогибавшиеся в третичное время как полностью, так и частично,

ТАБЛИЦА 1

Соотношение нефтеносных и газоносных бассейнов в зависимости от мощности осадочного выполнения

Мощность осадочных пород, км	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Число бассейнов с преобладанием нефти	1	5	7	1	2	1	2	2	0
Число бассейнов с преобладанием газа	1	1	3	2	5	1	1	2	5

ТАБЛИЦА 2

Общая потеря массы и количество генерированного УВГ органическим веществом в процессе углефикации

Интервалы углефикации	% вес. на ОВ начальной стадии				% вес. на ОВ данной стадии	
	Гумусовые клареновые угли		Сапропелевое РОВ		Гумусовые клареновые угли	Сапропелевое РОВ
	Общая потеря массы	СН ₄	Общая потеря массы	УВГ	СН ₄	УВГ
В ₁ -БД	11,33	0,43	13,0	1,0	0,49	1,00
В ₁ -Д	13,87	0,83	15,0	1,1	0,96	1,30
В ₁ -ДГ (Г ₁)	20,54	1,76	21,0	1,4	2,22	1,77
В ₁ -Г (Г ₂)	24,54	1,90	30,0	1,8	2,53	2,57
В ₁ -Ж	28,06	2,28	40,0	2,3	3,17	3,83
В ₁ -К	32,59	3,68	46,0	3,5	5,45	6,48
В ₁ -ОС	34,61	4,35	51,0	5,6	6,66	11,42
В ₁ -Т	36,05	5,15	54,0	7,5	8,03	16,30
В ₁ -ПА	38,18	6,95	57,0	10,6	11,26	24,65
В ₁ -А ₁	40,96	8,88	60,0	11,8	15,01	29,50
В ₁ -А ₂	42,87	11,09	61,0	11,9	19,41	30,50

но более чем на 2 км. Почти все они преимущественно нефтеносны независимо от глубины.

Из 30 наиболее богатых и лучше изученных бассейнов, прогибавшихся в третичное время, лишь 5-6 преимущественно газоносны. Причина такого исключения не ясна. Вероятно, это связано с потерей газа, так как третичные бассейны обычно деформированы сильнее, чем более древние, но, возможно, влияет и меньшая степень преобразованности органического вещества, так как из 24 третичных нефтеносных провинций около 6 являются платформенными, а из 6 газоносных — 5 складчатыми.

Совместное рассмотрение различных аспектов газогенерации и совпадение полученных результатов с фактическим распределением нефти и газа создает уверенность в правильности выводов и дает возможность использовать их при раздельном прогнозировании нефтеносности и газоносности.

Преимущественно газоносными можно считать те бассейны осадконакопления или части крупных бассейнов (мезозойского и палеозойского возраста), в пределах которых низы разреза, содержащие достаточное количество органического вещества, достигли стадий метаморфизма К — Т (обычные глубины 3,6 — 5 км).

Проведенные расчеты позволяют также более точно оценивать количество генерировавшегося газа (табл. 2) и тем самым служат основой для объемно-генетического метода подсчета прогнозных запасов.

(ВНИГНИ)

ОСОБЕННОСТИ ГЕНЕРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ ГАЗООБРАЗНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Раздельное прогнозирование запасов нефти и газа возможно лишь в результате изучения формирования их скоплений и определения геологических и геохимических условий газообразования.

В мире почти нет чисто газоносных провинций или бассейнов, во многих из них имеются нефтегазоносные и газоносные области. Распределение этих областей самое различное в пределах даже однотипных нефтегазоносных провинций. Наиболее часто нет простых закономерностей такого распределения. Однако нередко наблюдается довольно четкая приуроченность нефтяных месторождений к центральным наиболее погруженным частям, а газовых — к периферийным, но иногда и наоборот — в погруженных частях расположены газовые месторождения, а в более приподнятых — нефтяные.

Наконец, сравнительно небольшое число провинций характеризуется распространением преимущественно или только газовых месторождений. Сложность и разнообразие закономерностей относительного распределения нефтяных и газовых месторождений обусловлены тем, что они определяются не одним, а группой факторов. Анализируя условия образования газа, формирования и сохранения его залежей, нетрудно прийти к выводу о том, что они могут обуславливаться следующими геолого-геохимическими факторами: особенностями образования газообразных углеводородов; условиями их миграции и аккумуляции; условиями нахождения и сохранения газовых залежей.

Образование метана в результате преобразования углей и углистого детрита характерно для регионов, в которых развиты угленосные и континентальные отложения. Значительно шире образуются газообразные углеводороды (УВ) в процессе фоссилизации и катагенетического превращения рассеянного органического вещества (РОВ) гумусового и сапропелевого типов. Особенности строения гумусового РОВ определяют преимущественное образование из него газообразных УВ.

Последние данные о строении гумусового РОВ показывают, что его большая (небитуминозная) часть имеет в основе строения конденсированные ароматические кольца, связанные гетероциклами и мостиковыми связями. Такое строение подтверждается низкой величиной атомарного отношения Н/С в элементном составе (0,5–0,8), высокой степенью ассоциированности вещества (0,7–0,8), отражающей наличие большого количества углерод-углеродных связей, почти полным отсутствием CH_2 групп (по данным ИК-спектрометрии), большим количеством парамагнитных центров на 1 г вещества (до $130 \cdot 10^{17}$), связанным с наличием сопряженных связей. Рентгеноструктурные исследования этого вещества показывают наличие двумерных сеток ароматического углерода, сближенных до 3,5 Å (табл. 1). Для такого вещества характерны кислородные и метиленовые

Т А Б Л И Ц А 1

Характеристика различных типов рассеянного органического вещества по небиотической части РОВ

Параметр	Гумусовое РОВ	Сапропелевое РОВ
С, %	60 – 82	60 – 82
Н, %	3,0 – 4,8	5,0 – 9,0
С, %	0,6 – 2,0	1,1 – 3,0
Н, %	0,7 – 2,0	1,5 – 3,5
О, % (по разности)	12 – 34	8 – 32
Н/С атомное	0,50 – 0,89	0,90 – 1,3
Степень ассоциированности (с А)	0,66 – 0,78	0,55 – 0,65
Концентрация парамагнитных центров (ЭПР), $n \cdot 10^{17}$	29 – 130	1 – 30
Д полосы 2930 см^{-1} в ИК-спектрах	0,06 – 0,2	0,3 – 0,9
Расстояние между слоями углерода по положению тах дифрактограмм, А	3,5 – 3,6	4,4 – 4,7

функциональные группы, отщепление которых в процессе преобразования приводит к образованию метана, CO_2 и H_2O .

Гумусовое вещество субаквальных отложений образовано, главным образом, за счет аллохтонного органического материала, остатков высшей растительности, основными биохимическими компонентами которых являются углеводы и лигнин.

Как известно, строение сапропелевого РОВ принципиально отличается от строения гумусового вещества: в нем существенна роль групп CH_2 и CH_3 , слагающих структуры алициклического характера или типа сетчатых полимеров. Благодаря такому строению сапропелевое РОВ характеризуется относительно повышенным содержанием в нем водорода. Значительное количество группировок CH_2 , CH_3 подтверждается ИК-спектроскопией; отсутствие сопряженных связей подтверждается низкой концентрацией парамагнитных центров. Рентгеноструктурный анализ указывает на возможность наличия линейных структур с расстоянием между углеродными атомами, свойственными алифатическим соединениям (табл. 1). Сапропелевое РОВ образуется из автохтонного материала бассейна осадконакопления, богатого белками, углеводами и в меньшей степени липидами. Такое строение сапропелевого РОВ определяет значительную генерацию жидких и тяжелых газообразных УВ.

Органическое вещество гумусового типа помимо газообразных продуцирует и жидкие углеводороды. Однако количество эмиграционноспособных жидких УВ в гумусовом РОВ мало ввиду того, что до стадии среднего катанегеза среди генерированных УВ преобладает полициклическая ароматика.

Большой интерес представляет определение масштабов генерации газа в процессе литогенеза, которые зависят как от строения исходного вещества, так и от термобарических условий, в которых находится органическое

ТАБЛИЦА 2

Количество летучих углеводородов при углефикации гумусового (Н = 4–5%) и сапропелевого (Н = 6–7%) РОВ

Изменение % углерода в РОВ в процессе катагенеза	Количество водорода в РОВ, в %				
	4	5	6	6	7
	Образовано УВ в % в расчете на				
	CH ₄		C ₃ H ₈		
66–68	0,57	0,67	0,83	1,41	1,83
68–70	0,56	0,64	0,81	1,24	1,63
70–72	0,53	0,61	0,75	1,20	1,52
72–74	0,49	0,57	0,70	1,14	1,40
74–76	0,45	0,55	0,68	1,09	1,27
76–78	0,42	0,53	0,65	1,02	1,22
78–80	0,41	0,49	0,60	0,98	1,15
80–82	0,41	0,48	0,58	0,95	1,13
Если в процессе превращения происходит уменьшение количества водорода на 0,5%					
70–72	1,31	2,54	2,85	2,95	3,01

кое вещество. Для этого мы, по данным современного состава рассеянного органического вещества, содержащегося в одних и тех же слоях, но испытывавших погружение до различных глубин (а следовательно, находившихся в различных термобарических условиях), рассчитали по методике В.А. Успенского и Е.А. Rogozinoy количество летучих продуктов органического вещества. При этом считали, что в состав летучих входят помимо газовых компонентов легкие и жидкие УВ.

Как видно из этих расчетов (табл. 2), до стадии среднего катагенеза (в РОВ до 82%), которая характерна для осадочных толщ большинства нефтегазоносных провинций, масштабы генерации УВ определяются величинами до 10% РОВ в расчете на метан.

Генерация летучих углеводородов тем выше, чем больше в органическом веществе водорода; при прочих равных условиях выход летучих в расчете на пропан выше, чем в расчете на метан. По мере увеличения количества углерода в исходном материале выход летучих углеводородов несколько падает, если водород остается постоянным. Если же в процессе превращения происходит падение количества водорода, то выход летучих углеводородов возрастает в 2–3 раза (табл. 2).

Известное положение о том, что сапропелевое вещество генерирует преимущественно газ на ранних стадиях катагенетического превращения и жидкие УВ — на средних, подтверждается расчетами табл. 3, где произведен пересчет общего количества летучих углеводородов углефикации на газообразные и эмигрировавшие жидкие. Величина последних определялась исходя из имеющихся данных об увеличении углеродного коэффициента, вычисленного по тяжелым жидким УВ. При этом допускалось, что коли-

чество бензина и эмигрировавших тяжелых углеводородов составляют 50%. Из этих расчетов видно, что количество летучих углеводородов углефикации сапропелевого ОВ средних стадий катагенеза состоит из жидких УВ.

Для гумусового вещества генерация жидких углеводородов существенно ниже и соответственно количество газообразных УВ преобладает на любых стадиях углефикации.

Эти теоретические положения подтверждаются и конкретным фактическим материалом для некоторых районов, представленным в табл. 4. Приведенные примеры показывают, что получаемые на природном материале соотношения масштабов генерации жидких и газообразных углеводородов много сложнее, чем теоретические расчеты. Например, в одних и тех же термобарических условиях майкопских отложений в зависимости от вариаций в составе сапропелевого вещества, связанных с условиями седиментогенеза и раннего диагенеза, происходит либо генерация только жидких УВ, либо и жидких и газообразных. Последнее характерно для вещества, более окисленного. Вместе с тем, по данным табл. 4, генерация УВ окисленным веществом выше, чем неокисленным. Очевидно, следует предполагать, что во втором случае УВ образовались до погружения пород на 600 м, что привело к высокой обуглероженности органического вещества на малой глубине.

Гумусовые разности РОВ характерны для отложений, начиная с верхнего девона, когда растительность вышла на сушу. Условия накопления гумусового РОВ связаны с шельфовыми зонами бассейнов или прибрежными болотами и захоронением значительного количества РОВ. Высокие

ТАБЛИЦА 3

Сравнение масштабов газогенерации из гумусового и сапропелевого рассеянного органического вещества

Изменение % углерода в РОВ в про- цессе ка- тагенеза	Сапропелевое РОВ, Н = 6%			Гумусовое РОВ, Н = 4%		
	Сумма лету- чих УВ в расчете на C ₃ H ₈	Жидкие летучие УВ ¹	Газообраз- ные УВ в расчете на СН ₄	Сумма лету- чих УВ в расчете на СН ₄	Жидкие ле- тучие УВ ¹	Газообраз- ные УВ в расчете на СН ₄
66-68	1,41		0,83	0,57		0,57
68-70	1,24		0,81	0,56		0,56
70-72	1,20	0,5	0,43	0,53		0,53
72-74	1,14	0,5	0,39	0,49	0,1	0,48
74-76	1,09	1,0	0,06	0,45	0,1	0,44
76-78	1,02	1,0	0	0,42	0,2	0,40
78-80	0,98	1,5	0	0,41	0,3	0,39
80-82	0,95	1,5	0	0,41	0,4	0,38

¹ Эта величина взята из прироста углеводородного коэффициента высокомолекулярных углеводородов и допущения одновременного образования 30% бензина от суммы УВ и 20% эмиграции жидких УВ.

ТАБЛИЦА 4

Примеры расчета коэффициентов газогенерации для конкретных районов, в % на ОВ

Район, отложения, максимальная глубина погружения	Состав РОВ, в %		Генера- ция сум- мы лету- чих в рас- чете на C_3H_8	Генера- ция жид- ких лету- чих ¹	Генерация метана
	С	Н			
Сапропелевое вещество					
Предкавказье, гли- ны майкопа, гл. 0,6-3 км	65,09	6,47	3,36	1,7	1,0
	71,09	6,67			
	75,30	7,56			
	76,44	7,39	2,21	2,8	0
	75,58	7,02	4,09	3,8	0,29
Амударьинская впадина глинисто-карбонатные породы верхней юры, гл. 2-3,1 км	78,71	6,72			
Московская синеклиза, глины венда, гл. 0,8- 2,9 км	68,5	7,47	4,86	2,2	0,6
	74,47	7,41			
Гумусовое вещество					
Предкавказье, глины нижнего мела, гл. 2,1-3,8 км	77,98	5,00	1,30	0,5	0,6
	79,84	5,11			
Устьюрт, глины сред- ней юры, гл. 2-3,2 км	73,06	4,96	0	0	2,90
	80,24	4,43			
Центральный Каракум- ский свод и его склоны, глины средней юры, гл. 1,5-2,9 км	73,80	4,84	0	0	12,2
	73,49	4,58			
	70,70	4,80	4,27	1,3	2,30
	72,40	4,20			
Урало-Поволжье, глины среднего карбона, гл. 0,8-0,2 км	69,65	4,55	2,37	0,5	1,26
	73,50	4,29			

¹ Величина рассчитана как 50% от прироста углеводородного коэффициента жидких высокомолекулярных углеводородов.

концентрации гумусового РОВ в породе компенсируют низкие коэффициенты газогенерации. Наиболее характерна для гумусового РОВ, обладающего хорошими газоматеринскими свойствами, генерация от 100 до 500 г ОВ на 1 м³ породы или от 0,14 до 0,70 м³ газа на 1 м³ породы. Такие цифры получены при среднем содержании РОВ около 1% и коэффициенте газогенерации 0,5-1,0%, принятом для толщ, погруженных менее

чем на 3 км. При мощности газоматеринских пород в 100 м удельные количества УВ, генерированных РОВ такого типа, составят около 10 т на 1 км². Отдельные прослои гумусового РОВ, как правило, незначительной мощности генерируют 1–2 кг УВ на 1 м³ породы или 1,40–2,80 м³ газа на 1 м³ породы.

Органическое вещество, обладающее преимущественно газоматеринскими свойствами, может быть связано и с типично морскими фациями, где возможно захоронение окисленного вещества.

Как показывают результаты изучения современных осадков, материал, выносимый с континентов реками, может транспортироваться благодаря развитию турбидитов на значительные расстояния по дну морского или океанического бассейна. Так, например, исследованиями установлено, что почти на расстоянии 1000 км от устья р. Ориноко накапливаются осадки с растительным детритом.

Окисление исходного органического материала может происходить как при длительной транспортировке к месту отложения и обилии кислорода в текучей воде, так и при господстве окислительных условий в толще осадка на ранних стадиях преобразования РОВ. В этом случае образуются высококонденсированные ароматические и гетероструктуры, почти лишенные алифатических группировок. Исходным материалом для окисленного РОВ может быть как автохтонный, так и аллохтонный материал, прошедший столь существенное изменение в седиментогенезе и диагенезе, что он почти не несет следов исходного материала. Масштабы газообразования из окисленного РОВ существенно ниже, чем из неокисленного. Коэффициент газогенерации не выше 0,2 и накопление РОВ этого типа на породе обычно ниже 0,5, хотя есть и исключения. Количество генерированных углеводородов колеблется от 12 до 25 г/м³ или от 0,017 до 0,035 м³ в 1 м³. Плотность запасов на 1 км² при 100-метровой мощности пород не выше 1–2,5 т.

Необходимо отметить еще один путь образования углеводородных газов. Имеется в виду образование газа в процессе метанизации нефтей, а также переход в газообразное состояние двухфазных систем под влиянием изменений термодинамических условий.

Влияние условий миграции и аккумуляции на характер газовых скоплений неодинаково на разные их генетические группы. Так, в частности, газообразные углеводороды, образовавшиеся при преобразовании углестого вещества, во всех случаях формируют газовые залежи, которые могут быть распространены в пределах всей провинции. Стратиграфическая приуроченность таких скоплений в основном зависит от развития региональных флюидоупоров. При наличии региональных и полирегиональных флюидоупоров и развитии под ними региональных и полирегиональных коллекторских толщ в последних могут формироваться залежи, приуроченные к ловушкам, расположенным на значительном удалении от зон генерации (до сотен км). При этом нередко в процессе миграции происходит дифференциация газов по химическому и даже изотопному составу. Формирование таких зон в основном обуславливается наличием ловушек на путях миграции, и плотность запасов газа зависит от удельного объема ловушек, развитых в данном комплексе. Блестящим примером

подобной провинции является нижняя пермь Средне-Европейского бассейна.

Условия миграции углеводородов, образовавшихся преимущественно из гумусового рассеянного органического вещества, влияют на распределение залежей примерно так же, как и при их миграции из углистых веществ. Однако все же благодаря одновременному образованию и жидких углеводородов, количество которых увеличивается с погружением, залежи газа региональной миграции формируются как в наиболее погруженных частях впадин, так и в пределах их периферических частей.

При наличии крупных структур, сложенных чередованием коллекторов и полуколлекторов, возможно образование нескольких залежей: внизу нефтяных или газоконденсатных с нефтяной оторочкой, сверху — почти чисто газовых или газоконденсатных.

Значительно сложнее и разнообразнее условия миграции газообразных углеводородов, образующихся из сапропелевого типа РОВ. На ранней стадии катагенеза, когда из этого вещества образуется только метан, формируются только залежи газа, причем на самой ранней стадии даже растворенного в подземных водах.

На более поздней стадии катагенеза, когда образуются одновременно жидкие и газообразные углеводороды, относительное распределение залежей нефти и газа определяется условиями миграции — механизмом дифференциального улавливания. При большом масштабе газообразования, относительно емкости имеющихся в наличии ловушек, наиболее низкопогруженные ловушки будут заполнены газом, а нефтью — расположенные выше.

Наконец, при образовании газа из сапропелевого материала на поздней стадии катагенеза его миграция протекает от более погруженных участков впадин к периферическим, благодаря чему количество газовых залежей в первых может увеличиваться. Однако иногда процесс замещения нефтяных залежей газовыми может не развиваться по двум причинам: во-первых, при образовании зон пониженной проницаемости вблизи водонефтяного контакта (вследствие либо окисления нефти, либо развития цемента в породах), во-вторых, при наличии других путей миграции.

Условия формирования газоконденсатных залежей из двухфазных систем общеизвестны: они контролируются исключительно термодинамическими условиями залегания самих залежей, которые неодинаковы в разных геологических обстановках. В частности, на молодых платформах это контролируется в основном величиной геотермического градиента, в то время как в пределах геосинклинальных впадин — в основном повышенными пластовыми давлениями.

Наконец, общеизвестно влияние условий сохранения залежей нефти и газа на их относительное распределение, так как степень миграционной способности нефти и газа принципиально различна, физические свойства пород, могущих играть роль покрывшек для залежей этих ископаемых, могут быть не одинаковыми, а породы, которые слагают покрывшки для залежей нефти, могут не удерживать газ. В результате газ может мигрировать выше до регионального флюидоупора.

(ВНИГНИ)

**ДИАГЕНЕТИЧЕСКАЯ СТАДИЯ ОБРАЗОВАНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ И ИХ ГЕНЕТИЧЕСКИЕ РАЗЛИЧИЯ
В ЗАВИСИМОСТИ ОТ СОСТАВА
ИСХОДНОГО ОРГАНИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА**

Биохимический процесс образования метана в четвертичных осадках континентальных фаций общеизвестен. Обычно такие газы называют "болотными" или "иловыми". Фации наземных дельт, по-видимому, для них наиболее типичны. Помимо упоминаемых в литературе скопления метанового газа в наземных дельтах рек По, Миссисипи, Волги и других, можно указать еще на интересные случаи образования метанового газа в дельтовых отложениях р. Янцзы в районе Шанхая и р. Красной в провинции Тхай-Бинь (север Вьетнама). В обоих случаях газ эксплуатируется неглубокими (15-30 м) скважинами для бытовых нужд местного населения.

Таким образом, если очевидность образования метана в стадию диagenеза сомнений не вызывала, то одновременная возможность генерации более тяжелых газообразных углеводородов оставалась дискуссионной, несмотря на то, что еще в 1958 г. В.В. Вебером и Н.М. Туркельтаубом (1958), а также К. Эмери и Д. Хогганом (Emery a. Hoggan, 1958) были сделаны публикации об обнаруженных ими в современных морских осадках газообразных углеводородов от C_2 до C_5 , хотя и в малых концентрациях. В работе Гедберга; переведенной на русский язык, указывается следующее: "Дантон и Хант пересмотрели работы В.В. Вебера и Н.М. Туркельтауба, Эмери и Хоггана, Эрдмана с соавторами и других ученых по этому вопросу и, кроме того, сами исследовали многочисленные образцы современных и ископаемых осадков. Они подтверждают отсутствие в современных осадках низкомолекулярных углеводородов и наличие их в ископаемых" (Гедберг, 1966, стр. 22). Та же мысль была повторена в 1972 г. и Кордэллом (Cordell, 1972).

Имеющиеся разногласия связаны с различными методами исследований. Дантон и Хант (Dunton a. Hunt, 1962) по техническим причинам углеводороды от C_1 до C_3 вообще не определяли, в нашу же задачу входило изучение всей свободной газовой фазы углеводородов от C_1 и выше. Исследование Дантона и Ханта свидетельствует о видимом отсутствии низкомолекулярных углеводородов во взятых для анализа образцах современных осадков, тогда как исследованием В.В. Вебера и Н.М. Туркельтауба устанавливались явления новообразования газообразных углеводородов.

Полученные новые данные позволяют внести в этот вопрос вполне определенную ясность. Д.Е. Гершановичу в 1969 г. во время экспедиции на "Академике Книповиче" в тропическую Атлантику, Ю. Н. Гурскому в 1970-1971 гг. при работе в Черном море на "Московском университете" и снова Д.Е. Гершановичу в 1972 г. в экспедиционном рейсе

“Профессора Месяцева” в Перуанском районе Тихого океана удалось отобрать ряд образцов современных и позднелайстоценовых осадков в различных фациальных условиях. Образцы хранились в естественном (влажном) состоянии в герметически закрытых стеклянных банках. В таком виде они были переданы нам для исследования состава их органического вещества. В первую очередь была произведена их дегазация.

Перечень и общая характеристика дегазированных осадков даны в табл. 1. Как видно из таблицы, в их комплекс входят отложения дельтовых, эстуариевых фаций, шельфовых и глубоководных фаций Черноморского бассейна, терригенные осадки Бразильско-Гвианского шельфа в зоне активного влияния речного стока Амазонки и Ориноко, карбонатные осадки банки Кампече в южной части Мексиканского залива, терригенные осадки Перуанского шельфа и смежной части материкового склона Тихого океана, единичные образцы новоэксинских и новокасийских отложений и др. В итоге диапазон исследованных фациальных обстановок оказался в достаточной степени широким и разнообразным.

Извлечение газа производилось при комнатной температуре на специальной установке с применением вакуума (Образование газообразных углеводородов..., 1961). Лишь в случае образца ст. 121 удалось непосредственно извлечь свободный газ без применения вакуума¹.

В результате создания вакуума с разрежением до 1/100 атм можно было наблюдать выделение из осадка пузырьков газа с образованием в осадке системы трещин (при вскрытии банок установлено, что эти трещины тоже были заполнены газом).

Общее количество извлеченного из каждого образца газа составляло от 10 до 150 см³. Анализ извлеченного газа проводился методом газовой хроматографии. Водород, кислород и азот определялись на хроматографе ХПГ с чувствительностью 10⁻² – 10⁻³ % об. Определение углеводородов C₁–C₇ велось на хроматографе “Геохимик” с чувствительностью 10⁻⁵ – 10⁻⁶ % об. Результаты анализа газа приведены в табл. 2.

Во всех случаях присутствуют азот и кислород имевшегося в пробах воздуха (часть кислорода израсходована при этом на биохимические процессы). На воздушную природу всего азота указывает для пробы ст. 83 соотношение между азотом (89,1%) и аргоном (1,1%), а для пробы ст. 1/1 и 114 – наличие в газе 5,1–5,2 · 10⁻⁴ % гелия.

Остальная часть извлеченной газовой фазы осадка образовалась в результате биохимического превращения органического вещества осадка. В основном газы были генерированы в осадке на месте его отложения и находились в сорбированном с ним состоянии. Частично могло происходить и новообразование газа за период хранения образца (от времени его отбора до дегазации). В известной мере процесс сопровождался выделением углекислого газа, содержание которого там, где его определяли, в частности в перуанских газах, составляло от 2 до 25% об. В меньшей степени в некоторых образцах происходило и водородное брожение.

¹ Извлечение газа из образцов и анализ его выполнены под руководством М.Л. Сазонова ст. инженером С.Н. Морозовой и ст. техниками Л.С. Рождественской и М.Ф. Вуколовой.

ТАБЛИЦА 1

Общая характеристика дегазированных осадков

Станция	Глубина моря, м	Литологическая характеристика	Eh, мв	Влажность, %	Нерастворимый в HCl остаток, %	C _{орг} , %
Современные осадки тропической Атлантики (донные пробы)						
Бразильско-Гвианский шельф						
15	42	Зеленовато-серый алевритовый мелкозернистый песок	-190	22,4	76,2	0,19
25	34	Темно-зеленовато-серый глинистый ил*	-155	59,5	65,2	1,20
28	130	Зеленовато-серый алевритоглинистый ил*	-130	52,9	87,5	0,68
Мексиканский залив (банка Кампече)						
41	290	Светло-желтый карбонатный алевритоморфный ил	-110	39,8	5,0	0,51
58	88	Светло-серый карбонатный алевритоморфный ил	-115	36,7	17,9	0,50
Черноморский и Каспийский бассейны						
Современные отложения дельты (ст. 121) и авандельты (ст. 122) Дуная (донные пробы)						
121	7	Зеленовато-серый глинисто-алеваитовый ил	-15	41,6	92,5	0,94
122	17	Темно-серый глинистый песок	-150	41,9	85,3	0,45
Современные отложения Днепровского лимана (ст. 113, колонка) и его предустья (ст. 114, колонка)						
113	8	Черный глинисто-алеваитовый ил (0-10 см)	-150	72,0	83,8	3,44
		То же (100-155 см)	-180	65,3	93,7	3,06
114	15	Черный алевритово-глинистый ил (0-10 см)	-225	72,5	83,6	3,04
		Зеленовато-серый алевритово-глинистый ил (102-167 см)	-130	56,5	78,2	2,64
Современный мидиевый ил (0-10 см) и новозвксинские отложения северо-западной части Черного моря (колонка)						
110	55	Серый ракушниково-глинистый ил (0-10 см)	-110	47,9	50,4	1,27
		Зеленовато-серый глинисто-алеваитовый ил (115-229 см)	-55	24,1	90,9	0,69
		То же (695-807 см)	-50	21,7	87,1	0,70

ТАБЛИЦА 1 (продолжение)

Станция	Глубина моря, м	Литологическая характеристика	Eh мв	Влажность, %	Нерастворимый в HCl остаток, %	C _{орг} , %
Современные и древнечерноморские отложения западной впадины Черного моря (колонка)						
115	2150	Темно-зеленовато-бурый глинистый ил (7-83 см)	-120	76,3	68,7	9,27
83	1950	Серый глинистый ил (144-194 см)	-120	49,4	78,9	2,05
		То же (194-245 см) *	-50	46,3	69,8	2,38
Новокаспийские отложения, Средний Каспий (колонка)						
1/1	167	Темно-серый глинисто-алевритовый ил (220-226 см) *	-50	25,4	80,6	0,45
Перуанский район Тихого океана (донные пробы)						
45	30	Темно-серый мелкозернистый песок	-130	23,3	96,0	0,37
121	50	Черный алевритово-глинистый диатомовый ил *	-100	78,2	82,0	3,51
66	135	Темно-зеленовато-серый алевритовый ил	-105	36,3	84,7	1,11
106	190	Темно-зеленовато-серый глинистый ил	+10	79,4	80,0	6,68
105	370	Темно-зеленовато-коричневый глинисто-диатомовый ил	+30	81,2	81,0	6,90
308	525	Темно-зеленовато-бурый алевритово-глинистый ил	+45	69,6	83,6	2,62
153	753	Темно-зеленовато-бурый глинисто-алевритовый ил	-75	54,4	92,2	2,83

* При обработке соляной кислотой осадок издавал запах сероводорода.

В остальном же (за вычетом N₂, O₂, и CO₂) образовавшийся газ является углеводородным.

Преобладающая часть углеводородного газа представлена метаном (от 0,004 до 45% об.), однако во всех пробах извлеченного газа присутствуют и более тяжелые углеводороды, от этана до бутана и пентана, а в пробах перуанских газов и до гексана включительно, причем не только в виде предельных, но и непредельных углеводородов. Общее содержание тяжелых углеводородов составляло от $6 \cdot 10^{-5}$ до $6 \cdot 10^{-2}$ % об. (лишь в одном случае из общего количества 25 дегазированных образцов тяжелых углеводородов вообще не было найдено).

Очевидно, эти концентрации искусственно занижены в связи с тем, что образовавшиеся порции углеводородного газа разбавлены в значительно больших количествах имевшегося в пробах воздуха. И действительная концентрация образующегося углеводородного газа могла быть больше.

Впрочем, имеет значение не столько та или иная концентрация тяжелых углеводородов, сколько факт их закономерного образования в начальную стадию превращения органического вещества осадков. В большинстве образцов (кроме образца ст. 120) до создания вакуума углеводороды находились в связанном (сорбированном) с осадком состоянии и их выделение из осадка произошло только после резкого снижения давления. Образование тяжелых газообразных углеводородов в рассмотренных фаціальных условиях современных и позднплейстоценовых осадков приобретает, таким образом, значение не случайного, а закономерного явления регионального характера.

Начинаясь на стадии седиментации и самого раннего диагенеза отложений определенных фаций, этот процесс, очевидно, получает дальнейшее развитие на более глубоких стадиях превращения органического вещества осадков. Соответственно можно говорить о начальной (диагенетической) стадии образования всей гаммы углеводородных газов.

При этом в зависимости от фаций отложений наблюдаются различные соотношения в содержании между метаном и более тяжелыми углеводородами. В нижней строке табл. 2 содержание тяжелых углеводородов дано в процентах к общему содержанию углеводородного газа, т.е. к сумме метана и более тяжелых углеводородов. Устойчиво низкие относительные содержания тяжелых углеводородов (0–0,004%) приходится на отложения дельты Дуная и Днепровского лимана, обогащенные органическим веществом гумусово-аллохтонной природы.

В остальных фациях отложений, характеризующихся преобладающим водно-автохтонным исходным органическим материалом, относительное содержание тяжелых углеводородов не спускается ниже 0,006–0,008%, а в случае типичных морских или солонатоводно-морских фаций отложений Среднего Каспия, мидиевого ила Черного моря и Перуанского района Тихого океана — возрастает до 2,1–8,9%. Особый интерес представляет генерация углеводородного газа в условиях не только терригенных, но и карбонатных фаций осадков с органическим веществом в основном тоже водно-автохтонной природы (банка Кампече, ст. 41, 58). Относительное содержание тяжелых углеводородов в них оценивается в 0,12–0,26%.

Таким образом, уже на стадии раннего диагенеза образующиеся углеводородные газы различаются по составу. В случае преобладающего гумусово-аллохтонного органического материала генерируется почти чистый метан, в случае же водно-автохтонного материала вместе с метаном происходит образование заметной примеси и более тяжелых углеводородов.

Как известно, наряду с углеводородными газами, ассоциирующимися с нефтью, в природных условиях широко развиты скопления углеводородного, в основном метанового газа, не зависящие от нефти. Если газы, связанные с нефтяными месторождениями (так называемые

ТАБЛИЦА 2

Состав газа современных осадков тропической Атлантики и Перуанского района и Каспийского морей (по аналитическим данным Отдела газовой хроматографии)

Характеристика пробы газа	Тропическая Атлантика						
	25		15		28		41
	0-10	0-10		0-10		0-10	
1	2	3	4	5	6	7	
Время от отбора образца до дегазации, мес.	13	13		13		17	
Объем натурального осадка, л	3	3		3		1	
Объем извлеченного газа, мл	75	64	12*	56	36*	40	
Состав газа, % об.:							
Углекислый газ (CO ₂)	не опред.	не опред.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	
Водород (H ₂)	0,0011	0,0007	то же	0,0004	0,0025	то же	
Кислород (O ₂)	15,0	3,9	"	13,0	13,4	6,5	
Азот+аргон (N ₂ +Ar)	84,9	87,6	"	86,9	86,5	88,0	
Метан (CH ₄)	0,08	1,28	4,9	0,09	0,13	3,2·10 ⁻²	
Этан (C ₂ H ₆)	8,7·10 ⁻⁵	3·10 ⁻⁵	1,9·10 ⁻⁴	7·10 ⁻⁵	8,5·10 ⁻⁵	6,5·10 ⁻⁵	
Этилен (C ₂ H ₄)	3,7·10 ⁻⁴	2·10 ⁻⁵	6·10 ⁻⁵	6,5·10 ⁻⁵	6,7·10 ⁻⁵	нет	
Пропан (C ₃ H ₈)	следы	1,7·10 ⁻⁵	2,6·10 ⁻⁵	2,3·10 ⁻⁵	1,6·10 ⁻⁵	следы	
Пропилен (C ₃ H ₆)	6·10 ⁻⁵	1·10 ⁻⁵	2,3·10 ⁻⁵	1,8·10 ⁻⁵	1,9·10 ⁻⁵	нет	
Изобутан (i-C ₄ H ₁₀)	5·10 ⁻⁵	нет	следы	нет	нет	следы	
Бутан (n-C ₄ H ₁₀)	следы	"	"	"	"	"	
Бутилен (C ₄ H ₈)	2·10 ⁻⁵	"	нет	"	"	нет	
Изопентан (i-C ₅ H ₁₂)	нет	"	"	"	"	"	
Пентан (n-C ₅ H ₁₂)	"	"	"	"	"	"	
Гексан (C ₆ H ₁₄)	"	"	"	"	"	"	
Всего тяжелых углеводородов в газе, % об.	5,9·10 ⁻⁴	8·10 ⁻⁵	3·10 ⁻⁴	1,8·10 ⁻⁴	1,9·10 ⁻⁴	6,5·10 ⁻⁵	
Тяжелых углеводородов в общей сумме углеводородных газов %	0,74	0,006	0,007	0,20	0,18	0,20	

* Результаты анализа после дегазации.

** В том числе гелия в пробе ст. 114 - 5,1·10⁻⁴ и в пробе ст. 1/1 - 5,2·10⁻⁴% об.

*** В этой пробе азот (89,1%) и аргон (1,1%) определены раздельно.

"нефтяные" газы), помимо метана всегда содержат заметные, иногда значительные количества более тяжелых углеводородов, то не зависящие от нефти углеводородные газы ("сухие" газы) являются почти чисто метановыми, в которых содержание тяжелых углеводородов составляет доли процента.

Тихого океана, современных и позднелайстоценовых отложений бассейнов Черного (ВНИГНИ)

Черноморский бассейн							
58		121	122	113		114	
0-10		0-10	0-10	0-10	100-155	0-10	102-167
8	9	10	11	12	13	14	15
17		4	13	12 $\frac{1}{2}$	12 $\frac{1}{2}$	5	5
1		1	1	1	0,5	1	1
40	10*	25	96	170	85	65	30
не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
то же	то же	то же	нет	нет	нет	0,001	то же
12,0	"	1,2	3,0	20,0	13,0	0,6	"
82,0	"	61,0	67,5	79,9	77,3	73,5**	"
9,6·10 ⁻²	4,2·10 ⁻²	36,0	22,7	0,1	8,2	19,7	7,7
8·10 ⁻⁵	6·10 ⁻⁵	3,2·10 ⁻⁴	4,1·10 ⁻⁴	нет	нет	2·10 ⁻⁴	1·10 ⁻⁴
следы	4,8·10 ⁻⁵	следы	нет	"	"	следы	0,12·10 ⁻⁴
2,8·10 ⁻⁵	нет	1,6·10 ⁻⁴	1,7·10 ⁻⁴	"	"	1,7·10 ⁻⁴	1,5·10 ⁻⁴
следы	"	нет	нет	"	"	0,5·10 ⁻⁴	нет
нет	"	1,1·10 ⁻⁴	3,6·10 ⁻⁵	"	"	нет	"
следы	следы	0,9·10 ⁻⁴	8,5·10 ⁻⁵	"	"	0,7·10 ⁻⁴	0,4·10 ⁻⁴
нет	нет	нет	нет	"	"	нет	нет
"	"	"	"	"	"	"	"
"	"	"	"	"	"	"	"
"	"	"	"	"	"	"	"
1,1·10 ⁻⁴	1,1·10 ⁻⁴	6,8·10 ⁻⁴	7·10 ⁻⁴	0	0	4,9·10 ⁻⁴	3,0·10 ⁻⁴
0,12	0,26	0,002	0,003	0	0	0,002	0,004

В выявленных связях между составом углеводородного газа современных осадков и природой исходного органического материала можно видеть первые проявления этих двух генетических ветвей образования углеводородного газа: 1) преимущественно метанового ("болотного" или "сухого" газа) и 2) газа с относительно повышенным содержанием

ТАБЛИЦА 2 (продолжение)

Характеристика пробы газа	Черноморский бассейн				
	110		115	83	
	0-10	115-229	695-807	7-83	144-194
1	16	17	18	19	20
Время от отбора образца до дегазации, мес.	$5\frac{1}{2}$	$5\frac{1}{2}$	$5\frac{1}{2}$	$5\frac{1}{2}$	12
Объем натурального осадка, л	1	1	1	0,5	0,5
Объем извлеченного газа, мл	52	12	59	30	45
Состав газа, % об.:					
Углекислый газ (CO ₂)	не опр.	не опред.	не опред.	не опред.	0,8
Водород (H ₂)	то же	то же	то же	"	нет
Кислород (O ₂)	3,5	11,5	0,3	1,5	4,0
Азот+аргон (N ₂ +Ar)	92,0	84,7	91,4	93,7	91,2
Метан (CH ₄)	$4,3 \cdot 10^{-2}$	$3,3 \cdot 10^{-2}$	$3,3 \cdot 10^{-2}$	0,13	4,0
Этан (C ₂ H ₆)	$3,7 \cdot 10^{-4}$	$3,4 \cdot 10^{-4}$	$1,6 \cdot 10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-4}$	$6,4 \cdot 10^{-5}$
Этилен (C ₂ H ₄)	$0,4 \cdot 10^{-4}$	$1,2 \cdot 10^{-4}$	$0,49 \cdot 10^{-4}$	следы	нет
Пропан (C ₃ H ₈)	$3,4 \cdot 10^{-4}$	$3,5 \cdot 10^{-4}$	$0,5 \cdot 10^{-4}$	$1,4 \cdot 10^{-4}$	$1,8 \cdot 10^{-4}$
Пропилен (C ₃ H ₆)	$0,5 \cdot 10^{-4}$	$1,5 \cdot 10^{-4}$	нет	нет	нет
Изобутан (i-C ₄ H ₁₀)	$0,2 \cdot 10^{-4}$	$0,2 \cdot 10^{-4}$	"	следы	$2,5 \cdot 10^{-5}$
Бутан (n-C ₄ H ₁₀)	$1,5 \cdot 10^{-4}$	$1,5 \cdot 10^{-4}$	$0,9 \cdot 10^{-4}$	"	$2,5 \cdot 10^{-5}$
Бутилен (C ₄ H ₈)	нет	нет	нет	нет	$2,2 \cdot 10^{-5}$
Изопентан (i-C ₅ H ₁₂)	"	"	"	"	$2,4 \cdot 10^{-5}$
Пентан (n-C ₅ H ₁₂)	$2,1 \cdot 10^{-4}$	$2,9 \cdot 10^{-4}$	$1,5 \cdot 10^{-4}$	"	нет
Гексан (C ₆ H ₁₄)	нет	нет	нет	"	"
Всего тяжелых углеводородов в газе, % об.	$1,18 \cdot 10^{-3}$	$1,42 \cdot 10^{-3}$	$5,0 \cdot 10^{-4}$	$6,4 \cdot 10^{-4}$	$3,4 \cdot 10^{-4}$
Тяжелых углеводородов в общей сумме углеводородных газов, %	2,7	4,1	3,8	0,5	0,008

нием тяжелых углеводородов ("нефтяного" газа). По аналогии с современными осадками образование метанового газа следует связывать с преобладающим гумусово-аллохтонным типом органического вещества, тогда как образованию нефтяного газа в свете тех же данных в большей степени благоприятны фации отложений с водно-автохтонным органическим материалом.

Надо полагать, что в случае смешанного в осадках водно-автохтонного и гумусового материала образующийся нефтяной газ будет в большей или меньшей степени разбавляться сухим газом. Подобные соотношения на стадии раннего диагенеза, по-видимому, наблюдаются в условиях газозообразования в образце ст. 15, взятом на Бразильско-Гвианском шель-

	Каспийское море		Перуанский район Тихого океана			
	1/1	45	121	66		
	194-245	220-226	0-10	0-10	0-10	
	21	22	23	24	25	26
	12	4	11		10	11
	0,5	1	0,5		3	3
	78	77	15	40*	75	148
	5,2	не опред.	9,0	19,6	18,5	25,6
	нет	нет	не опред.	0,007	0,01	следы
	1,0	3,2	5,8	3,7	0,9	1,0
	90,2***	94,8**	84,6	76,1	35,6	72,6
	3,8	$3,9 \cdot 10^{-3}$	>0,4	0,6	45,0	0,77
	$1,5 \cdot 10^{-4}$	$2,7 \cdot 10^{-5}$	$1,3 \cdot 10^{-2}$	$8 \cdot 10^{-3}$	$1,8 \cdot 10^{-3}$	$4,9 \cdot 10^{-4}$
	нет	$2,7 \cdot 10^{-5}$	$4,3 \cdot 10^{-2}$	$2,6 \cdot 10^{-2}$	$2,7 \cdot 10^{-3}$	$3 \cdot 10^{-4}$
	$1,7 \cdot 10^{-4}$	$2,1 \cdot 10^{-5}$	$2,9 \cdot 10^{-3}$	$1,3 \cdot 10^{-3}$	$1,3 \cdot 10^{-3}$	$3,1 \cdot 10^{-4}$
	$2,9 \cdot 10^{-5}$	$7,0 \cdot 10^{-6}$	$2,5 \cdot 10^{-4}$	$6 \cdot 10^{-3}$	$3,8 \cdot 10^{-4}$	$9,2 \cdot 10^{-5}$
	$2,1 \cdot 10^{-5}$	нет	не опред.	$1,8 \cdot 10^{-4}$	$2,1 \cdot 10^{-4}$	$1,2 \cdot 10^{-3}$
	$1,8 \cdot 10^{-5}$	"	то же	$3 \cdot 10^{-4}$	$4,2 \cdot 10^{-4}$	$7,5 \cdot 10^{-5}$
	нет	"	"	$5 \cdot 10^{-4}$	$1,4 \cdot 10^{-4}$	$2,8 \cdot 10^{-4}$
	$1,8 \cdot 10^{-5}$	"	"	$1,2 \cdot 10^{-4}$	$4 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$
	нет	"	"	$5 \cdot 10^{-5}$	$7,6 \cdot 10^{-5}$	следы
	"	"	"	$3,2 \cdot 10^{-4}$	$2 \cdot 10^{-4}$	"
	$4,1 \cdot 10^{-4}$	$8,2 \cdot 10^{-5}$	$5,9 \cdot 10^{-2}$	$4,3 \cdot 10^{-2}$	$7,0 \cdot 10^{-3}$	$3,0 \cdot 10^{-3}$
	0,01	2,1	8,9	6,7	0,016	0,39

фе в области активного влияния дельтовых выносов Амазонки (см. табл. 2).

По относительному содержанию тяжелых углеводородов газы водно-автохтонной природы современных осадков весьма близки к некоторым плио-плейстоценовым газам Южно-Луизианского нефтеносного района, где это содержание в общей сумме углеводородных газов составляет 0,64; 0,86; 0,92% (Geology of Natural..., 1968). Однако, в отличие от южнолуизианских или, говоря шире, от нефтяных газов, в аналогичных раннедиагенетических газах, как видно из табл. 2, заметную роль имеют также непредельные углеводороды (этилен, пропилен, бутилен).

ТАБЛИЦА 2 (окончание)

Характеристика пробы газа	Район, станция, интервал отбора (см) образца	Перунаский район Тихого океана			
		106	105	308	153
		0-10	0-10	0-10	0-10
1		27	28	29	30
Время от отбора образца до дегазации, мес.		10	10	8	10
Объем натурального осадка, л		3	2	0,5	3
Объем извлеченного газа, мл		10	89	42	20
Состав газа, % об.					
Углекислый газ (CO ₂)		не опред.	6,4	7,2	22,0
Водород (H ₂)		следы	следы	0,01	0,07
Кислород (O ₂)		6,9	10,0	4,5	2,2
Азот + аргон (N ₂ +Ar)		91,5	83,5	88,2	75,6
Метан (CH ₄)		0,4	0,06	0,14	0,16
Этан (C ₂ H ₆)		$7,9 \cdot 10^{-4}$	$1,8 \cdot 10^{-4}$	$1,8 \cdot 10^{-4}$	$4,1 \cdot 10^{-4}$
Этилен (C ₂ H ₄)		$5,1 \cdot 10^{-5}$	$5,6 \cdot 10^{-5}$	$3,6 \cdot 10^{-4}$	$4,7 \cdot 10^{-4}$
Пропан (C ₃ H ₈)		$3,8 \cdot 10^{-4}$	$2,5 \cdot 10^{-4}$	$1,5 \cdot 10^{-4}$	$2,5 \cdot 10^{-4}$
Пропилен (C ₃ H ₆)		$1,4 \cdot 10^{-4}$	$1,1 \cdot 10^{-5}$	$6,9 \cdot 10^{-5}$	$7,8 \cdot 10^{-4}$
Изобутан (i-C ₄ H ₁₀)		$4,1 \cdot 10^{-5}$	$1,6 \cdot 10^{-5}$	$2,1 \cdot 10^{-5}$	$4,2 \cdot 10^{-5}$
Бутан (n-C ₄ H ₁₀)		$8,2 \cdot 10^{-5}$	$4,1 \cdot 10^{-5}$	$1,3 \cdot 10^{-4}$	$4,2 \cdot 10^{-5}$
Бутилен (C ₄ H ₈)		$7,5 \cdot 10^{-5}$	нет	$1,1 \cdot 10^{-4}$	$1 \cdot 10^{-4}$
Изопентан (i-C ₅ H ₁₂)		$3,2 \cdot 10^{-5}$	"	$3,4 \cdot 10^{-5}$	$4,1 \cdot 10^{-5}$
Пентан (n-C ₅ H ₁₂)		$3,2 \cdot 10^{-5}$	"	$4,8 \cdot 10^{-5}$	$3,2 \cdot 10^{-5}$
Гексан (C ₆ H ₁₄)		$3,2 \cdot 10^{-5}$	"	$4,9 \cdot 10^{-5}$	$4,9 \cdot 10^{-5}$
Всего тяжелых углеводородов в газе, % об.		$2,0 \cdot 10^{-3}$	$5,5 \cdot 10^{-3}$	$1,1 \cdot 10^{-3}$	$1,5 \cdot 10^{-3}$
Тяжелых углеводородов в общей сумме углеводородных газов, %		0,5	0,9	0,8	0,93

Поскольку в углеводородных газах более поздних стадий превращения органического вещества осадков непредельные углеводороды отсутствуют, надо полагать, что на этих последующих стадиях происходит не только новообразование, но и преобразование тяжелых углеводородов с переходом непредельных соединений в предельные. Одновременно будет постепенно затухать и процесс генерации углекислого газа, поскольку он связан с начальной стадией превращения органического вещества осадков. В итоге первоначально образующиеся углекисло-углеводородные газы могут смениться почти нацело углеводородными газами.

Установление факта образования всей гаммы углеводородных газов наводит на мысль о том, что газы, образовавшиеся на стадии диагенеза,

не только рассеиваются и уходят в морской бассейн, но могут латерально мигрировать, а следовательно, играть существенную роль в формировании зон газонакопления.

Мы считаем, что к диагенетическим газам могут быть отнесены скопления газа в эоценовых отложениях Приаралья и Устюрта и в неогеновых отложениях Прикаспийской впадины на глубинах от 200 до 1000 м.

Во внешней зоне Предкарпатья к отложениям сарматского яруса приурочена зона развития сухих углеводородных газов. Содержание метана в этих газах составляет 98–99%, тяжелых углеводородов — менее 1% и азота — менее 2%. Начальные геологические запасы сухих углеводородных газов, залегающих на глубинах до 1000 м на месторождениях зоны (Рудковское, Опарское, Ходновичское, Угерское, Дашавское, Кадобенское, Косовское, Кохановка-Свидницкое), составляют более 65% от общих запасов газов Западно-Украинской области. Зона развития сухих углеводородных газов установлена также в Крыму (Джанкойское, Стрелковское месторождения), где их залежи, приуроченные к майкопским отложениям, залегают на глубинах до 1000 м. Газ данной зоны содержит тяжелых углеводородов менее 1%, азота 1–6%, а начальные геологические запасы этих газов составляют около 44% от общих запасов Южно-Украинской области.

Вероятно, эти зоны газонакопления Западно- и Южно-Украинских областей сформировались за счет газов, образовавшихся на стадии диагенеза в основном из гумусово-аллохтонного типа органического вещества.

Нам представляется, что скопления сухого газа на Центрально-Каракумском своде в меловых отложениях (Зеагли-Дарвазинское месторождение), а также залежи в верхних горизонтах меловых отложений Амударьинской впадины на глубинах от 600 до 1000 м (Газли) также могут быть связаны с газами, образовавшимися в стадию диагенеза из гумусово-аллохтонного типа органического вещества.

Скопления газа в пермских отложениях Среднего Поволжья, залегающие на глубинах до 1000 м и образовавшиеся тоже в стадию диагенеза осадков, в основном связаны со смешанным гумусовым и водно-автохтонным типом органического вещества.

Классическим примером промышленных скоплений нефтяного углеводородного газа, образовавшегося на завершающих этапах диагенеза, являются газовые залежи в плейстоценовых отложениях Луизианского шельфа. Они давали притоки газа, начиная с глубины 670 м и ниже.

В заключение следует отметить, что полученные новые данные позволяют в настоящее время утверждать, что возможность образования не только метана, но и более тяжелых углеводородных газов еще в современных осадках, т.е. на стадии седиментации и самого раннего диагенеза отложений соответствующих фаций, является вполне реальной и закономерной.

Роль же газов, образовавшихся на стадии диагенеза, является существенной в формировании их промышленных скоплений.

ЛИТЕРАТУРА

- Вебер В.В., Гершанович Д.Е., Сазонов М.Л., Морозова С.Н. Образование газообразных углеводородов в современных шельфовых осадках тропической Атлантики. — Геология нефти и газа, 1971, № 6.
- Вебер В.В. и Туркельтауб Н.М. Газообразные углеводороды в современных осадках. — Геология нефти, 1958, № 8.
- Гедберг Х.Д. Геологические аспекты происхождения нефти. Перевод с английского. М., "Недра", 1966.
- Cordell R.J. Depths of oil origin and primary migration: a review and critique. — Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geologists, 1972, v. 56, N 10.
- Dunton M.L., Hunt J.M. Distribution of low molecular-weight hydrocarbons in recent and ancient sediments. — Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geologists, 1962, vol. 46, N 12.
- Emery K.O., Hoggan D. Gases in marine sediments. — Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geologists, 1958, v. 42, N 9.
- Geology of natural gas in South Louisiana. — In: "Natural Gas of North America (Symposium)". Amer. Assoc. Petrol. Geologists, 1968, mem. 9, v. 1.

УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ГАЗЫ В СОВРЕМЕННЫХ И ИСКОПАЕМЫХ ОСАДКАХ

Из-за отсутствия герметизированных грунтовых трубок и керноприемников до настоящего времени мы не располагаем недегазированными пробами из современных осадков, поэтому ниже приведены материалы лишь об их остаточной газонасыщенности.

В результате исследований в Черном и Каспийском морях, а также изучения 15 проб из области Перуанского шельфа, предоставленных Д.Е. Гершановичем, нами выяснено, что газы, в том числе углеводородные, не только образуются в осадке в стадию син- и диагенеза, но и накапливаются в них в растворенном и в свободном состоянии, возможно, нередко образуя газогидраты. Ранее считалось, что все газы, образующиеся в стадию син- и диагенеза, полностью растворяются в иловой воде и затем диффундируют в придонную воду.

По составу и количеству газов среди изученных осадков нами выделено три группы. П е р в а я содержит даже в дегазированных пробах большое количество метана и CO_2 (соответственно до 100 и 80 $\text{см}^3/\text{кг}$). По визуальным наблюдениям в осадках, пузырящихся после подъема их на борт судна, содержится до 5 л газа на литр осадка. В т о р а я группа осадков характеризуется наличием сероводорода и низким содержанием CH_4 и CO_2 (десятичные доли $\text{см}^3/\text{кг}$). Т р е т ья группа осадков не содержит заметных количеств каких-либо газов.

Содержание углеводородных газов тяжелее метана до бутана включительно не превышает тысячных и десятитысячных долей $\text{см}^3/\text{кг}$, редко увеличиваясь до десятых долей $\text{см}^3/\text{кг}$. Выделенные три группы осадков обладают определенными лито-фаціальными чертами. В каждой из них по-разному направлены диагенетические процессы. Это свидетельствует о наличии зависимости между типом осадка и газообразованием.

Первая группа осадков, обогащенных метаном и углекислым газом, характеризуется следующими чертами:

1. В большинстве колонок они представлены терригенными алеврито-глинистыми и песчано-глинистыми образованиями. В области Перуанского шельфа и континентального склона — хомогенными глауконитовыми песками.

2. Содержание органического вещества незначительно. Например, в новозвксинских алеврито-глинистых осадках и глауконитовых песках Перу содержание $\text{C}_{\text{орг}}$ не превышает 1%. Судя по остаткам и отпечаткам, природа исходного ОВ в этих осадках была самой различной: это или зообентос (новозвксинские слои Черного моря), или фитобентос (голоцен Керченского пролива), или фит- и зоопланктон (голоцен Перуанского склона).

3. Содержание окисного и закисного железа повышено по сравнению с осадками второй группы; в связи с этим окраска их нередко бывает

зеленоватой или рыжеватой. В тех случаях, когда окисное или закисное железо связано в минеральных новообразованиях (например, глаукониты Перу), цвет осадка, в зависимости от количества глауконита и $S_{\text{орг}}$, меняется от серого до зеленого. Содержание сульфидных минералов обычно невелико, иногда их нет вовсе. Однако существуют и такие разновидности, в которых содержится значительное количество гидротроилита. При этом количество метана в них существенно меньше, чем в осадках, лишенных сульфидного железа.

4. Запаха сероводорода нет.

5. Характерно наличие остатков или следов жизнедеятельности бентосных организмов: раковины, ризоиды, ходы илоедов.

6. Углекислый газ, постоянно ассоциируя с метаном, оставляет в осадке следы своего пребывания, наиболее заметные в относительно более древних разностях, например в осадках верхнего плейстоцена Черного моря, что связано с длительностью воздействия углекислоты на осадок. В названных осадках видны следы перераспределения $CaCO_3$: кремнистые скелеты диатомей почти нацело замещены кальцитом, раковины моллюсков несут следы растворения.

7. Значения окислительно-восстановительного потенциала преимущественно положительные или же отрицательные, но близкие к нейтральным. Измерены колебания ОВП от -50 до $+100$ мВ.

8. В бассейнах регрессивного типа (Новозвксинский бассейн, современный Каспий) терригенные осадки, благоприятные для генерации CH_4 и CO_2 , занимают обширные площади, выполняя даже удаленные от берегов центральные части котловин. В бассейнах трансгрессивного типа (современное Черное море, Тихий океан) терригенные фации отодвинуты к периферии бассейна, поэтому здесь осадки, содержащие большое количество CH_4 и CO_2 , развиты в менее значительных по площади областях лиманов: вблизи лиманов, проливов, в дельтах и авандельтах, а также узких прибрежных полосах. Глауконитовые осадки Перу развиты широкой полосой на континентальном склоне.

Перечисленные черты осадков, обогащенных CH_4 и CO_2 , свидетельствуют о своеобразии геохимической обстановки в син- и диагенезе. В стадию сингенеза во всех осадках первой группы господствовал нормальный газовый режим (зоо- и фитобентос, глауконит, рассеянные железистые гидроокислы). В диагенезе в этих осадках зона редукции либо не возникла, либо возникала ненадолго, так как образовавшийся сероводород целиком связывался в сульфидных минералах благодаря достаточному количеству исходного окисного железа. Это приводило к повышению ОВП и развитию окислительных процессов, в ходе которых из ОВ образовывался CO_2 . При этом в осадке нередко возникало углекислородное заражение. По-видимому, оно было благоприятно для развития автотрофной бактериальной флоры, способной восстанавливать CO_2 до CH_4 .

С последовательностью названных событий связано, очевидно, проявление стадийности газообразования в ряде однофациальных осадков: обычно наблюдается обогащение метаном не сверху донизу по разрезу, а сначала в самой верхней его части (0–20 см), где бактерии перераба-

тывают ОВ, затем начиная с глубин порядка 3,0–3,5 м, где для них является питательной средой CO_2 .

Вторая группа осадков, отличающаяся наличием сероводорода и низким содержанием CH_4 и CO_2 (десятые доли $\text{см}^3/\text{кг}$), характеризуется следующими чертами:

1. Органогенные осадки с небольшой терригенной примесью. Например, в Черном море породообразующая роль в таких осадках принадлежит либо кокколитофоридам, либо бесскелетному фитопланктону. В районе Перуанского шельфа — диатомовым водорослям. Для планктоногенных осадков характерна примесь аллохтонного ОВ: плавник, остатки наземных насекомых. Присутствуют остатки нектона. Сохранность форменных остатков хорошая.

2. Содержание ОВ высокое, нередко превышает 20%. По данным Е.П. Шишениной, содержание $\text{C}_{\text{орг}}$ в древнечерноморском сапропеле достигает 10%. Содержание битума А повышено по сравнению с осадками первой группы (4–6%). В битуме А много асфальтенов и смол, мало масел. Все это свидетельствует о слабой разложенности ОВ. Наряду с этим в сапропеле есть гуминовые кислоты, наличие которых Н.М. Страхов объясняет привнесом ОВ с суши. Мы считаем, что отчасти это связано с деструкцией планктона в толще воды.

3. Содержание железа незначительно. Оно присутствует в осадке только в виде сульфидов: пирита и марказита.

4. Во всех изученных пробах есть сероводород.

5. Если осадки второй группы формируются в условиях придонного сероводородного заражения, то бентоса в них, конечно, нет. Если же заражение возникает в диагенезе (Перу), бентос есть.

6. Следов воздействия углекислоты на осадок нет.

7. Измерены только отрицательные значения ОВП.

8. Осадки второй группы наибольшее распространение имеют в бассейнах трансгрессивного типа, где ограничено поступление терригенного материала в конечный водоем стока. Так, в Черном море планктоногенные илы выстилают огромные пространства глубоководной котловины, на западе заходя на склон.

На северо-восточном шельфе Черного моря развиты мидиевые и фазеолиновые ракушняки, локально обогащенные сапропелевым заполнителем, что вызвано, очевидно, совместным развитием на банках фито- и зообентоса, создавших избыток ОВ в осадке.

На Перуанском шельфе диатомовые осадки, обогащенные ОВ и принадлежащие второй группе, развиты широкой полосой вдоль побережья, а также спускаются несколько на континентальный склон.

Комплекс лито-фашиальных особенностей осадков второй группы свидетельствует о том, что роль придонного сероводородного заражения сводится к тому, что оно обеспечивает создание устойчивых восстановительных условий в диагенезе даже при небольшом содержании ОВ. Например, содержание ОВ в кокколитовых илах Черного моря около 4%, что впятеро меньше содержания ОВ в сапропелевом слое, однако и в них измерены лишь отрицательные значения ОВП.

Устойчивые восстановительные условия в диагенезе возникают и при нормальном газовом режиме придонных вод. Для развития таких условий необходим избыток ОВ в осадке и дефицит терригенного материала, обогащенного окисным железом, повышающим ОВП. Подобные условия часто возникают в обстановке нормально аэрируемых шельфов, на тех их участках, где особенно пышно развивается фито- и зообентос (мидиевые ракушняки Черного моря и др.).

Как при развитии восстановительной среды благодаря косвенному влиянию придонного сероводородного заражения, так и при развитии восстановительной среды благодаря избытку ОВ и дефициту окисного железа последняя оказывает благоприятное влияние на сохранность ОВ. Осадки, обогащенные ОВ, подобно черноморскому сапропелю, при литификации превращаются, очевидно, в горючие сланцы. Учитывая эту возможность, мы должны сделать предварительный вывод о неперспективности древних аналогов сапропелевых осадков — горючих сланцев — для поиска в области их развития газовых месторождений диагенетического типа.

Нередко наличие выдержанных сапропелевых прослоев приписывают аномальному развитию фитопланктона. Мы считаем, что наличие подобных осадков — заурядное явление в истории развития бассейна, связанное не с пышным расцветом планктона, а с благоприятными тафономическими условиями: придонное сероводородное заражение, возникшее из-за нарушения конвективного обмена между черноморскими и средиземноморскими водами, вливающимися через Босфор, обеспечило создание восстановительной среды в диагенезе. Это было усугублено малой разбавленностью органогенного осадка терригенным материалом, что связано с изменением гидродинамического режима бассейна.

Третья группа осадков не содержит заметных количеств каких-либо газов. К осадкам этой группы относятся пески, ракушняки с песчаным заполнителем, ракушняки, лишенные заполнителя, и другие грубозернистые разности. Однако на данном этапе мы не вправе судить об их истинной газонасыщенности, так как они, благодаря грубозернистости, легче всего дегазируются, не только пребывая на дне, но и в поднятой на борт колонке.

Базируясь на том, что в целой группе осадков образуется и захороняется значительное количество метана, Б.П. Жижченко пришел к выводу, что впоследствии этот газ, сохранившийся в осадочной толще, в случае выведения пластов из горизонтального залегания, может получить возможность миграции вверх по напластованию или по трещинам. В случае скопления в коллекторе метан диагенетического биохимического происхождения может сформировать газовую залежь.

Этот вывод расширяет область поиска метанпроизводящих отложений, не ограничивая ее глубокими прогибами, а также отложениями, обогащенными органическим веществом.

Описание лито-фациальных особенностей и геохимических признаков метанпроизводящих осадков позволяет выявлять соответствующие критерии для диагностики древних аналогов. В настоящее время фациальный диапазон метанпроизводящих осадков диагенетического типа узок. Одна-

ко, сравнивая этот небольшой материал по современным осадкам с данными, полученными при бурении нескольких скважин в Ставрополье, которые охарактеризовали разрез неогена и верхней части палеогена, мы получили ряд обнадеживающих данных, которые сводятся к следующему.

1. Наибольшими содержаниями метана отличаются верхнемайкопские отложения Сухоовражной площади. Вверх и вниз по разрезу содержание метана убывает.

2. Отложения, содержащие максимальные количества метана, обладают рядом специфических черт.

Это терригенные алеврито-глинистые породы, имеющие монотонную темно-серую окраску. В породах повсеместно развит аутигенный глауконит, встречаются следы жизнедеятельности бентосных организмов. Характерно отсутствие известковых раковинных остатков, с одной стороны, и наличие дендритоподобных сидеритовых позднедиагенетических включений и прослоев доломита, с другой, что вместе свидетельствует об углекислом заражении осадка в диагенезе. Пирит развит в отдельных прослоях в виде точечных стяжений.

3. Вверх и вниз по разрезу, а также от разреза к разрезу по площади лито-фациальный облик верхнемайкопских отложений изменяется, и соответственно меняется их газонасыщенность.

Максимально насыщенные метаном верхнемайкопские отложения и максимально насыщенные метаном современные и верхнеплейстоценовые отложения имеют сходство ряда палеоседиментационных признаков: те и другие формировались в бассейнах с нормальным газовым режимом; в диагенезе господствовали условия, близкие к нейтральным по значениям ОВП, причем повышению ОВП в диагенезе способствовало высокое содержание окисного железа в осадке. В тех и других отложениях в диагенезе возникло углекислое заражение, которое в силу более длительного воздействия существенно изменило облик верхнемайкопских пород по сравнению с молодыми образованиями. Так, например, в верхнемайкопских отложениях большая часть исходных гидроокислов железа прореагировала с угольной кислотой, в результате чего образовался сидерит. В современных и верхнеплейстоценовых отложениях диагенез в изученных 6—8-метровых разрезах не дошел до стадии образования сидерита, поэтому в них больше CO_2 и больше гидроокисного железа. В верхнемайкопских отложениях растворились все кальцитовые раковины; в молодых осадках замечены лишь следы начавшегося перераспределения карбоната кальция.

Благодаря более глубоким диагенетическим преобразованиям в условиях углекислого заражения породы верхнего майкопа отличаются от молодых осадков гораздо большей однородностью окраски.

Сходство лито-фациальных черт, общность геохимической обстановки в син- и диагенезе, соотношения между отдельными газовыми компонентами, независимость содержания газа в породе от степени погруженности последней и, напротив, явная зависимость содержания газа от лито-фациальной обстановки и направленности диагенеза позволяют нам считать, что в верхнемайкопских отложениях Ставропольского края, как и в

современных и верхнеплейстоценовых осадках изучённых акваторий, содержится биохимический диагенетический газ.

Этот пример свидетельствует о принципиальной возможности использования геохимических и лито-фациальных критериев, полученных при изучении современных газопроизводящих и накапливающих газ осадков, для выделения таковых в древних осадочных толщах.

Кроме того, полученные материалы заставляют нас критически относиться к тем исследованиям, в которых наличие газовых аномалий в современных осадках объясняется диффузией газов из глубоко погруженной залежи и признается возможность использования таких аномалий в качестве поискового признака (Геодекян, Троцюк, Черткова, 1973). На наш взгляд, масштабы генерации газов, в том числе углеводородных, происходящей на стадии диагенеза в результате биохимического преобразования осадка, настолько велики (литры газа на литр осадка), что выявить добавочные количества диффузионных газов, которых не должно быть более десятых долей на $1 \text{ см}^3/\text{кг}$, невозможно.

ЛИТЕРАТУРА

- Геодекян А.А., Троцюк В.Я., Черткова Л.В. и др. Новые данные о составе газовой фазы современных донных отложений Каспийского моря. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1973, № 3.
- Жижченко Б.П. Газопродуцирующие отложения диагенетического типа. Экспресс-информация, ВНИИГазпром, 1972, № 24.

(ВНИИЯГГ)

БИОХИМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ И ДРУГИХ ГАЗОВ

Вопросы биохимического образования углеводородных и других газов в толще осадочных пород до последнего времени трактуются большинством исследователей различным образом. Широко распространены представления, изложенные в работах В.А. Соколова (1965, 1967, и др.), согласно которым наиболее активно биохимические процессы протекают в самых верхних слоях отложений, где бактерии и их ферменты перерабатывают все вещества, которые они способны усваивать. При погружении осадков на несколько десятков метров в связи с истощением запасов усвояемых бактериями веществ биохимические процессы быстро затухают. При инверсии биохимическая зона несколько увеличивается до глубины 0,5 км, а иногда и глубже (Соколов, 1965, 1967). По В.А. Соколову, биохимические газы (CO_2 и CH_4) из верхних слоев отложений рассеиваются, растворяясь в воде и мигрируя в атмосферу. По этой причине якобы не могут образоваться какие-либо значительные скопления углеводородных газов, связанные с деятельностью микроорганизмов.

В отличие от биохимической зоны, термokatалитическая зона, по мнению В.А. Соколова, расположенная глубже 1–2 км, является основным поставщиком нефти и углеводородного газа (Соколов, 1971, и др.).

Иная точка зрения, которой придерживается другая группа, в том числе авторы настоящего сообщения, предусматривает значительную роль биохимических процессов в образовании многих залежей газа (Алексеев и др., 1973; Богданова, 1965; Могилевский, 1961, и др.).

Исследования микрофлоры подземных вод и пород, проведенные в различных районах страны, позволили выявить жизнеспособную микрофлору на значительных глубинах.

В результате микробиологических исследований пластовых вод хадумского горизонта установлено существование жизнедеятельной микрофлоры в приконтурной зоне Северо-Ставропольского месторождения, а также в пределах водоплавающей части Пелагиадинской залежи. Бактерии, продуцирующие метан, обнаружены в приконтурных водах эоценовой залежи Базайского газового месторождения, расположенного на территории Северо-Западного Приаралья (Стадник и др., 1974). Разнообразная по составу микрофлора установлена в метаноносных пластовых водах Терско-Кумской депрессии (акчагыл, апшерон) в Краснодарском крае, в Саратовском Заволжье (плиоцен) и других районах.

Важным аргументом в пользу биогенного образования многих газовых залежей в СССР и за рубежом является изотопный состав углерода метана, образующего эти залежи (Алексеев и др., 1973).

Определение генетической природы газов осадочных пород и выявление среди них газов бактериального происхождения имеет важное практическое значение при поисково-разведочных работах на нефть и газ,

ТАБЛИЦА 1

Химический и изотопный состав биохимических газов различных районов

Местоположение и характер газопрооявления	Химический состав					
	об. %					
	O ₂	N ₂	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	
Бологое, Водяная скв., гл. 100 м	9,9	78,65	3,12	4,72	1,6	
Литовская ССР, г. Шауляй, болотный газ	0,53	39,4	4,6	55,40		
Латвийская ССР, болотный газ	5,03	76,07	3,2	15,62		
Архангельская обл. дельта р. Волга, озеро, иловый газ	2,56	38,40	4,9	57,12	0,5	
Астраханская обл., заболоченный ручей	1,28	78,64	5,74	12,1	0	
Социалистическая республика Вьетнам, Ханойская впадина (северный борт), берег реки	2,8	44,2	1,0	52,0	0,4	
Социалистическая республика Вьетнам, Ханойская впадина (центральная часть), берег реки	0,48	4,64	3,7	90,0	1,2	
То же	0,29	5,6	3,2	90,0	1,5	
Социалистическая республика Вьетнам, Ханойская впадина (северо-западный борт), река	1,85	40,25	1,8	56,1	0,7	
То же	7,03	43,34	2,2	47,3	0,8	

а также для уточнения нижней границы развития биохимических процессов и их масштабов.

Метан в природе образуется практически из любого органического вещества. Однако этот процесс многоступенчатый и в нем кроме метанообразующих бактерий принимают участие другие группы анаэробных бактерий. Собственно метанообразующие бактерии выступают только на последнем этапе разложения органического вещества, когда оно минерализовано до жирных кислот, спиртов, CO₂.

Мощность биохимической зоны варьирует в широких пределах в геологически разных районах. Активность обитающей в ней микрофлоры и время взаимодействия микроорганизмов с осадком определяют масш-

(данные Ф.А. Алексеева, В.М. Богдановой, В.С. Лебедева, Г.А. Могилевского)

	Химический состав						Изотопный состав углерода метана δC ¹³ , ‰
	1 · 10 ⁻⁴ об. %						
	C ₂ H ₆	C ₃ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	C ₄ H ₈	
	6,7	сл.	сл.	0	0	0	-9,50
	20	0	506		236		-7,30
	150	0	368		245		-5,20
	0	сл.	сл.	0	0	0	-6,14
	30	1,14	3,14	0	0,3	4,0	-6,59
	9,5	0,05	4,9	0,02	2	2,7	-6,52
	14	0	0,9	0	0,4	1,5	-7,92
	16	сл.	1,5	0	0,4	1	-9,20
	7	0	1	0	0,4	0,6	-6,70
	7	0	0,8	0	0,4	0,6	-6,95

табы их геологической деятельности. Именно в этой зоне микробиологические процессы могут осуществляться в таких масштабах, которые в определенных геолого-геохимических условиях приводят к образованию залежей метанового газа.

Ниже рассматриваются некоторые данные, уточняющие роль биогенного фактора в процессе газообразования.

Диагностическими признаками биохимических газов в осадочных отложениях являются наличие в них жизнедеятельной микрофлоры, ответственной за процесс газообразования, специфичность компонентного состава и особенности изотопного состава углерода этих газов. Лишь совокупность всех перечисленных показателей с детальным анализом

ТАБЛИЦА 2

Состав углеводородов в газе, образующемся при разложении органических

Среда, откуда выделена накопительная культура метанообразующих бактерий	Используемый субстрат	Содержание угле-		
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄
Северный Устюрт, вода из четвертичных отложений	формиат натрия	210000	0,9	0,61
Донбасс, уголь жирный из пласта I ₄ , глубина 800 м	"	780000	17,2	0,087
Северный Устюрт, вода из отложений неогена	метанол	361000	0	0
То же	"	256500	0	0
Донбасс, актрацит загазованный из пласта I ₂ , глубина 270 м	этанол	15600	10,6	0,087

геолого-геохимических условий дает возможность судить о происхождении изучаемых газов.

Жизнеспособные метанообразующие бактерии были обнаружены разными исследователями в водах и породах различного возраста на достаточно больших глубинах, достигающих 2000–2500 м и более (Богданова, 1965; Кузнецова, 1963; Кузнецов и др., 1962; Могилевский, 1961; Славнина, 1964 и др.).

Наличие бактерий в древних отложениях, подвергшихся в предыдущие геологические эпохи воздействию высоких температур и давлений, объясняется процессами вторичного заражения пород при их воздымании из зоны катагенеза в область гипергенеза.

Наблюдаемое при изучении микрофлоры морских современных осадков угасание жизнедеятельности некоторых физиологических групп микроорганизмов по мере углубления в толщу осадка не исключает их активизации на разных стадиях литификации осадков. При этом возможно, что одним из наиболее важных путей бактериального образования метана является его синтез из углекислоты и водорода, на что указывал С.И. Кузнецов (Кузнецов и др., 1962).

Присутствие в осадочной толще жизнеспособной газообразующей микрофлоры и газов при наличии благоприятных физико-химических условий среды обитания микроорганизмов бесспорно свидетельствует о происходящих в настоящее время микробиологических процессах. Если же процессы образования газов закончены в предшествующие геологические эпохи, микроорганизмы, возбудители этих процессов, ныне не обнаруживаются. Тем не менее продукты их жизнедеятельности — метан и другие газы — в силу ряда причин могут сохраниться в виде залежей. В этих случаях, несмотря на отсутствие в изучаемых породах и водах метанообразующих бактерий, залежи газа все же могут иметь биохимическую природу.

соединений накопительными культурами метанообразующих бактерий

водородных компонентов, $1 \cdot 10^{-4}$ об. %								
	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	C ₄ H ₈	iC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄
	сл.	0	0	0	0	0	0	0
	0,096	0	0	0	0	0	0	0
	0,27	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0,1	0,27	0
	3,65	сл.	0	0	0	0	0	0

Специфичность химического состава газов бактериального происхождения определяется наличием в них кроме метана других продуктов распада органических веществ, образующихся в результате бактериальной деятельности — углекислоты, водорода, азота, а также примесей тяжелых углеводородов, которые, в отличие от газов глубинного происхождения, содержатся в количествах от 10^{-6} до 10^{-2} %. Кроме того, наряду с предельными углеводородами в этих газах иногда присутствуют олефины.

В таблицах 1, 2 приводятся данные по составу биохимических газов из различных районов, а также данные по составу углеводородных компонентов в газе, образующемся при разложении различных органических субстратов накопительными культурами метанообразующих бактерий.

Глубинные газы термokatалитического происхождения характеризуются повышенным содержанием тяжелых углеводородов, достигающим 2–5% и более.

Специальные исследования по установлению нижней границы биохимической зоны выполнены по водам Северного Устюрта и Предкавказья. В водах определялась интенсивность развития бактерий, окисляющих метан и тяжелые углеводороды, и бактерий, продуцирующих метан, в зависимости от глубины залегания водоносного горизонта. Полученные данные показывают значительную глубину проникновения жизнедеятельной микрофлоры в обоих районах. При этом бактерии, окисляющие углеводороды, прослеживаются на большую глубину по сравнению с бактериями, образующими метан. Граница распространения биохимических процессов, с которыми могут быть связаны процессы образования промышленных скоплений газа биохимического генезиса, для районов Северного Устюрта ограничивается глубиной 800–1000 м, а для Северного Кавказа эта граница опускается до 2000–2500 м. Эти материалы наряду с данны-

ми по изотопному составу углерода (Авров, Галимов, 1968) и гидрогеологическим особенностям недр (Стадник, 1969, 1972) однозначно свидетельствуют о биохимическом происхождении эоценовых залежей газа, обнаруженных на территории Северного Устьюрта.

ЛИТЕРАТУРА

- Авров В.П., Галимов Э.М. О микробиологической природе метановой залежи, обнаруженной на значительной глубине (по данным изотопного анализа). — Докл. АН СССР, 1968, т. 179, № 5.
- Алексеев Ф.А., Лебедев В.С., Овсянников В.М. Изотопный состав углерода газов биохимического генезиса. М., "Недра", 1973.
- Богданова В.М. Распределение микрофлоры в породах и водах третичных отложений северной части Прикаспийской низменности. — Микробиология, 1965, т. 34, № 2.
- Кузнецова З.И. Сравнительное изучение микрофлоры подземных вод Грозненской, Дагестанской областей, Терско-Кумского и Подмосковского артезианских бассейнов. — В кн. "Органические вещества и микрофлора подземных вод". М., ВСЕГИНГЕО. Ротапринт, 1963.
- Кузнецов С.И. Основные направления исследований геологической деятельности микроорганизмов. — Труды Ин-та микробиологии, 1961, вып. 9.
- Кузнецов С.И., Иванов М.В., Ляликова Н.Н. Введение в геологическую микробиологию. М., "Наука", 1962.
- Могилевский Г.А. Некоторые закономерности в распределении природных газов и микроорганизмов в зоне нефтяных и газовых месторождений. — В кн. "Доклады II научной конференции нефтяных институтов Польши, Чехословакии, Венгрии, СССР, 1959". Краков, Нефтяной ин-т, 1961.
- Славина Г.П. Распространенность бактерий в высокотемпературных водах газо-нефтяных месторождений. — В кн. "Прямые методы поисков нефти и газа". М., "Недра", 1964.
- Соколов В.А. Процессы образования и миграции нефти и газа. М., "Недра", 1965.
- Соколов В.А. Органическое и неорганическое образование углеводородов в природе. — В сб. "Генезис нефти и газа". М., "Недра", 1967.
- Соколов В.А. Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений. — Материалы Всесоюзного совещания по генезису нефти и газа. М., "Недра", 1971.
- Соколов В.А. Геохимия природных газов. М., "Недра", 1971а.
- Стадник Е.В. К вопросу о механизме формирования залежей газа в эоценовых отложениях Северо-Западного Приаралья. — Текущая информация, серия Нефтегазовая геология и геофизика, ВНИИОЭНГ, 1969, вып. 19.
- Стадник Е.В. Особенности гидрогеологии Североустюртского бассейна в связи с нефтегазоносностью. — Геология нефти и газа, 1972, № 3.
- Стадник Е.В., Могилевский Г.А., Сошников В.К. и др. Гидрогазобиохимические критерии нефтегазоносности Североустюртского бассейна. — Изв. вузов. Геология и разведка 1974, № 10.

ИЗОТОПНЫЙ СОСТАВ УГЛЕРОДА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ КАК ИСТОЧНИК ИНФОРМАЦИИ ОБ УСЛОВИЯХ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ И ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ

В последнее время в СССР и за рубежом в широком объеме проводится изучение изотопного состава углерода органического вещества, нефти и природного газа. Такой интерес к указанной проблеме не случаен. Давая ответ на вопросы генезиса природных углеводородов, трассируя пути их миграции, изотопные методы открывают перспективу использования их при решении целого ряда задач нефтегазовой геологии как общетеоретического, так и прикладного характера.

Рассмотрим общие закономерности в распределении изотопов углерода в углеводородных газах осадочных пород применительно к решению таких вопросов нефтегазовой геологии, как условия образования газа, миграция его в земной коре, формирование газовых месторождений. Хотя на длительных этапах катагенетической стадии преобразования органического вещества земной коры процессы образования газообразных и жидких углеводородов и последующего формирования залежей нефти и газа тесно связаны, имеется полная возможность рассмотреть газообразование в земной коре самостоятельно.

1. ЗОНАЛЬНОСТЬ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ В ЗЕМНОЙ КОРЕ ПО ДАННЫМ ИЗОТОПНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Как известно, газообразование — это процесс, гораздо более широко распространенный, чем образование нефти. Генерация углеводородных газов идет по всей толще осадочных пород как в приповерхностных слоях земной коры, так и в ее более глубоких слоях. Проведенные исследования показали, что в зависимости от условий генерации образующиеся углеводородные газы характеризуются строго определенным изотопным составом, что является весьма надежным диагностическим признаком их генезиса (Алексеев и др., 1967).

В пределах осадочной толщи пород по изотопному составу углерода четко выделяются 2 группы газов: газы биохимического генезиса и газы термокаталитического генезиса (см. рисунок).

Газы биохимического генезиса. В результате сложных биохимических процессов разложения органического вещества образуются так называемые биохимические газы по составу азотно-метановые, метановые, углекислометановые. Биохимические газы встречаются и в поверхностных условиях и на значительных глубинах (до 800–1000 м). Характерной особенностью метана биохимического генезиса является самое высокое из обнаруженных в природе содержание легкого изотопа: δC^{13} от $-6,0$ до $-9,5\%$. Углекислота же биохимических газов тяжелая по изотопному составу: δC^{13} от $-0,1$ до $-1,2\%$. Причем распределение изотопов углерода

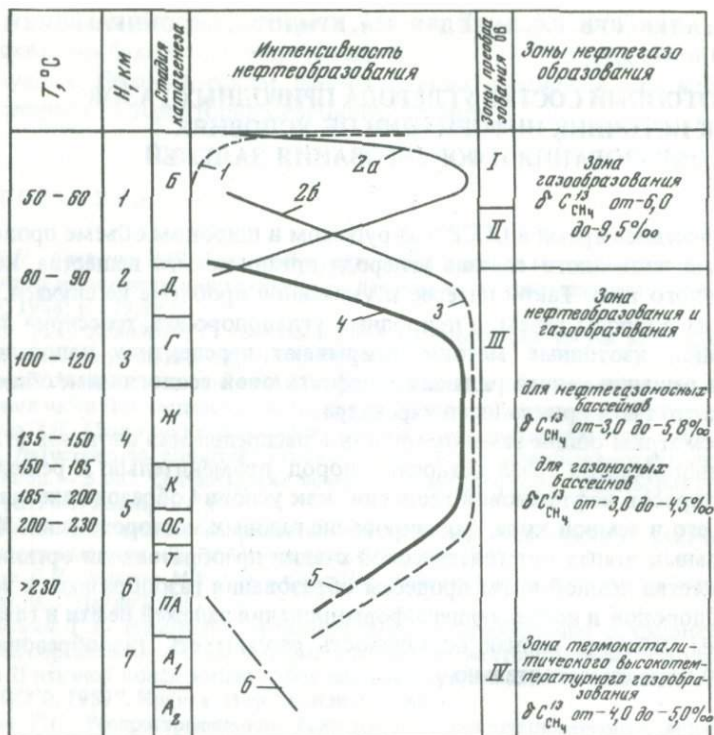


Схема вертикальной зональности нефтегазообразования

I – биохимическая зона преобразования органического вещества; II – переходная (от биохимической к термokatалитической) зона преобразования органического вещества; III – термokatалитическая зона преобразования органического вещества; IV – высокотемпературная зона газобразования за счет метаморфизма органического вещества, разложения высокомолекулярных углеводородов.

1 – углекислый газ; 2 – газообразные углеводороды (а – метан биохимический, б – метан термokatалитический); 3 – газообразные углеводороды (метан и его гомологи); 4 – нефть; 5 – газоконденсат; 6 – метан глубинный

да между метаном и углекислотой оказалось близким к изотопно-обменному в системе CO_2-CH_4 при нормальных условиях (при $T = 25^\circ$, $K = 1,06$). В связи с этим было высказано предположение о том, что распределение изотопов углерода в биохимических газах связано с изотопно-обменной реакцией, катализируемой бактериями.

Наряду с процессами генерации метана интенсивно идут процессы бактериального окисления органического вещества и углеводов. Исследования показали, что при окислении бактерии предпочитают усваивать легкие молекулы, а остаточные обогащаются тяжелым изотопом углерода. Наблюдается определенная специфика изотопного состава углерода углекислоты, образующейся при процессах генерации и окисления. Углерод углекислоты процессов генерации метана несколько тяжелее (δC^{13} в среднем от -0,1 до -1,2‰) углерода углекислоты, образующейся при процессах бактериального окисления (δC^{13} в среднем от -2,0 до

–2,5%). Такая специфика изотопного состава углерода позволяет выявлять зоны генерации и окисления.

Газы термокаталитического генезиса. По мере погружения осадков роль биохимических процессов затухает, и на глубинах более 1500–1800 м основную роль в образовании углеводородов играют термокаталитические процессы разложения органического вещества. Как показали проведенные нами исследования, образующийся при этом метан заметно отличается от метана биохимического генезиса повышенным содержанием тяжелого изотопа (δC^{13} от –3,5 до –5,5%). Вместе с тем, как и биохимический, метан термокаталитического генезиса характеризуется повышенным содержанием легкого изотопа по сравнению с исходным органическим веществом, что обусловлено изотопно-кинетическим эффектом, сопровождающим процесс его разложения.

Изотопный состав углерода индивидуальных газообразных компонентов, образующихся в этих условиях в значительных количествах, различен. Исходя из особенностей распределения изотопов углерода в гомологах метана (увеличение содержания изотопа C^{13} с ростом молекулярного веса), можно говорить об определенной направленности процессов образования углеводородов, а именно о процессах разложения сложных высокомолекулярных соединений.

Обобщая вышеизложенное, следует подчеркнуть, что основными, можно сказать, первичными факторами, определяющими тот или иной изотопный состав углерода газов, являются условия их образования и своеобразные процессы, соответствующих данным условиям.

В геологических условиях нефтегазоносных бассейнов переход от биохимической зоны преобразования органического вещества к термокаталитической осуществляется постепенно, что удается проследить как по химическому составу газов, так и изотопному составу их углерода. Поэтому нами выделена переходная зона преобразования органического вещества. В переходной зоне, приходящейся на глубины от 800–1000 до 1700 м, преобразование органического вещества идет за счет биохимических (затухают) и термокаталитических (начальная стадия) процессов. В этой зоне генерируется метан с δC^{13} от –5,5 до –6,5% и небольшое количество гомологов метана (десятые доли процента).

В последние годы в связи с увеличением глубин бурения в низах термокаталитической зоны преобразования органического вещества отмечено появление метана, изотопно облегченного. Образование изотопно легкого метана связано с разложением сложных нефтяных углеводородов при высоких температурах. Рассмотрение изотопного состава углерода газообразных углеводородов, образующихся при различных условиях и процессах преобразования органического вещества (табл. 1), позволяет выделить следующие зоны газообразования в земной коре:

первая – верхняя зона газообразования, отвечающая биохимической и переходной зонам преобразования органического вещества;

вторая – средняя термокаталитическая зона газообразования, отвечающая термокаталитической зоне преобразования органического вещества и совпадающая с зоной нефтеобразования;

третья – нижняя высокотемпературная зона газообразования.

ТАБЛИЦА 1

Изотопный состав углерода метана различных зон преобразования органического вещества

Наименование зоны преобразования органического вещества	$\delta C^{13}, \%$
Биохимическая	от -5,5 до -9,5
Переходная	от -5,5 до -6,5
Термокаталитическая:	
для нефтегазоносных бассейнов	от -3,6 до -5,8
для газоносных бассейнов	от -3,0 до -4,1

Верхняя зона газообразования приходится на биохимическую и переходную зоны преобразования органического вещества и охватывает глубины от поверхности седиментогенеза до 1700–1800 м. В верхней части зоны до глубины 800–1000 м преобладают газы биохимические с высоким содержанием изотопа C^{12} (δC^{13} от -5,5 до -9,5).

Исследование изотопного состава углерода метана и углекислоты свободных газов показало, что уже на глубинах десятков метров, ниже первого водоупора, процессы генерации преобладают над процессами окисления и происходит накопление биохимического метана. Интенсивность генерации метана в биохимической зоне огромна. Даже при незначительной доле захоронения биохимического метана следует ожидать крупные промышленные его скопления. До последнего времени считалось, что газы биохимического генезиса полностью рассеиваются в атмосфере и не имеют практического значения. И только с проведением изотопных исследований представилось возможным оценить промышленную значимость этих газов. Такие залежи выявлены в третичных и четвертичных отложениях нашей страны: газовые месторождения Ставрополя (Расшеватское, Тахта-Кугультинское, Северо-Ставропольское, Кучирлинское, Прасковейское и др.) с залежами на глубинах от 400 до 1100 м; газовые месторождения в эоцене Северного Устья (Жаксыкоянкулак, Жаманкоянкулак, Кзылойское, Чикудукское) с залежами на глубине 300–650 м; в неоген-четвертичных отложениях Японии на глубинах до 1100 м, в отложениях третичного возраста в Италии. Газами биохимического генезиса насыщены дельтовые отложения больших рек – Волги, Хуане, По, Янцзы и др. Обобщенные результаты измерений изотопного состава этих газов приведены в табл. 2.

По составу газы газовых месторождений состоят практически на 100% из метана, гомологи метана содержатся в виде следов. Изотопный состав углерода газов колеблется в пределах δC^{13} от -6,65 до -7,50%.

Газовые скопления моренных отложений западной и центральной частей Русской платформы, дельтовых отложений р. Волги (изучены до глубин 300 м) представлены чистым метаном, имеющим изотопный состав углерода δC^{13} от -8,30 до -9,50%.

ТАБЛИЦА 2

Изотопный состав углерода метана газовых скоплений биохимической зоны

Местонахождение и наименование	Глубина, м	Возраст	Состав, об. %		$\delta^{13}C$, %
			CH ₄	C ₂ + высш.	
Газопроявления					
Смоленская обл.					
Рудня	13,5	четвертич- ный	51,0	0,01	-8,58
Ленинградская обл.					
Бологое	100	"	-	-	-9,50
Астраханская обл.					
Рембаза	79	бакинский	90,8	сл.	-8,50
Тинаки	300	апшеронский	92,4	"	-8,70
Калмыкская АССР					
Олейниковка	200-300	"	30,3	"	-8,90
Артезиан	200-300	"	40,6	"	-8,30
Месторождения					
Предкавказье:					
Кучерлинское	414	верхнемай- копский	-	-	-7,48
Тахта-Кугуль- тинское	610	хадумский	-	-	-7,46
Прасковейское	700	чокракский	-	-	-7,15
Северо-Ставро- польское	214	"	-	-	-6,65
Северо-Ставро- польское	800	хадумский	-	-	-6,87
Расшеватское	-	"	96,5	-	-7,10
Синебугровское	1070	верхнемай- копский	-	-	-7,37
Северный Устьюрт:					
Жансыкоянкулук					
Тасаронская	300-340	эоцен	94,7	0,16	-5,98
Жаманкоянку- лак	360-380	"	92,1	0,10	-6,57
Кзылойская	440-480	"	89,3	0,27	-6,93
Чукудукская	652-658	"	93,0	0,14	-6,97

Данные по химическому составу углеводородов и изотопному составу углерода позволяют рассматривать биохимическую зону как самостоятельную зону генерации углеводородных газов. Образованию газовых залежей биохимического генезиса благоприятствует непрерывное и относительно быстрое погружение дна бассейна седиментации и переслаивание песчаных и глинистых слоев.

По мере погружения осадков, на глубинах с 800-1000 м до 1700-1800 м преобразование органического вещества идет за счет биохимичес-

ТАБЛИЦА 3

Изотопный состав углерода метана газов переходной зоны (газовые месторождения сеноманского возраста Тюменской области)

Месторождения	Глубина, м	Состав, об. %		δC^{13} , %
		CH ₄	C ₂ + высш.	
Уренгой	1100	99	0,15	-5,90
"	1250	98	0,2	-5,92
Медвежье	1130	98	0,1	-5,83
"	1170	99	-	-5,75
Заполярное	1250	99	0,1	-6,03
Губкинское	780	98	0,1	-6,11
Комсомольское	975	98	0,2	-6,47
Вынгаюхинское	795	97	0,1	-6,40
Вынгапуровское	990	97	0,2	-6,00
Арктическое	690	97	0,1	-6,17

ких (затухают) и термокаталитических (начальная стадия) процессов. В этой зоне генерируется метан (δC^{13} от -5,5 до -6,5%) и небольшое количество гомологов метана. С углеводородами этой зоны связано формирование крупнейших залежей газы метанового состава (табл. 3).

Так, крупнейшие газовые месторождения сеномана севера Тюменской области — Уренгой, Медвежье, Заполярное, Губкинское, Комсомольское, Выгнояхинское, Вынгапуровское, Арктическое и другие — сформировались за счет углеводородов, образовавшихся при процессах биохимических и неглубокой стадии метаморфизма органического вещества (буроугольная — начальная длиннопламенная), что соответствует условиям переходной зоны. Глубины залежей находятся в пределах 700—1250 м, по составу газы чисто метановые, с содержанием гомологов метана 0,1—0,2%, изотопный состав углерода колеблется в пределах δC^{13} от -5,75 до -6,50%.

Данные по изотопному составу углерода метана исключают существование представления некоторых исследований о формировании газовых месторождений в сеномане за счет миграции газа из отложений нижнемелового и юрского возрастов.

С биохимической и переходной зонами преобразования органического вещества связано свыше 50% промышленных запасов углеводородных газов СССР.

Таким образом, по изотопному составу углерода устанавливается верхняя зона газообразования, связанная с биохимической и переходной зонами преобразования органического вещества и приходящаяся на глубины от первых десятков метров до 1500—1700 м. С верхней зоной газообразования могут быть связаны крупные чисто газоносные бассейны, как это имеет место для сеномана Западной Сибири или третичных отложений Ставрополя.

Средняя — термокаталитическая зона газообразования, по глубине находящаяся ниже 1500—1700 м, отвечает термокаталитической зоне преобразования органического вещества. Здесь генерируется метан, гомологи

метана и нефти. С углеводородами термокаталитической зоны связаны все нефтяные и нефтегазовые месторождения. В табл. 4 приводятся обобщенные данные по изотопному составу углерода метана газовых и нефтегазовых месторождений термокаталитической зоны различных бассейнов СССР (Ухта, Нижнее Поволжье, Средняя Азия, Зап. Сибирь и др.). Изотопный состав углерода метана этой зоны колеблется в пределах δC^{13} от $-3,6$ до $-5,8\%$. При этом наблюдается четкое различие изотопного состава углерода метана чисто газовых, газонефтяных и нефтяных месторождений. Как правило, углерод метана газовых залежей легче в изотопном отношении углерода нефтегазовых и газоконденсатных. Это различие не связано с глубиной залегания и, следовательно, не является следствием различных условий преобразования органического вещества. Принимая этот факт, а также особенности геологического строения изученных районов и характер распределения и размещения в них залежей нефти и газа, мы предполагаем

Т А Б Л И Ц А 4

Изотопный состав углерода углеводородных газов

Нефтегазоносные области	Пределы колебаний δC^{13} , %	Ср. δC^{13} , %
Биохимическая зона		
Газопроявления	$-8,30 \div -9,50$	$-8,74$
Месторождения Предкавказья	$-6,15 \div -7,48$	$-7,15$
Месторождения Северного Урала	$-6,57 \div -6,97$	$-6,77$
Переходная зона		
Газовые месторождения сеноманского возраста Тюменской области	$-5,75 \div -6,47$	$-6,06$
Термокаталитическая зона		
Месторождения Коми АССР:		
газовые залежи	$-5,37 \div -5,80$	$-5,58$
нефтегазовые залежи	$-4,40 \div 4,73$	$-4,57$
Месторождения ДДВ:		
нефтегазовые залежи	$-4,50 \div -4,90$	$-4,68$
Месторождения Волгоградской области:		
газовые залежи	$-5,05 \div -4,32$	$-5,20$
Месторождения Саратовской области:		
газовые залежи	$-4,90 \div -5,26$	$-5,05$
нефтегазовые залежи	$-4,31 \div -4,70$	$-4,52$
Месторождения Западной Сибири:		
нефтегазовые залежи	$-3,60 \div -4,84$	$-4,36$
Высокотемпературная зона		
Месторождения АДБ ¹ , Шихитли и др.	$-3,07 \div -4,10$	

¹ АДБ — Амударьинский бассейн.

ем, что обнаруженное различие в изотопном составе метана газовых и нефтегазовых залежей обусловлено дифференциацией жидких и газообразных углеводородов в процессе миграции. Проведенные экспериментальные исследования подтвердили возможность разделения изотопов углерода в процессе дифференциации однофазового газообразного флюида при формировании залежей. Причем величины изотопного эффекта, обуславливающие различие в изотопном составе углерода метана свободного газа и газа, так или иначе связанного с нефтью, имеют один и тот же порядок (0,5–1%) как по экспериментальным данным, так и по наблюдениям в природных условиях.

Анализ имеющегося материала по изотопному составу углерода метана нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений термокаталитической зоны позволяет считать, что в термокаталитической зоне идут процессы нефтеобразования и газообразования.

При этом эти процессы в разрезе осадочных образований в общем виде соответствуют зоне от 1800–2000 м до 5–6 км. Вариации глубин находятся в зависимости от величины температурного градиента того или иного бассейна.

В зависимости от характера бассейна седиментации и типа органического вещества могут генерироваться преимущественно нефти (при преобладании липидной части органического вещества), и тогда следует говорить о фазе нефтеобразования. Изотопный состав углерода метана нефтегазовых месторождений этой зоны колеблется от –3,0 до –5,8%. При преобладании гумусовой (лигнинной) части органического вещества генерируются газы, и тогда следует говорить о фазе газообразования. Изотопный состав углерода газов этой зоны колеблется в пределах от –3,0 до –4,1%.

Для газов комплексов осадочных образований, где генерируется нефть, характерно наличие в сравнительно высоком проценте гомологов метана. Газы же газоносных комплексов разреза – преимущественно сухие, для их залежей характерно наличие газоконденсатных оторочек. По изотопному составу углерода эти газы более тяжелые. Интенсивность процессов нефтеобразования в пределах зоны не одинакова, наибольшая интенсивность приходится на глубины 2,0–3,5 км, которая выделена Н.Б. Вассоевичем под названием главной фазы нефтеобразования (ГФН). По изотопному составу углерода подразделить зону нефтеобразования на различные подзоны не представляется возможным.

Известные газовые месторождения Амударьинского бассейна (Газли, Шатлык, Джу-Джуклы и др.), восточной части ДДВ (Шебелинка и др.) относятся к термокаталитической зоне газообразования.

Нижняя – высокотемпературная зона газообразования. С увеличением глубины, вероятно, с глубин более 6000–7000 м (стадия метазенеза), в результате термокаталитических и термических процессов допускается разложение сложных углеводородов до метана, что проявляется в относительном обогащении метаном газов этой зоны. Подобный процесс, вероятно, должен привести к некоторому обогащению образующегося метана легким изотопом по сравнению с метаном нефтегазовых месторождений.

Наличие изотопно-легкого метана на значительных глубинах было установлено в различных нефтегазоносных бассейнах. Так, например, аномальные значения величины δC^{13} метана наблюдаются: в Нижнем Поволжье (Усть-Погожское, 5117 м — 4,85%), в Западно-Туркменской низменности (Котур-Тепе, 3963 м — 5,71%; Комсомольское, 4715 м — 5,62%), в Терско-Сунженском прогибе северо-восточного Кавказа (Эльдарово, 4146 м — 4,90%). По-видимому, для каждого нефтегазоносного бассейна значение геотермического градиента контролирует глубину проявления нижней газовой зоны.

Подмеченное явление деструкции сложных углеводородов с образованием изотопно-легкого метана относится к самым верхам высокотемпературной зоны (или низам термокаталитической) и не позволяет оценить масштаб этих процессов в общем балансе углеводородных газов земной коры. Пока мы не встретили газовых залежей высокотемпературной зоны газообразования, представленных изотопно-легким метаном.

В зонах глубокого погружения осадочных пород, на глубинах свыше 6—7 км, возможно образование газообразных углеводородов за счет продолжающегося при высокой температуре и давлении метаморфизма органического вещества.

В этом случае здесь должны образоваться газы сухие, метановые, изотопно-тяжелые. По изотопному составу углерод этих газов должен приближаться к составу исходной органики (от $-0,2$ до $-3,0\%$). Такие газы встречены в угленосном бассейне на северо-западе ФРГ в крупном месторождении Золенген, где газы сухие с изотопным составом углерода $\delta C^{13} = -2,6\%$ (Галимов, 1973). В Советском Союзе таких месторождений пока не встречено. В работе Э.М. Галимова (1973) приводится анализ наиболее изотопно тяжелого газа ($\delta C^{13} = -2,64\%$) из Гаурдакской соленосной толщи верхней юры Мургабской впадины с глубины 3500 м. Эти данные могут свидетельствовать о наличии в погруженной части Мургабской впадины промышленных залежей изотопно-тяжелого газа. Известные же к северу газовые месторождения (Шатлык и др.) имеют более легкий изотопный состав.

В последнее время в научной литературе мы встречаемся со статьями, где выделяется главная зона газообразования, приходящаяся на глубины выше 6 км. Еще ранее с такой зоной газообразования связывал основные ресурсы газов осадочной толщи В.А. Соколов (1965).

Возможно, авторы, выделяющие главную зону газообразования на глубинах свыше 6 км, и правы, но необходимых материалов к утверждению ее на природных объектах, за исключением приведенных примеров, мы не встретили. Вероятно, это связано со слабой изученностью нижних частей разреза осадочной толщи, особенно в областях глубокого погружения.

2. ОТРАЖЕНИЕ ПРОЦЕССОВ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ В ИЗОТОПНОМ СОСТАВЕ ИХ УГЛЕРОДА

Возможность использования изотопных данных для выяснения условий формирования залежей природного газа требует знания не только первичных изотопных эффектов, сопровождающих образование углеводородов, но и, в значительной степени, вторичных, возникающих в процессе их миграции. В связи с этим фракционирование изотопов углерода при миграции газа приобретает исключительную важность. Как известно, углеводородные газы представляют собой довольно подвижную систему. Миграция газа в земной коре может происходить как вследствие диффузии через слабо проницаемые перегородки, так и вследствие фильтрации по сообщающимся порам и всевозможным тектоническим нарушениям.

Как показали проведенные нами расчеты, при диффузии газа от залежи к поверхности имеет место изотопное фракционирование с ощутимой величиной изотопного эффекта. В природных условиях этот эффект мы наблюдали на месторождениях Волгоградской области. Так, в пределах газовых месторождений Саушинское (δC^{13} от $-4,90$ до $-5,38\%$) и Верховское (δC^{13} от $-4,38$ до $-4,99\%$) было замечено последовательное увеличение содержания легкого изотопа при переходе от нижних пластов к верхним.

При фильтрации однофазового газообразного флюида изотопное разделение теоретически отсутствует. Однако, поскольку миграция газа происходит в горных породах, насыщенных водой, необходимо учитывать взаимодействие между отдельными частями трехфазной системы газ—вода—горная порода. В результате этого взаимодействия возникают явления сорбции, растворения и дегазации. Проведенные нами эксперименты показали наличие изотопного эффекта при растворении газа в воде: преимущественно растворялись легкоизотопные молекулы. Величина изотопного эффекта составляла $0,1-0,2\%$. Изотопный эффект при сорбционных процессах мы наблюдали на шахтных газах Донбасса. Сорбированный газ по сравнению со свободным был обогащен изотопом C^{13} в среднем на $1,5\%$. Экспериментальные исследования этого эффекта показали, что в зависимости от химической природы сорбента сорбционные процессы могут сопровождаться как облегчением, так и утяжелением углерода мигрирующего газа.

Нами (совместно с Т.П. Сафроновой) были изучены адсорбционно-хроматографические изотопные эффекты при фильтрации газового раствора через модельный керн. Опыты проводились на специальной установке и заключались в следующем. В сосуде высокого давления изучаемые углеводороды (природный газ, толуол) переводились в однофазное состояние, а затем газовый раствор подавался в модельный керн, приготовленный из смеси глины, маршаллита и песка (проницаемость около $0,015$ мд). Фильтрация газового раствора осуществлялась при давлениях ($350-400 \pm 20$ атм), превышающих давление насыщения за счет перепада на концах керна. Перед началом и в ходе опыта определялся изотопный и химический состав, а также количество углеводородов в газовом растворе, выходящем из керна.

При фильтрации газового раствора происходит разделение изотопов углерода газообразных (до 1%) и жидких (до 0,3%) углеводородов, причем одновременно растут концентрация углеводородов и содержание изотопа C^{12} в газовой фазе. По мере прохождения газового раствора через керн происходит хроматографическое разделение углеводородов, которое сопровождается изотопным фракционированием. Обнаруженный эффект объясняется тем, что предпочтительнее сорбируемые тяжелые (жидкие) углеводороды вытесняют ранее сорбированные изотопно-легкие молекулы метана.

При совместной миграции нефти и газа в однофазовом газообразном состоянии возможна последующая их дифференциация вследствие изменения термодинамических условий. Качественная и количественная оценка возникающего при этом изотопного эффекта была сделана нами экспериментально. Суть эксперимента сводилась к следующему: смесь природного газа и нефти в весовом отношении 1:1 в специальном реакторе переводилась в однофазовое газообразное состояние при $P = 550$ атм и $T = 100^{\circ}C$. Затем давление постепенно снижалось до 450, 350, 250 и 100 атм. Уже первоначальное снижение давления сопровождалось выпадением жидкой фазы и при 100 атм вся нефть перешла в жидкое состояние. В процессе образования двухфазовых систем и после установления между фазами термодинамического равновесия из них отбирались пробы газа на изотопный анализ, результаты которого приведены в табл. 5.

Как видим, начиная с 450 атм, когда происходит образование двухфазовой системы, метан газовой фазы оказался обогащенным легким изотопом по сравнению с метаном жидкой фазы. Установление этого эффекта в лабораторных условиях приобретает исключительную важность, особенно в связи с обнаружением в природных условиях эффекта обогащения легким изотопом метана сухих газовых месторождений (или залежей) по сравнению с метаном, связанным с нефтью.

ТАБЛИЦА 5

Изменение изотопного состава углерода метана при дифференциации газоконденсатного флюида ($T = 100^{\circ}C$)

P, атм	Фаза	CH ₄	Состав, об. %		$\delta C^{13}, \%$
			C ₂ + высш.		
550	газовая	72,4	17,6		-4,45
	жидкая	72,2	17,1		-4,50
450	газовая	63,6	—		-5,25
	жидкая	41,0	7,7		-5,04
350	газовая	74,0	15,8		-4,74
	жидкая	63,0	19,8		-4,56
250	газовая	70,0	14,3		-4,64
	жидкая	64,0	25,0		-4,43
100	газовая	64,0	—		-4,48
	жидкая	62,0	—		-4,54

Подводя итог возможным вторичным эффектам, возникающим в процессе миграции газа, следует подчеркнуть, что они в целом не перекрывают первичные изотопные эффекты, обуславливающие генетические различия природных газов. Наряду с этим изотопное фракционирование, имеющее место при миграции газа, может быть использовано для выяснения направленности перемещения углеводородов и условий формирования нефтегазовых месторождений.

Учитывая все вышеизложенное, попытаемся с позиций изотопного состава углерода рассмотреть вопросы формирования месторождений нефти и газа на примере Амударьинского нефтегазоносного бассейна и Волгоградского Поволжья.

Амударьинская синеклиза. Газы Амударьинского нефтегазоносного бассейна характеризуются сравнительно узким диапазоном вариаций изотопного состава углерода метана (δC^{13} от $-3,07$ до $-4,10\%$) и в целом относительно более тяжелым углеродом по сравнению с другими бассейнами страны. Высокое содержание тяжелого изотопа в газах мезозойских отложений свидетельствует о высокой степени метаморфизма исходного органического материала.

Условия миграции и формирования месторождений Амударьинского бассейна связаны с особенностями геологического строения региона. По характеру распределения изотопов углерода в газах формирование месторождений является многостадийным процессом, сопровождающимся адсорбционно-хроматографическим, сепарационным и дифференциальным разделением углеводородов при миграции.

Плавное изменение величины δC^{13} по разрезу месторождений Газли, Гугуртли наряду с изменением в этом направлении концентрации отдельных компонентов и содержания газоконденсата обусловлено вертикальной миграцией углеводородов. Комплекс изотопно-геохимических данных свидетельствует о том, что при формировании аналогичных типов месторождений имело место адсорбционно-хроматографическое разделение углеводородов.

Различия в изотопном составе углерода метана газоносных (δC^{13} от $-3,7$ до $-4,0\%$) и нефтегазоносных (δC^{13} от $-3,27$ до $-3,7\%$) горизонтов, выявленное нами на месторождении Газли, позволяет считать, что формирование этого месторождения связано с миграцией газообразного флюида в северо-восточном направлении со стороны прилегающего прогиба и дифференциацией его при снижении давления.

Высоким содержанием тяжелого изотопа (δC^{13} от $-3,07$ до $-3,73\%$) отличаются газы месторождений с нефтяной оторочкой и газоконденсатного типа (Адамташ, Уртубулак и др.). На месторождениях Денгизкульского поднятия обнаруживается направленное уменьшение содержания изотопа δC^{12} в метане от свода к нефтяной оторочке (δC^{13} от $-3,65$ до $-3,2\%$) и отличие по изотопному составу конденсата ($\delta C^{13} - 2,66\%$) от нефти ($\delta C^{13} - 3,09\%$). Величина изотопного сдвига и изменение компонентного состава показывают, что формирование месторождений этого типа обусловлено процессами многократного ретроградного испарения.

Изменение физико-химических свойств флюидов и изотопного состава углерода метана прослеживается по региональному погружению пластов.

Эти данные позволяют выделять процессы как латеральной, так и вертикальной миграции, что свидетельствует о высокой роли регионально выдержанных покрышек при формировании залежей нефти и газа. Газы подсольевых и надсольевых отложений Амударьинской и Мургабской впадин характеризуются сходной величиной δC^{13} . В связи с этим можно считать, что на большей части территории соляно-ангидритовая толща является надежным экраном и способствует процессам латеральной миграции, а перетоки углеводородов обнаруживаются на структурах приразломного типа. В бортовых частях Амударьинской впадины проявляются сепарационные свойства соленосных и глинистых отложений, что способствует разделению нефти и газа при формировании многопластовых месторождений. Близкие величины δC^{13} юрских и меловых газов свидетельствуют об их генетическом единстве.

В целом для эпигерцинской платформы по изотопным данным можно выразить следующий ряд типов залежей, отражающих последовательность их формирования и характеризующихся постепенным обогащением легким изотопом C^{12} : газоконденсатные — газонефтяные — нефтяные — газовые — газовые шапки; средние величины составляют соответственно: $-3,2\%$, $-3,5\%$ до $-4,0\%$, $-3,6$ до $-4,1\%$, $-4,0\%$.

Согласно изотопным данным, среднеазиатская часть платформы представляет собой преимущественно газоносную территорию при незначительном количестве жидких углеводородов. Характер изменения типов залежей и изотопного состава углерода их углеводородов показывает, что в недрах на больших глубинах наиболее вероятно формирование газовых скоплений с газоконденсатом.

Нижнее Поволжье. Изменение изотопного состава углерода газов по стратиграфическому разрезу отложений Нижнего Поволжья и по площади отдельных горизонтов позволило выделить различные генетические типы газов.

Первая группа — изотопно более тяжелые газы (δC^{13} от $-3,62$ до $-4,9\%$), распространенные по всему стратиграфическому разрезу от среднего девона до верхнего карбона. Это газы газовых и газонефтяных залежей, связанные с единым процессом нефтегазообразования. Причем, как свидетельствуют изотопные данные, источником генерации углеводородов являются отложения терригенного девона. Так, в пределах многопластовых месторождений (Коробковское, Жирновское, Арчединское) установлен одинаковый диапазон колебания величины δC^{13} для метана терригенного и карбонатного девона, а также среднего карбона. Изотопный состав углерода газов этой группы не совпадает со стадиями преобразования органического вещества, что свидетельствует об их миграционной природе.

В региональном плане по мере погружения пластов увеличивается в газах концентрация гомологов метана и общий молекулярный вес углеводородов, а содержание легкого изотопа углерода уменьшается. Подобная тенденция изменения величины δC^{13} отмечается для газов отложений карбона, терригенного и карбонатного девона и является признаком их генетического единства.

Распределение изотопов углерода в газах по площади показывает, что изотопно более тяжелый метан, связанный с нефтью, приурочен к цент-

ральным погруженным частям территории, которые соответствуют древним внутриплатформенным впадинам. На основании этого можно сказать, что процессы нефтегазообразования были развиты в отложениях терригенного комплекса девона. Во флексурно-разрывных зонах создавались благоприятные условия для вертикальной миграции углеводородов. Общим направлением движения было перемещение нефти и газа в сторону приподнятых блоков из древних впадин.

Вторая группа — изотопно легкие (δC^{13} до $-5,5\%$), сухие газы, приуроченные к отложениям верейского и частично задоноелецкого горизонтов. Эти газы характеризуют процессы газообразования на ранних стадиях изменения органического вещества, что соответствует погружению на глубину около 1500 м.

Подобные генетические группы газов выделяются на месторождениях вала Карпинского.

В приподнятой части вала развиты две группы газов: изотопно-тяжелые (δC^{13} от $-4,4$ до $-4,7\%$) и легкие (δC^{13} до $-5,1\%$), пространственное размещение которых контролируется положением в разрезе осадочных отложений и блоковым строением месторождений. Изотопно более тяжелый метан (δC^{13} до $-4,28\%$) обнаружен в газоконденсатных залежах на южном склоне вала. Газы верхнемеловых отложений являются изотопно легкими (δC^{13} до $-5,7\%$) и, видимо, сингенетичными вмещающим отложениям. Сопоставление изотопных данных показывает, что в нижнемеловых отложениях наиболее вероятно миграция углеводородов, направленная с юга в сторону осевой части вала.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Особенности распределения изотопов углерода в углеводородных газах позволили в пределах осадочной толщи пород установить зональность процессов нефтегазообразования, согласно которой выделяются биохимическая, переходная, термокаталитическая и высокотемпературная зоны. Выделенные зоны совпадают с общей геохимической зональностью углеводородов осадочной толщи. Наши выводы согласуются также с результатами изучения газонасыщенности пластовых вод нефтегазоносных бассейнов, которые позволили Л.М. Зорькину еще в 1969 г. выделить в вертикальном разрезе три крупные зоны: до глубины 1–1,5 км — газообразование, с глубины 1,5–2 км до 6 км — нефтегазообразование и ниже 6 км — газообразование (Зорькин, 1973).

Как свидетельствуют закономерности распределения изотопов углерода в углеводородных газах, основными и, можно сказать, первичными факторами, определяющими тот или иной изотопный состав углерода метана, являются условия его образования и своеобразие физико-химических процессов, соответствующих данным условиям. Выполненные исследования по изотопному фракционированию в процессе генерации углеводородов позволили выделить различные генетические типы газов.

Как показали проведенные исследования, миграция углеводородных газов в земной коре сопровождается изотопным фракционированием.

Однако возникающие при этом вторичные изотопные эффекты не перекрывают первичные, обуславливающие генетическое различие газов. Наряду с этим изотопное фракционирование, имеющее место при миграции газа, может быть использовано для выяснения направленности перемещения углеводородов и условий формирования нефтегазовых месторождений.

Установлено различие в изотопном составе углерода метана сухих газовых месторождений и метана, так или иначе связанного с нефтью. Этот факт может быть использован в качестве диагностического признака для установления типа залежей (чисто газовых, газонефтяных и нефтяных), а также при поисково-разведочных работах в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности.

ЛИТЕРАТУРА

- Алексеев Ф.А., Лебедев В.С., Грачев А.В.* и др. Изотопный состав углерода природных углеводородов и некоторые вопросы их генезиса. М., ОНТИ ВНИИЯГГ. Ротапринт, 1967.
- Бабаев А.Г.* Геотектоническая история Западного Узбекистана и региональные закономерности размещения скоплений нефти и газа. Л., "Недра", 1966.
- Габризянц Г.А., Гаврилов Е.Я., Теплинский Г.И.* Изучение условий формирования газовых месторождений Амударьинской синеклизы по данным изотопного состава аргона. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1971, Сб. № 3.
- Галимов Э.М.* Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М., "Недра", 1973.
- Зорькин Л.М.* Геохимия газов пластовых вод нефтегазоносных бассейнов. М., "Недра", 1973.
- Несмелова З.И., Дуброва Н.В., Солдатова А.С.* и др. Изотопный состав углерода метана нефтяных газов. — Труды ВНИГРИ, 1971, вып. 294.
- Соколов В.А.* Процессы образования и миграции нефти и газа. М., "Недра", 1965.
- Старобинец И.С.* Геохимия нефтей и газов Средней Азии. М., "Недра", 1966.
- Строгонов В.П.* О главных фазах генерации газообразных и жидких углеводородов в условиях формирования зон нефте- и газонакопления. — Советская геология, 1973, № 9.
- Твердова Р.А., Вострикова В.П.* Закономерности изменения свойств газов Волгоградской области. — Труды ВНИПИНефть, 1973, вып. 19.
- Теодорович Г.И., Багдасарова М.В.* К вопросу о переходе угленосных отложений в нефтегазопроизводящие. — Геология нефти и газа, 1967, № 8.

ПРИМЕНЕНИЕ СТАБИЛЬНЫХ ИЗОТОПОВ ЛЕГКИХ ЭЛЕМЕНТОВ В ГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Исследование изотопного состава элементов природных объектов применительно к нефтегазовой геологии и геохимии развивается в двух основных направлениях. Первое направление прикладного характера предполагает решение задач на основе выявленных к настоящему времени закономерностей поведения изотопов в различных геологических и геохимических условиях; второе — связано с поиском новых возможностей применения изотопии легких элементов.

В настоящей статье основное внимание акцентируется на прикладном аспекте использования изотопии легких элементов. Прежде всего это касается разработки методологии поисков и прогнозирования распределения залежей углеводородов. Такая проблематика распадается на ряд частных задач.

Роль различных элементов при решении задач неодинакова. Для выяснения генетической связи исходного органического вещества и продуктов его преобразования, а также для идентификации преобладающих механизмов нефтегазообразования в различных участках нефтегазоносного бассейна успешно применяется изотопия углерода.

Выявление зон преимущественного нефте- или газообразования, оценка масштабов газообразования и установление комплексов с интенсивной газогенерацией выполняется с привлечением изотопии аргона и углерода. Определение формы и путей миграции углеводородов возможно при использовании аргона, водорода, гелия и углерода. Для оценки сохранности залежей углеводородов можно применять изотопию аргона, водорода, углерода, серы.

Изотопный состав каждого элемента изучаемого объекта определяется совокупностью факторов. В ряде случаев различные факторы могут привести к одним и тем же изменениям изотопного состава элемента, поэтому по изотопии одного элемента трудно выделить доминирующий процесс, контролирующей современный изотопный состав. Различный характер изменения изотопного состава элементов под действием одного фактора позволяет, привлекая изотопию нескольких элементов при изучении одного процесса, получить более определенную информацию в целом о процессе.

Методология использования данных по изотопному составу элементов для характеристики условий нефтегазоаккумуляции основывается на сопоставлении экспериментально полученных изотопных характеристик с теоретически ожидаемыми значениями, представленными в виде шкал либо изотопно-геохимических моделей. Первый опыт использования зависимости изотопного состава углерода метана от геологических и геохимических условий, представленной в виде шкал, применен нами при изучении нефтегазоаккумуляции в восточной части Туранской плиты (Галимов и др., 1973).

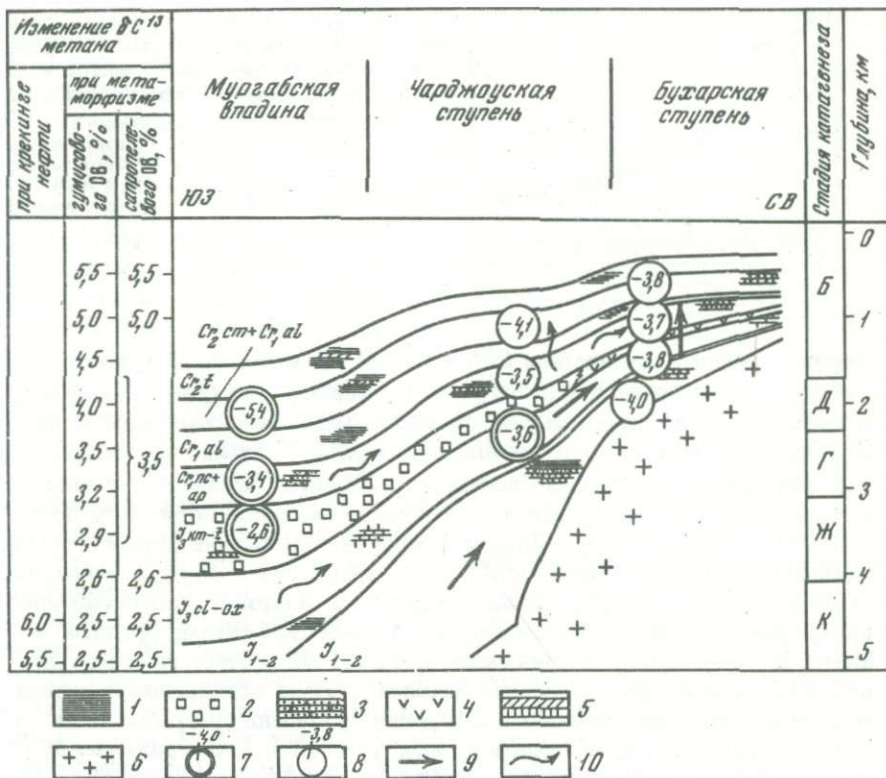


Рис. 1. Схема зон генерации и направлений миграции газов в разрезе осадочных отложений северо-восточного борта Амударьинской синеклизы

1 — глины, аргиллиты; 2 — соли; 3 — песчаники, алевролиты; 4 — ангидриты; 5 — мергели, известняки; 6 — породы фундамента; 7 — значения δC^{13} (%) метана, преимущественно сингенетического данного отложениям; 8 — значения δC^{13} (%) метана преимущественно миграционного происхождения; 9 — основные направления миграции; 10 — возможные направления миграции

На рис. 1 приведен схематический профиль мезозойских отложений Амударьинской синеклизы, на котором в пределах каждой области на уровне средних глубин опробования показаны усредненные экспериментальные значения δC^{13} метана для отдельных газоносных комплексов. На том же рисунке приведены шкалы изменения ожидаемого изотопного состава метана, генерируемого сапропелевым и гумусовым веществом в зависимости от стадии катагенеза. Эти шкалы построены в соответствии с зависимостью, представленной на рис. 2 (Галимов, 1973).

На основании обобщения значительного числа фактических данных и теоретических представлений на рис. 2 схематически показана зависимость изотопного состава углерода метана от природы исходного органического вещества, преобладающего механизма его преобразования и стадии катагенеза. Как видно, изотопный состав углерода метана широко варьирует: от $-8,0$ до $-2,0\%$. Наблюдается общая тенденция к повы-

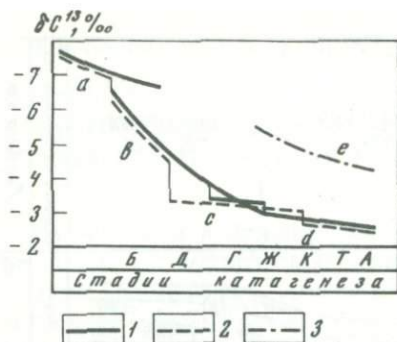


Рис. 2. Преобладающие процессы фракционирования изотопов углерода и соответствующие значения δC^{13} метана в зависимости от степени превращения органического вещества и его характера

1 — гумусовое ОВ; 2 — сапропелевое ОВ; 3 — нефть. Процессы: а — биохимический, в — внутримолекулярный, с и d — радикально-сопряженные; е — кинетический

шению концентрации изотопа C^{13} в метане по мере преобразования органического вещества. В верхней зоне осадочных пород (рис. 2, участок а) встречается метан, максимально обогащенный легким изотопом углерода. Особую обогащенность метана изотопом C^{12} можно рассматривать как результат биогенного фракционирования. В таком газе гомологи метана практически отсутствуют. Мощность биохимической зоны достигает 500 м. В более погруженных отложениях образование метана преимущественно связано с диссоциативными процессами. Определяющим на этой стадии становится фракционирование изотопов, обусловленное внутримолекулярным биогенным изотопным эффектом (участок в). Метан, образующийся на стадиях катагенеза Д, Г, Ж, соответствующих главной фазе нефтеобразования (по Вассовичу), не обнаруживает зависимости величины изотопического смещения от степени превращенности органического вещества и температурных условий и имеет значение δC^{13} около $-3,5\%$ (рис. 2, участок с). Выход гомологов метана на этой стадии наиболее высокий, включая крекинг нефти. На заключительных стадиях катагенеза вновь образуются газы преимущественно метанового состава. Изотопный состав метана, образующегося на поздних стадиях катагенеза, практически совпадает с изотопным составом исходного органического вещества и составляет в среднем $-2,5\%$ (рис. 2, участок d). Изотопный состав метана, образующегося в результате разложения углеводородов нефти, должен быть изотопически легче ($\delta C^{13} = \text{от } -4,5 \text{ до } -5,5\%$) метана, образующегося на зрелой стадии превращения органического вещества. Эта ситуация на схеме отражена участком е.

Изотопный состав углерода метана по разрезу осадочной толщи определяется не только природой физико-химических преобразований, но связан также с перераспределением газов за счет миграции. При этом миграционные процессы могут привести к смешиванию газов с различным составом углерода, либо к потере изотопно-легких газов ранних стадий генерации. Возвращаясь к рис. 1, необходимо отметить, что при составлении шкал принято, что газы, генерированные на ранних стадиях катагенеза, утрачены (рассеяны).

Соответствие экспериментальных значений δC^{13} метана теоретически ожидаемым свидетельствует о сингенетичности газов. Указанные значения на рис. 1 обведены двойными кружками. К ним относятся газы киме-

ридж-титонского и апт-неокомского комплексов Мургабской впадины и келловей-оксфордские газы Чарджоуской ступени.

В свою очередь повышенная концентрация изотопа C^{13} по сравнению с ожидаемыми значениями указывает на формирование этих залежей за счет миграции изотопно-тяжелого метана из погруженных зон синеклизы. К таким газам относятся залежи Бухарской ступени и газы неоком-аптских и альб-сеноманских отложений Чарджоуской ступени. На рисунке они обведены одинарными кружками.

Напротив, более изотопно-легкий метан по сравнению с ожидаемым объясняется сохранностью газов ранних стадий генерации, что характерно для альб-сеноманских отложений Мургабской впадины.

Распределение изотопов углерода метана в газах подтверждает гипотезу о формировании газовых месторождений за счет генерации газа в центральных частях синеклизы с последующей миграцией к бортам и образованием многопластовых залежей в зоне выклинивания солей (Галимов и др., 1973; Данов, Поливанова, 1967).

Поскольку изучение миграции имеет важное значение для решения проблемы направленных поисков нефти и газа, этому процессу следует уделить особое внимание. Изучение инертных компонентов и, в частности, изотопного состава гелия и аргона в этом плане представляет особый интерес.

Изотопный состав гелия природных газов в общем случае зависит от возраста коллектора. От кайнозойских к палеозойским породам отношение He^3/He^4 изменяется от $90 \cdot 10^{-8}$ до $3 \cdot 10^{-8}$ (Каменский и др., 1971). При поступлении гелия из пород фундамента он максимально обогащен изотопом с массовым числом 4. В случае поступления в залежи газов из подкорковых зон изотопный состав гелия должен изменяться в пользу легкого изотопа He^3 . Характеристические значения изотопного состава гелия природных газов позволяют получить дополнительную информацию перераспределения газов в стратифере.

Аргон углеводородных залежей накапливается в результате поступления воздушной и радиогенной составляющих. Источником радиогенного аргона могут быть калийсодержащие минералы осадочных пород, фундамента и мантии. Данные о содержании радиогенного аргона в газах при решении вопросов нефтегазонакопления имеют подчиненное значение. Это обусловлено тем, что радиогенный аргон поступает в газонефтяные залежи из разных источников и вклад каждого трудно оценить количественно.

Наиболее интересным показателем, характеризующим процессы нефтегазонакопления, является содержание воздушного аргона, поскольку существует экспериментально подтвержденная модель (Савченко, 1935) поступления воздушного аргона во флюиды осадочного чехла и выявлены закономерности, приводящие к изменению указанного параметра при нефтегазонакоплении. Согласно этой модели, пластовые воды осадочной толщи во время осадконакопления были поверхностными и растворяли аргон атмосферы до равновесного состояния. Из раствора аргон переходит в газовую фазу совместно с другими газами, такими, как углеводороды, азот, уголекислота, способными на локальных участках преодолеть гидростатическое давление.

Положения этой модели, при условии фазового равновесия по аргону предполагают существование предельно возможной концентрации и упругости воздушного аргона в природных газах. Рассчитанные нами кривые изменения предельно возможной концентрации и упругости воздушного аргона в газовой фазе в зависимости от гипсометрического положения залежи показаны на рис. 3. Из сопоставленных расчетных и экспериментальных данных видно, что в среднем измеренные значения на порядок

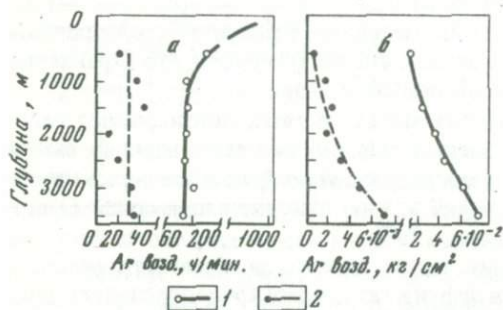


Рис. 3. Изменение концентрации (а) и упругости (б) воздушного аргона в зависимости от гипсометрического положения залежи

1 — расчетные кривые; 2 — экспериментальные

меньше расчетных. Низкие концентрации и упругости воздушного аргона объясняются в основном разбавлением аргона углеводородами в зонах интенсивного газообразования. При этом фазовое равновесие между растворенным и свободным аргонem устанавливается в ограниченном объеме пластовой системы и не распространяется на всю систему в целом (Гаврилов, Теплинский, 1973).

В углеводородах, мигрирующих из зон генерации в газовой фазе, накапливается как воздушный, так и радиогенный аргон. Это определяется тем, что упругость аргона в таком газе ниже, чем в пластовых водах, приуроченных к зонам с низкой газогенерацией.

Чем больше протяженность путей миграции газа и нефти, тем больше накапливается аргона, почти до предельной расчетной величины. Такая картина проявляется для шести нижнемеловых залежей, расположенных по воздыманию Прикумско-Тюленевского вала. В направлении предполагаемой миграции обнаружено последовательное увеличение концентрации воздушного аргона от 33 до 91 ч/млн.¹ и радиогенного — от 45 до 102 ч/млн. Изотопный состав углерода метана при вертикальной миграции практически не изменяется.

При струйной миграции газа из зон газогенерации совместно с углеводородами выносятся и аргон. Последующее газообразование в этих зонах приведет к еще большему обеднению газов и вод воздушным аргонem и к увеличению доли радиогенного аргона по отношению к общему (Гаврилов, Теплинский, 1973). Такая ситуация наблюдается в келловей-оксфордских отложениях Чарджоуской ступени, где концентрация воздушного аргона составляет всего 3–9 ч/млн., а доля радиогенного аргона достигает 65%.

¹ ч/млн. — части на миллион.

Следует отметить, что при струйной миграции газа из зон газогенерации в этих зонах наряду с изменением изотопного состава аргона меняется и изотопный состав углерода метана, поскольку теряется изотопически легкий метан ранних стадий генерации. Наиболее контрастно приведенная картина проявляется в том случае, когда вертикальная миграция сопровождается потерей газов осадочной толщи в атмосферу.

Подобная ситуация наблюдается в Южном Дагестане. Здесь обнаружено весьма высокое обогащение аргона радиогенным изотопом, достигающее 93% при низком содержании воздушного аргона (6–13 ч/млн.), причем метан по изотопному составу ($\delta C^{13} - 4\%$) тяжелее, чем можно было бы ожидать, предполагая генерацию его в отложениях современной локализации газа.

Другим примером перераспределения газов, отразившимся на изотопном составе углерода и аргона, может быть Западно-Сибирская плита (Гаврилов и др., 1972). Здесь газы юрско-валанжинского комплекса в существенной мере были утрачены в атмосферу до отложения турон-палеогеновой покрывки, а после ее отложения, вероятно, мигрировали в ловушки покурской серии. При этом концентрация воздушного аргона в газах юрско-валанжинского комплекса снизилась до 4–7 ч/млн., а δC^{13} метана повысилась до -4% . Сингенетический газ покурской серии существенно отличается по изотопным характеристикам; Аг возд. — около 100 ч/млн. Смешение в разных пропорциях сингенетических газов покурской серии с газами юрско-валанжинского комплекса (обусловленное уменьшением мощности и ухудшением изолирующих свойств глин, разделяющих газоносные комплексы, от центра депрессии на северо-восток) явилось причиной широких вариаций изотопного состава углерода метана и содержания воздушного аргона в залежах углеводородов покурской серии и ее аналогов и обусловило линейную зависимость между величинами Аг возд. и δC^{13} .

Степень сохранности залежей обусловлена не только потерями углеводородов при миграции в газовой фазе, но и растворением их в пластовых водах. Наиболее существенное рассеяние углеводородов можно ожидать при контакте залежи с инфильтрационными водами. Выяснить характер водообмена представляется возможным по изотопному составу аргона газов и водорода вод (Брезгунов и др., 1972).

Использование водорода основано на различии изотопного состава водорода седиментогенных вод морских водоемов и крупных бессточных озер, с одной стороны, и подземных вод, образующихся в результате инфильтрации пресных вод, — с другой. Указанное различие возникает в результате фракционирования изотопов при кругообороте природных вод, что приводит к обеднению дейтерием пресных вод по сравнению с морскими (Eriksen, 1965).

Метеорные воды, обладая низкой концентрацией дейтерия, содержат вместе с тем предельную, согласно модели растворимости, концентрацию воздушного аргона. В случае движения инфильтрационных вод относительно залежи в газовую фазу будет поступать воздушный аргон, при этом доля радиогенного аргона по отношению к общему аргону будет снижаться.

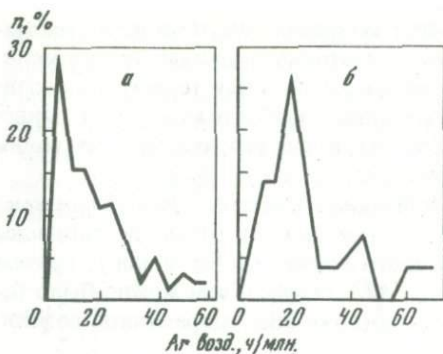


Рис. 4. Распределение концентрации воздушного аргона (ч/млн.) для свободного (а) и попутного (б) газа, n — число случаев (%)

Совместное исследование изотопного состава аргона газов и водорода вод выполнено нами для Амударьинской синеклизы (Брезунов и др., 1972). Для верхних комплексов выявлена корреляция концентрации дейтерия вод с содержанием воздушного аргона в контактирующих газах. С повышением концентрации дейтерия вод содержание воздушного аргона в контактирующих газах падает.

Такой характер изменения концентрации дейтерия и аргона указывает на увеличение степени застойности пластовых вод в связи со стратиграфическим и гипсометрическим погружением водоносных комплексов, и на то, что значительная часть воздушного аргона поступила в газовые залежи меловых и верхнеюрских отложений Бухарской ступени из инфильтрационных вод. Однако даже в случае поступления воздушного аргона с инфильтрационными водами его концентрация в газах, приуроченных к областям с интенсивной газогенерацией, редко достигает предельной величины, рассчитанной согласно модели растворимости.

Исходя из установленного нами существенного влияния масштабов газообразования на концентрацию воздушного аргона, следует ожидать, что содержание его в газах, приуроченных к преимущественно газоносным областям, должно быть ниже такового для газов, приуроченных к преимущественно нефтеносным областям. По измеренным данным содержание воздушного аргона в газах преимущественно газоносных областей в среднем в четыре раза меньше по сравнению с преимущественно нефтеносными (рис. 4).

Выявленная закономерность еще раз подтверждает возможность использования концентрации воздушного аргона в газах для оценки масштабов газообразования.

Таким образом, исследование изотопного состава легких элементов является действенным инструментом при решении актуальных задач газовой геологии.

ЛИТЕРАТУРА

- Брезунов В.С., Власова Л.С., Гаврилов Е.Я. и др. Использование стабильных изотопов водорода и аргона для изучения условий водообмена в Амударьинском нефтегазоносном бассейне. — Геология нефти и газа, 1972, № 2.
 Гаврилов Е.Я., Журов Ю.А., Теплинский Г.И. О связи изотопного состава аргона и углерода в природных газах. — Докл. АН СССР, 1972, т. 206, № 2.

- Гаврилов Е.Я., Теплинский Г.И.* Распределение изотопов аргона в углеводородных газах. – Геохимия, 1973, № 4.
- Галимов Э.М.* Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М., "Недра", 1973.
- Галимов Э.М., Теплинский Г.И., Табасаранский З.А., Гаврилов Е.Я.* Условия формирования газовых залежей в пределах восточной части Туранской плиты по данным изотопного состава углерода газов. – Геохимия, 1973, № 11.
- Данов А.В., Поливанова А.И.* Условия и закономерности размещения газовых и нефтяных месторождений в мезозойских отложениях Восточного Предкавказья и западных областей Средней Азии. – В сб. "Генезис нефти и газа". М., "Недра", 1967.
- Каменский И.Л., Якуцени В.П., Мамырин Б.А. и др.* Изотопы гелия в природе. – Геохимия, 1971, № 8.
- Савченко В.П.* К вопросу о геохимии гелия. – В сб. "Природные газы", № 9. М.-Л., ОНТИ, 1935.
- Eriksen E.* Deuterium and oxygen-18 in precipitation and other natural waters. – Tellus, 1965, v. 17, N 4.

О ГЕНЕЗИСЕ НЕУГЛЕВОДОРОДНЫХ КОМПОНЕНТОВ ГАЗОВ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В составе свободных и растворенных в нефтях газов кроме углеводородов часто присутствуют углекислый газ, азот и сероводород. Содержание каждого из них и взаимоотношение с другими неуглеводородными и углеводородными компонентами может очень сильно изменяться. Неуглеводородные компоненты в составе нефтяных газов, как свободных, так и растворенных, в некоторых случаях могут присутствовать в значительных количествах. В осадочных отложениях в разрезе нефтегазоносных территорий встречаются газы, в которых содержится до 50% азота, до 10% CO_2 , до 15% H_2S .

Прогнозирование состава газа требует изучения особенностей образования и закономерностей распределения не только метана и его гомологов, но и азота, углекислого газа, сероводорода, присутствие которых в нефтяных газах в значительных количествах резко снижает их товарную ценность. Генезис неуглеводородных компонентов газов очень сложен и весьма разнообразен. Они могут генерироваться совместно с углеводородными компонентами органическим веществом материнских пород, могут поступать из глубинных "неорганических" источников, возникать в результате окисления нефтей и разрушения залежей, обогащать нефтегазовые смеси в процессе их миграции и т.д.

Содержание неуглеводородных компонентов в нефтяных газах (растворенных в нефтях), не подвергшихся вторичным изменениям, сравнительно небольшое. В изменении этих компонентов намечаются определенные закономерности как локального, так и регионального характера.

Углекислый газ. CO_2 встречается как в свободных газах, так и впутных. Обобщенные данные по нефтяным (растворенным) газам Советского Союза показали, что количество CO_2 изменяется в среднем от 1% до 10%. Наиболее обогащены CO_2 газы, растворенные в молодых нефтях. Несколько повышенное содержание CO_2 отмечается в нефтях верхнего мела и нижнего карбона. Минимальные содержания CO_2 характерны для газов, растворенных в девонских нефтях (рис. 1). Примерно такая же закономерность отмечается и для нефтяных газов Волго-Уральского региона (рис. 1). Интересны закономерности изменения содержания CO_2 в нефтяных газах Западного Предкавказья. Содержание CO_2 значительное (до 30%) в нефтях наиболее молодых неогеновых отложений, постепенно уменьшается в нефтях залежей нижнего мела и юры до 1%. Повышенное и очень высокое содержание (до 50%) CO_2 в молодых неогеновых нефтях в данном регионе связано прежде всего с интенсивностью окислительных процессов как органического вещества, так и нефтей. Содержание CO_2 в нефтях неогеновых залежей, не подвергшихся окислению, в среднем составляет около 1%.

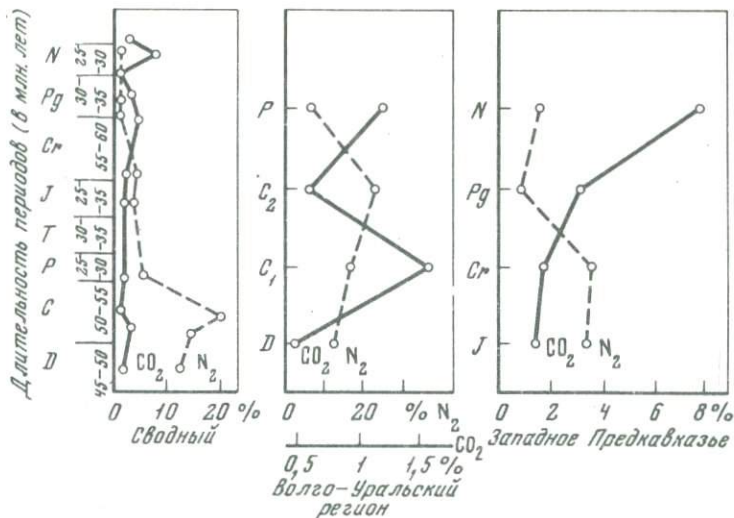


Рис. 1. Изменение содержания CO_2 и N_2 в попутных газах Европейской части СССР

В газах газовых залежей Западного Предкавказья CO_2 содержится в значительно меньших количествах, чем в растворенных в нефтях газах (0,1–7%). В свободных газах в распределении углекислого газа по разрезу отмечается четкая закономерность: количество CO_2 резко повышено в верхней части разреза (до 7%). С глубины 1000 м до 1500 м содержание CO_2 уменьшается (до 1%), затем до глубины 2300 м остается постоянным, а ниже вновь возрастает (до 4–5%).

В верхней части разреза газовые залежи встречены в основном в плиоцене. Содержание углекислых газов в них очень сильно варьирует, независимо от глубины залегания. На одних и тех же глубинах встречены газы с содержанием кислых газов от 0,1% до 7%.

Для мезозойских газов наблюдается явная тенденция увеличения содержания кислых компонентов с увеличением глубины залегания горизонта. Вряд ли это можно объяснить большей разрушенностью залежей. По-видимому, следует предположить дополнительный глубинный источник поступления CO_2 . Это отмечается лишь для меловых горизонтов, залегающих в некоторых районах вблизи фундамента (Ейско-Бережанском).

В Терско-Каспийском прогибе содержание CO_2 в газах, растворенных в миоценовых нефтях, изменяется от 1% до 20%. Максимальные содержания отмечаются в газах, растворенных в нефтях, приуроченных к самым верхним частям разреза (до 500–1000 м). Для большей части исследуемых образцов содержание CO_2 составляет 2%.

В газах, растворенных в нефтях верхнего мела, около 30% всех образцов содержат 1–1,5% CO_2 и 20% образцов имеют очень низкие концентрации углекислого газа — до 0,5%. Содержание углекислого газа свыше 4% имеют единичные образцы.

Содержание кислых компонентов в нефтяных газах нижнего мела Терско-Каспийского прогиба изменяется от 0,5 до 3%. Максимальное количество образцов имеет содержание CO_2 до 0,5%.

В пределах всего Терско-Каспийского прогиба не наблюдается общей закономерности изменения содержания CO_2 в растворенном газе с увеличением глубины залегания горизонтов. На одних и тех же глубинах в Предгорном Дагестане содержание углекислого газа в несколько раз выше, чем в Терско-Сунженской зоне. Рассматривая изменения концентрации CO_2 в попутных газах разных тектонических регионов, можно отметить следующее.

Наиболее высокие концентрации CO_2 в попутных газах характерны для миоценовых отложений передовых альпийских прогибов. В пределах последних высокие концентрации CO_2 отмечаются для антиклинальных зон с наибольшей тектонической нарушенностью. Так, в Западно-Кубанском прогибе высокие концентрации CO_2 отмечались в попутных газах Калужской антиклинальной зоны. Калужская зона антиклинальных складок приурочена к южному борту Западно-Кубанского прогиба. По характеру структур она подразделяется на две части — западную, представленную в основном диапировыми складками, и восточную, где встречены антиклинальные складки нормального строения.

Наиболее высокие концентрации CO_2 (4–6%) отмечались в попутных газах миоценовых отложений западной части Калужской антиклинальной зоны с широким развитием диапиризма в олигоцен-миоценовых отложениях. Залежи нефти с высоким содержанием CO_2 в попутных газах приурочены к небольшим глубинам (менее 1000 м).

Высокое содержание CO_2 (до 27%) отмечается также в попутных газах миоценовых нефтей наиболее сложно построенной антиклинальной зоны Северного Кавказа (Азовской зоны), осложненной многочисленными дизъюнктивными нарушениями.

В большинстве случаев кислые газы приурочены к тяжелым, смолистым нефтям в сарматских, караганских и чокракских отложениях, залегающих на небольших глубинах. В Терско-Каспийском прогибе самые высокие концентрации CO_2 (до 30%) также связаны с попутными газами миоценовых отложений в наиболее нарушенных структурах (надвиги Терской и Сунженской зон), где нефти залегают на небольших глубинах.

В мезозойских отложениях этого же прогиба в попутных газах встречаются довольно низкие концентрации CO_2 , но, несмотря на это, отмечается четкая закономерность возрастания CO_2 в попутном газе от наиболее погруженной части прогиба к северному приподнятому борту, где шли более интенсивно процессы разрушения залежей.

В попутных газах как молодых, так и древних платформ концентрации CO_2 гораздо ниже, чем в прогибах. Для Волго-Уральской провинции максимальные концентрации CO_2 в попутных газах (до 3%) девона и карбона отмечаются для зоны сочленения Южного склона Татарского свода, Мелекесско-Радаевской впадины и северной части Жигулевско-Пугачевского свода. Более высокие содержания CO_2 в попутных газах этого района связаны также с разрушением залежей в результате

сложной перестройки структурного плана, повлекшим за собой переформирование залежей в более позднее геологическое время.

Приведенные выше данные позволяют утверждать, что возрастание концентрации CO_2 в попутных газах связано в основном с разрушением залежей и окислением нефтей.

Известно, что на всех стадиях преобразования органического вещества образуется CO_2 . В общей сумме летучих продуктов CO_2 составляет, по данным В.А. Успенского, на стадии углефикации от бурогоугольной до каменноугольной 53,6%, до антрацитовой — 18,4% и до графитовой — 9,3%. Учитывая повышенную растворимость CO_2 в водах, вряд ли можно ожидать, что в залежах нефти и газа сохраняется высокое содержание "первичного" CO_2 , образовавшегося при метаморфизме органического вещества. Повышенное содержание CO_2 в попутных газах связано в основном с вторичными процессами, главное место среди которых занимает окисление нефтяных УВ. Об этом же свидетельствуют и данные по изотопному составу углерода CO_2 в изученных нами попутных газах.

С целью выяснения влияния процессов окисления углеводородов на изотопный состав CO_2 были исследованы образцы, отобранные на месторождениях Западного Предкавказья, Волго-Уральской области, а также изотопный состав углерода некоторых нефтей и поставлены опыты по их бактериальному окислению.

Изотопный состав углерода исследованных проб CO_2 колеблется в пределах до 30‰. Как видно на гистограмме (рис. 2), исследованные образцы CO_2 подразделяются на две группы, из которых одна значительно более обогащена C^{12} (δC^{13} от $-10,0$ до $-25,0$ ‰) по сравнению с другой (δC^{13} от $-5,0$ до $7,0$ ‰). В первую группу газов с сильно облегченным CO_2 попадают газы Абино-Украинского, Некрасовского, Баракаевского месторождений и угленосного горизонта Арланского месторождения. Ко второй, более многочисленной группе относятся газы Анастасиевско-Троицкого, Северо-Камышанского, Кудак-Киевского, Нефтегорского, Северо-Хадыженского, Зыбза-Глубокий Яр, Карского и каширского горизонта Арланского месторождений.

Как видно из рис. 3, составленного по данным авторов и литературным материалам, максимальное обогащение CO_2 легким изотопом наблюдается в случае ее образования при окислении углеводородов в залежи. Данные опытов В.Л. Мехтиевой показали, что изотопный состав CO_2 , образующегося при бактериальном окислении нефти, может как облегчаться, так и утяжеляться в зависимости от условий окисления по сравнению с исходной нефтью.

При анаэробном окислении образовывался CO_2 со значением $\delta\text{C}^{13} = -17,3; -18,3$ ‰. При аэробном окислении образующийся CO_2 был значительно легче и содержание C^{12} в нем последовательно возрастало: $-28,5; -33,4; -34,4$ ‰.

Изучение изотопного состава углерода нефти из угленосного горизонта Арланского месторождения показало, что значение δC^{13} в ней составляет $-29,34$ ‰. δC^{13} CO_2 угленосного горизонта Арланского месторождения составляет $-26,3$ ‰.

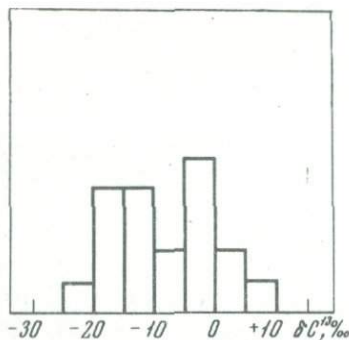


Рис. 2. Гистограмма значений $\delta C^{13}CO_2$ нефтяных газов

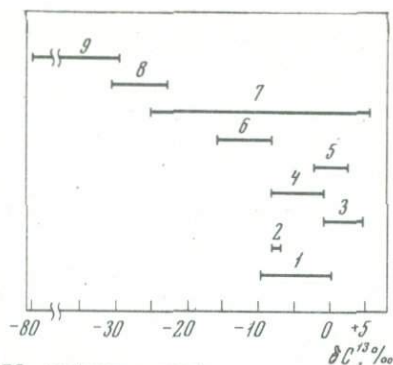


Рис. 3. Изотопный состав углерода CO_2 некоторых возможных источников его образования

1 — $\delta C^{13}CO_2$ магматического; 2 — то же, атмосферного; 3 — то же, морских карбонатов (определения В.А. Гриненко); 4 — то же, пресноводных бикарбонатов; 5 — то же, морских бикарбонатов; 6 — то же, пресноводных бикарбонатов; 7 — то же, газовых и нефтяных железей; 8 — то же, нефти; 9 — то же, метана

Эти факты свидетельствуют о том, что CO_2 угленосного горизонта Арланского месторождения образовалось в результате анаэробного бактериального окисления нефтей. Данные нефти несут на себе следы окисления: их плотность очень высокая, содержание легких фракций порядка 19,2%, в них содержится большое количество смолисто-асфальтеновых компонентов (41,9%) и серы (1,72%).

Особенность изотопного состава CO_2 каширского горизонта этого же месторождения — большая обогащенность его тяжелым изотопом ($\delta C^{13} = -4,00\text{‰}$), несмотря на явные признаки окисления нефти, не позволяет объяснять образование CO_2 в попутных газах этого горизонта только за счет окисления нефтей. Возможно, основная масса CO_2 образовалась за счет выщелачивания CO_2 из карбонатов. Углекислый газ (CO_2), образующийся за счет выщелачивания или термометаморфизма карбонатов, как правило, обогащен тяжелым изотопом углерода. Углекислота, образовавшаяся в этих процессах, близка по δC^{13} карбонатам.

В Западном Предкавказье одна часть исследованных образцов CO_2 имела более легкий изотопный состав углерода (δC^{13} от $-10,0$ до $-23,80\text{‰}$), другая — обогащена C^{13} (от $-7,2$ до $+0,20\text{‰}$).

Сопоставление данных об изотопном составе углерода CO_2 нефтяных газов Западного Предкавказья с δC^{13} нефтей этих же отложений свидетельствует об обогащении CO_2 углеродом C^{13} по сравнению с нефтями. Это указывает на значительную роль анаэробного окисления нефтей в данном регионе. Образование CO_2 с тяжелым изотопным составом углерода, имеющего значения δC^{13} , близкие к морским карбонатам, связано, по всей вероятности, с процессами термометаморфизма карбонатов. Роль глубинного CO_2 в составе нефтяных газов по имеющимся данным оценить в настоящее время трудно.

Приведенные выше данные по изотопному составу углерода CO_2 подтверждают выводы о том, что CO_2 в нефтяных газах образовался главным образом, за счет окисления нефтей, второе место занимают процессы выщелачивания CO_2 из карбонатов.

Азот. Обобщение данных по составу растворенных в нефтях газов для Европейской части Советского Союза показывает определенную закономерность в изменении количества азота. Отмечается общая тенденция возрастания азота с увеличением возраста вмещающих нефть отложений. Содержание азота очень незначительно в газах молодых отложений (1%), постепенно увеличивается при переходе к меловым (5%) и пермским (7%). Максимум в содержании азота отмечается для газов среднего карбона (20%). Средние содержания азота в газах нижнего карбона и девона несколько ниже, но также значительны (12–15%).

Рассмотрение закономерностей в изменении азота в газах отдельных регионов показывает, что количество азота в газах каждого региона существенно варьирует. В газе растворенном в нефтях Западного Предкавказья встречен азот от долей процента до 17%. Большое содержание азота — очень редкий случай. В газах молодых нефтей содержание азота незначительное (максимум 2%), увеличиваясь к меловым и юрским (до 4%).

По содержанию азота для данного региона намечается корреляция между его количеством и определенными литолого-стратиграфическими продуктивными комплексами. В некоторых случаях отмечаются значительные колебания в содержании азота в газах, растворенных в нефтях одних и тех же горизонтов, что связано, по-видимому, с разной степенью сохранности залежи. Количество азота в свободном газе данного региона значительно ниже — от 0,1% до 9%.

По содержанию азота свободные газы подразделяются на две группы, одна из которых с содержанием до 9% встречена в верхней части разреза (до 2000 м), а вторая с содержанием до 6% — в более глубокой части разреза. Повышенное содержание азота отмечается для меловых газов (до 10%), меньше в плиоценовых (до 5%), еще меньше в юрских и палеогеновых (до 3%). Во всех указанных выше литолого-стратиграфических толщах количество азота в газе очень сильно варьирует. Самое высокое содержание азота в меловых газах встречено в верхних частях разреза, там, где меловые отложения залегают на глубине 1000–1500 м. Это явно связано с миграционным эффектом. При миграции газа азот опережает все остальные компоненты. Вот почему им, так же как и метаном, обогащены газы верхней части разреза независимо от стратиграфической принадлежности.

В газах, растворенных в нефтях Терско-Каспийского прогиба, содержания азота более низкие (0,3–5%). Азота в газах, растворенных в миоценовых нефтях Терско-Сунженской зоны, встречено мало. Около 70% всех проб содержат примерно от 1 до 2% азота. В газах, растворенных в нефтях верхнего мела, азота еще меньше (от 0,3 до 0,6%). Количество азота в газах, растворенных в нефтях нижнего мела, также небольшое, оно колеблется от 0,5 до 5%. Максимальное число образцов (60%) содержит до 0,5% азота. В нефтяных газах юрских отложений азота со-

держится менее процента. Соотношение азота и аргона приближается к воздушному; можно предположить, что почти 60% азота имеет воздушное происхождение.

В Терско-Каспийском прогибе в верхней части разреза мезозоя характерны большие изменения в содержании азота — от 0,1 до 5%. В более глубоких горизонтах различия в содержании азота значительно меньше. Максимальные содержания азота в одних и тех же интервалах глубин разные для верхнемеловых и нижнемеловых газов. Так, в интервале глубин 2500–2600 м максимальное содержание азота в верхнемеловых газах составляет 3,8%, в нижнемеловых газах — 2,5%.

Как видно из приведенных выше данных, средние содержания азота в попутных газах разных стратиграфических комплексов неодинаковы. Наиболее высокие концентрации азота характерны для палеозойских попутных газов древних платформ. Как было отмечено выше, максимальные содержания азота повсеместно связаны с попутными газами среднего карбона. В мезозойских попутных газах молодых эпигерцинских платформ азот встречен в значительно меньших количествах. Самые низкие концентрации отмечены в неогеновых попутных газах предгорных Альпийских прогибов. В рассмотренных выше нефтегазовых бассейнах образование азота в попутных газах связано, по-видимому, с органическим веществом материнских пород.

В виде сложных соединений азот входит в состав всех органических веществ. Газообразный азот генерируется органическим веществом в процессе его метаморфизма. Особенно много образуется азота при преобразовании ОВ в окислительных условиях. В восстановительной обстановке почти на всех стадиях углефикации ОВ также генерируется азот, но в небольших количествах. По данным Карвелла, при метаморфизме углей, сопровождающемся уменьшением летучих от 30 до 10%, количество азота остается почти постоянным — около 20 литров на кг (для сравнения: метана при 10% выхода летучих генерируется 150–200 л/кг). Резкие различия в содержании азота в газе для разных отложений связаны, по-видимому, с разным типом ОВ и разным для каждого типа количеством генерируемого азота. В этом отношении особо выделяются среднекаменноугольные отложения.

В пределах Волго-Уральской провинции выделяются районы с аномально высокими (50%) концентрациями азота в девонских и каменноугольных попутных газах (Пермско-Башкирский свод). Очень низкие концентрации кислых газов (в девоне, например, самые низкие во всей Волго-Уральской провинции — менее 1%) не позволяют предполагать появление высоких концентраций N_2 за счет разрушения залежей и окисления нефтей. Не исключена возможность (наиболее вероятная, с нашей точки зрения) объяснения аномально высоких концентраций азота в попутных газах этого района особым типом ОВ с высоким содержанием азота и (или) особо благоприятными условиями для его генерации и выделения.

Распределение азота в попутных газах контролируется в некоторых случаях тектоническим строением региона. В Альпийских прогибах отмечается тенденция возрастания азота в попутных газах более погру-

женных частей прогиба. Этот факт можно, по-видимому, объяснить дополнительным поступлением азота в результате разложения азотистых соединений при погружении пород в зоны высоких температур.

Высокие концентрации азота в попутных газах связаны с хорошими миграционными свойствами азота, опережающего при миграции другие газообразные компоненты. Этим объясняется возрастание концентраций азота в попутных газах верхней части разреза в альпийских прогибах, а также от внутриплатформенных впадин к сводам на древних платформах (девон, карбон), что связано с миграцией нефти или газа из зон генерации в зоны нефтегазонакопления.

В нефтегазоносных бассейнах, которые характеризуются исключительно высокой азотоносностью (бассейн Северо-Западной Европы, бассейн Чу-Сарысуйской впадины в Казахстане и др.), азот, как правило, имеет несколько источников поступления. Об этом свидетельствуют данные об изотопном составе азота различных природных объектов. На рис. 4 приведены имеющиеся в настоящее время результаты изучения изотопного состава азота изверженных пород, живых организмов, захороненного органического вещества, угля, нефти и природного газа.

Как видно на рис. 4, значения δN^{15} природных газов колеблются весьма существенно (от $-15,0$ до $+15,0\text{‰}$). В этот диапазон колебаний укладывается изотопный состав нефтей, угля, живых организмов, захороненного органического вещества. Более значительным разбросом значения δN^{15} характеризуются лишь изверженные породы и вулканические газы.

Крайне низкое содержание органического вещества в газоматеринских породах в некоторых районах позволяет предполагать, что высокое содержание азота в газах связано не только с азотом, образующимся одновременно с углеводородными газами из рассеянного органического вещества, но и с азотом неорганического генезиса.

Азот очень широко распространен в природе. Содержание азота в магматических породах варьирует от 5 до 50 г/т. В метаморфических породах содержание связанного азота колеблется от 18 до 390 г/т, уменьшаясь от степени метаморфизма. Поскольку азот ассимилируется живыми организмами и, кроме того, захватывается осадками в аммонийной форме, наиболее высокие содержания азота характеризуются осадочные породы (от 170 до 1200 г/т). Значительная часть азота в различных геосферах находится в газовой фазе: в атмосфере — до 78%, в газах осадков — 39%, в газах магматических пород — 7%, верхней мантии — 2% (7%).

Существование природных образований с повышенным содержанием азота недостаточно, чтобы они послужили его источником; необходимо наличие благоприятных условий, способствующих высвобождению молекулярного азота из связанного состояния. Такими факторами являются наличие высоких температур, глубинных разломов и высокая гидрогеологическая закрытость недр. Под влиянием высоких температур азот выделяют осадочные породы, о чем свидетельствует связь между степенью метаморфизма и содержанием в породах азота. При наличии глубинных разломов мантия Земли может быть также поставщиком

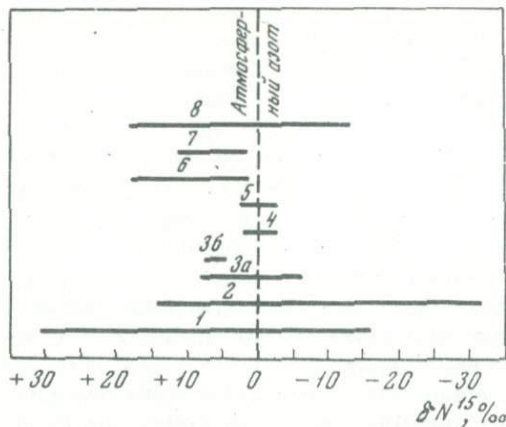


Рис. 4. Изотопный состав азота (δN^{15}) природных объектов

Вариации δN^{15} : 1 — изверженных пород (Хоуринг, 1955; Майн, 1958); 2 — вулканических эксгальций (Парвелл и др.; Вольнец); 3 — живых организмов: а) растений, б) животных (Хоуринг, Парвелл); 4 — торфа (Хоуринг); 5 — угля (Хоуринг, Парвелл и др.); 6 — осадочных пород (Хоуринг); 7 — нефти (Хоуринг; Хоуринг, Мур); 8 — газа (Хоуринг; Хоуринг, Мур; Бокховен и др.; Мюллер и Вингольц)

азота, за счет поступлений которого при ее выплавлении, по мнению А.П. Виноградова, образовался газообразный азот атмосферы. Большое значение глубинному азоту в формировании высокоазотных залежей ГДР придается Мюллером и др.

В природе несомненно существуют и другие факторы, способствующие выделению азота из связанного состояния в свободное, например химическое и биологические разрушения. Н.А. Еременко и другие считают, что радиоактивное излучение благоприятствует кинетике высвобождения азота из связанного состояния и его накоплению в так называемых "азотных провинциях", а также изменению изотопного состава азота.

Наличие нескольких источников азота и факторов, способствующих его выделению из связанного состояния, может привести к высокому насыщению пластовых вод азотом, созданию условий для формирования крупных по запасам месторождений азотного газа. По-видимому, именно такие условия наблюдаются в некоторых газовых месторождениях Северо-Западной Европы, в которых азот лишь частично связан с исходным органическим веществом, а основная его масса могла образоваться в результате метаморфизма более древних пород (варисийская складчатость) или поступления из мантии.

Рассмотрение средних данных по распределению азота в попутных газах Европейской части Советского Союза показывает, что повышенные и высокие концентрации азота в нефтяных газах контролируются четырьмя факторами: 1) тектонической зональностью; 2) стратиграфической приуроченностью нефтей, в которых растворены газы; 3) миграционным эффектом; 4) разрушением залежи.

Аномально высокие концентрации азота в попутных и в особенности в свободных газах связаны с дополнительным поступлением азота неорганического происхождения.

Сероводород встречается в составе нефтяных газов, в газовых шапках, газовых залежах и в газах, растворенных в пластовых водах. Содержание сероводорода обычно находится в пределах до 1%, реже достигая величины 5–6%. Случаи более высоких концентраций H_2S очень редки.

В разрезе Волго-Уральской области сероводород встречается неравномерно. В девонских газах он, как правило, отсутствует или содержится в виде следов. В каменноугольных газах повышенные содержания приурочены к нижнему отделу — турнейскому ярусу и бобриковскому горизонту; несколько меньшие количества в среднекаменноугольных газах — башкирском ярусе и верейском горизонте. В пермских отложениях повышенные содержания H_2S приурочены к артинскому и кунгурскому ярусам нижней перми, исчезая в газах уфимского яруса и вновь возрастают в калиновской свите верхней перми.

В отложениях мезозоя и кайнозоя в составе попутных и свободных газов Западного и Восточного Предкавказья сероводород практически отсутствует. Иногда он встречается в газах, растворенных в водах вблизи нефтяных месторождений. В то же время в юрских и палеогеновых залежах Средней Азии сероводород присутствует иногда в значительных количествах. Содержание сероводорода по территории Волго-Уральского региона сильно меняется. В пределах отдельных тектонических зон он практически отсутствует (восточный склон Воронежского свода, Медведицкий, Донской горсты, Латрыско-Карамышская впадина).

Незначительные количества сероводорода (до 1,0%) появляются в газах из отложений карбона в пределах моноклиальной части Воронежского свода, в газах из отложений девона и карбона Жигулевско-Пугачевского свода и северного борта Бузулукской впадины, юго-восточного склона Татарского свода, Бирской седловины и Пермско-Башкирского свода.

Максимальные содержания сероводорода встречены в разрезе Большекинского вала в газах турнейского яруса (5,8%), бобриковского горизонта (3,4—5,0%), сакмарского яруса (3,8%) и калиновской свиты, а также в Предуральском прогибе, где в артинских отложениях содержится до 8,4% H_2S . В газе Оренбургского газоконденсатного месторождения, приуроченного к Соль-Илецкому выступу, залежь которого связана с сакмаро-артинскими отложениями, содержатся высокие концентрации H_2S , запасы которого представляют промышленный интерес. Наиболее высокие концентрации сероводорода в Волго-Уральской провинции приурочены к зонам развития эвапоритов в нижнепермских отложениях.

Наиболее распространенной точкой зрения относительно происхождения сероводорода в нефтяных и газовых месторождениях является представление о его образовании в процессе микробной редукции сульфатов. Поскольку в этом процессе принимают участие углеводороды, появление сероводорода иногда сопровождается увеличением содержания CO_2 и азота. Благодаря высокой реакционной способности сероводорода он легко связывается с железом, образуя сульфиды. В благоприятных условиях может происходить его окисление и образование скоплений самородной серы. Поэтому содержание H_2S в газе может быть незначительным даже при идущем в настоящее время процессе восстановления сульфатов.

Представление о том, что образование сероводорода происходит в результате биологического восстановления сульфатов, растворенных в водах, подтверждается и данными по изотопному составу серы. Экспе-

риментальным путем и наблюдением в природных условиях было установлено, что в водоносных горизонтах при наличии органического вещества (нефти, битумов и углеводородных газов) может образовываться H_2S различного изотопного состава. В водах с высокими концентрациями сульфатов образуется сероводород, значительно обогащенный легкой серой. В особо благоприятных условиях — обилие сульфатов, медленно протекавшее восстановление и др. — сероводород оказался очень легким ($-25,0\text{‰}$), а по сравнению с исходными сульфатами обогащение δS^{32} достигало 40‰ и более. При интенсивном процессе восстановления и ограниченном количестве сульфатов в пластовых водах сероводород утяжеляется, достигая величин, близких исходному сульфату.

В бобриковском горизонте Среднего Поволжья сероводород четко делится на 2 группы с разным изотопным составом: одна группа характеризуется значениями δS^{34} от $-0,9$ до $-6,4\text{‰}$ (Мухановская зона), другая — от $+2,0$ до $+5,7\text{‰}$ (Жигулевская зона). Существование этих групп обусловлено различным содержанием сульфат-иона в водах бобриковского горизонта. В ряде районов высокая интенсивность процессов восстановления сульфатов, вызвавшая резкое утяжеление серы сероводорода (δS^{34} H_2S близко исходным сульфатам), связана со значительным масштабом процесса окисления углеводородов.

Таким образом, утяжеленный изотопный состав сероводорода, близкий к сульфату вод, может служить показателем масштаба микробиологической редукции сульфатов и, следовательно, высоких концентраций сероводорода. Действительно, сероводород газовых, газоконденсатных и нефтяных залежей с высокими содержаниями сероводорода (5–6%) и большими запасами, имеющими промышленный интерес (месторождения Оренбургское, Уртабулакское), связанных в первом случае с пермскими, во втором — с юрскими отложениями, имеет значения δS^{34} , близкие к сульфатам эвапоритов этого возраста. В Оренбургском месторождении δS^{34} сероводорода составляет около $+7,2\text{‰}$ и аналогично сульфатам пермского периода, в Уртабулакском — $+16,0\text{‰}$ и аналогично сульфатам юрского периода.

Такая же картина наблюдается и на месторождении Лакк (Франция), газе которого содержание сероводорода составляет 15,3%, а значение δS^{34} составляет $+14,3\text{‰}$, близкое к юрским эвапоритам.

Образованию газовых залежей с высокими концентрациями сероводорода и его большими запасами способствует сочетание следующих условий: 1) наличие карбонатного коллектора, поскольку в терригенных отложениях часть сероводорода может теряться; 2) наличие в разрезе эвапоритов (ангидриты и соли), которые, с одной стороны, являются поставщиками иона SO_4 , а с другой — хорошей крышкой, предохраняющей сероводород от рассеивания; 3) наличие крупных скоплений углеводородов, принимающих участие в восстановлении сульфатов.

Водород встречается как в свободных, так и в растворенных газах. До последнего времени водород считался наиболее редким компонентом в составе природного газа. Его появление объясняли в ряде случаев вторичными причинами, вызванными бурением и опробованием (действие

подземных вод на бурильные трубы и т.д.). В исследуемых нами газах Западного Предкавказья примерно в 1/3 проб был обнаружен водород в количествах от долей процента до 3,5%. Изменение содержания водорода не хаотично, оно имеет явную связь, во-первых, с определенной стратиграфической приуроченностью проб газа, а во-вторых, с определенными районами.

Для растворенных газов имеется явная тенденция увеличения водорода в газах, приуроченных к более древним отложениям. Поскольку количество водорода в газах сильно варьирует, нами были выделены фоновые, наиболее часто встречаемые значения, и максимальные.

Фоновые значения неодинаковы, наиболее низкие они у миоценовых растворенных газов (0,1–0,5%), наиболее высокие — у майкопских и эоценовых газов (1–1,5%). В свободных газах наблюдается тенденция увеличения содержания водорода как фоновых значений, так и максимальных от палеоценовых (0,5–1%) к меловым отложениям (1,5–2%). Водород встречен в газах 15 месторождений. Наиболее частыми случаи его обнаружения были в 4 месторождениях, где почти во всех горизонтах он был обнаружен в разных концентрациях.

Месторождения, где был обнаружен H_2 приурочены к южному борту Западно-Кубанского прогиба, к антиклинальной зоне Северного склона Кавказа и также к крупным валам, таким, как Ейско-Березанский и Невинномысский. Районы, где были встречены высокие концентрации водорода, характеризуются высокой тектонической нарушенностью.

Повышенные содержания водорода обусловлены не только генерацией его материнскими породами, но и поступлением из другого источника. Образование водорода может происходить за счет химического и радиохимического разложения воды в осадочных породах. Водород может образовываться в метаморфических и магматических породах фундамента и поступать оттуда в осадочную толщу. Миграционная способность водорода велика, что благоприятствует его вертикальной миграции. Можно предположить, что выделенные фоновые концентрации (до 2%) водорода для мезозойских газов являются "кларковыми" для данных материнских толщ, а максимальные (выше 3%) обусловлены поступлением водорода из других, не связанных с данной толщей источников.

Результаты исследования позволяют сделать следующие выводы:

1. Неуглеводородные компоненты нефтяных газов, так же как азот и углекислота, могут быть автохтонного и аллохтонного происхождения. Являясь, так же как и углеводороды, продуктами метаморфизма органического вещества, они могут совместно с ними участвовать в образовании скоплений нефти и газа. Однако, поскольку в катагенезе количество генерируемых ОВ углеводородов во много раз больше, чем неуглеводородных газообразных компонентов, и учитывая значительно большие потери последних (рассеивание, растворение) и особенности процесса формирования залежей нефти и газа, автохтонный (сингенетичный) азот и углекислота присутствуют в нефтяных газах в очень небольших количествах.

2. Колебания в содержании автохтонных неуглеводородных компонентов нефтяных газов (N_2 и CO_2) в разных районах и в отложениях раз-

ного возраста обусловлены особенностями состава ОВ пород и условий его метаморфизма в диагенезе и катагенезе.

3. Повышенные и высокие содержания в газе азота и CO_2 связаны с окислением углеводородов в процессе разрушения залежей, дифференциацией газов при миграции, поступлением N_2 и CO_2 из глубинных источников.

4. Присутствие сероводорода в нефтяных газах обусловлено исключительно вторичными факторами — процессами биохимического восстановления сульфатов.

5. Водород является генетической составной частью газов, как растворенных в нефти, так и свободных. Присутствие водорода обусловлено, с одной стороны, метаморфизмом органического вещества, а с другой — химическим и радиохимическим разложением воды, а также поступлением его из глубинных источников.

Э.Е. ЛОНДОН

(ВНИИГаз)

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ СОСТАВА ПРИРОДНЫХ СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ ГАЗОВ В КАРБОНАТНО-ЭВАПОРИТОВЫХ ОБРАЗОВАНИЯХ

Сероводород часто присутствует в виде примеси к углеводородным газам, порой содержится в них в значительных количествах. Концентрация сероводорода в составе углеводородных газов обычно колеблется от сотых и тысячных долей процента до 5–8% об. (месторождения Европейской части СССР, Туркменской, Узбекской, Киргизской, Таджикской ССР и др.), реже достигает 17–50% и более (месторождения Канады, США, Франции, Ирана).

В последние годы обогащенные сероводородом горючие газы определились как мощный источник получения элементарной серы (Генезис месторождений..., 1974). В связи с этим проблема генезиса сероводородсодержащих газов приобретает первостепенное значение для разработки теоретических основ и методических приемов крупномасштабного прогнозирования ресурсов этих газов.

Современное состояние проблемы характеризуется множеством разнообразных и противоречивых гипотез. Большинство исследователей связывают образование сероводородсодержащих газов с вторичными процессами, протекающими в сформировавшейся залежи. При этом сторонники теории осадочного происхождения природных газов обычно принимают, что сероводород образуется за счет восстановления сульфатов пластовых вод и вмещающих пород при сопряженных процессах окисления углеводородов (предпочтительно высших параобразных нефти) и рассеянного в нефтегазоносных толщах органического вещества (Генезис нефти и газа, 1967, и др.). Такое понимание явления, естественно, повлекло за собой представление о ведущей роли микробиальных процессов в осуществлении окислительно-восстановительных реакций (А.С. Великовский, С.Н. Павлова; В.А. Успенский; А.Ф. Добрянский; В.А. Соколов; М.В. Иванова; О.А. Радченко; Р.Г. Панкина, В.Л. Мехтиева). Вместе с тем ряд исследователей считает, что основная масса сероводорода в осадочной толще преимущественно абиогенного происхождения и образуется в глубоких горизонтах при химической редукции сульфатов (С.М. Григорьев; С.Т. Зелизна), в результате гидрогенезации и метаморфизма органического вещества (А.Л. Козлов), термokatалитического разложения сероорганических соединений битумов и нефтей (Л.А. Анисимов) и др. Среди геологов-исследователей серных месторождений широким признанием пользуется гипотеза ювенального (фреатического, по В.И. Вернадскому) происхождения сероводорода в осадочных породах (Генезис месторождений..., 1974).

Не вдаваясь в дискуссию по проблеме, следует лишь отметить, что ни одна из высказанных гипотез не объясняет всю совокупность наблюдаемых в природе явлений.

В настоящем сообщении мы остановимся на результатах анализа накопленного за истекшие годы обильного фактического материала по геологии, гидрогеологии и геохимии газовых месторождений (отечественных и зарубежных), обобщение которого позволило по-новому осветить закономерности формирования состава и распределения месторождений сероводородсодержащих газов в структуре осадочного чехла.

Сравнительное изучение зональности распространения залежей природных газов свидетельствует о том, что сероводородсодержащие газовые залежи тяготеют пространственно к карбонатным осадкам аридных формаций, выполняющих нефтегазоносные бассейны, и обогащенные сероводородом залежи регионально сосредоточены в известняково-доломитовых образованиях (Э.Е. Лондон и др.). Промышленные скопления этих газов распространены в отложениях всего фанерозоя, однако основные их ресурсы сосредоточены в палеозойских отложениях на древних платформах.

Более 70% запасов сероводородсодержащих газов, разведанных на территории Советского Союза, сосредоточено в отложениях карбона и перми на юго-востоке Русской платформы: в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и Предуральского прогиба (месторождения Волгоградской, Астраханской, Саратовской, Куйбышевской, Оренбургской, Свердловской областей, Башкирской АССР). Весьма значительные запасы этих газов выявлены в мезозойских (верхнеюрских) отложениях на эпипалеозойских платформах юга СССР (в Средней Азии и Восточном Предкавказье), причем большая их часть (27% от суммарных разведанных ресурсов СССР) сосредоточена в Амударьинской впадине (Восточная Туркмения, Западный Узбекистан). Сероводородсодержащие газовые залежи распространены также в кайнозойских (нижнепалеогеновых) отложениях в пределах межгорных впадин (Ферганской, Южно-Таджикской) альпийского пояса, однако суммарные их запасы очень невелики.

Проведенный анализ показал, что сероводород, являющийся характерным компонентом залежей в известняково-доломитовых коллекторах, концентрируется в чисто газовых и газоконденсатных залежах и месторождениях с небольшими нефтяными оторочками, распространенных в погруженных зонах бассейнов, в области пластовых давлений более 200–400 атм. Скопления таких газов выявлены в пределах валлообразных поднятий, расположенных во внутренних частях бассейнов (месторождения Денгизкульской, Кандымской, Кульбешкакской зон, в Амударьинской впадине), на платформенных склонах предгорных прогибов (Исимовская, Саратовская зоны в Предуральском прогибе) и на сводовых поднятиях, непосредственно примыкающих к крупным депрессиям (Оренбургский, Астраханский своды, Учкырское поднятие и пр.). В зонах нефтегазонакопления в тех же карбонатных коллекторах (Самаркинская, Кинельские, Доно-Медведицкая зоны дислокаций, мегантиклинории Юго-Западных Гиссар) газовые залежи по уровню концентрации сероводорода резко уступают залежам в зонах преимущественного газонакопления и при наличии мощного слоя подстилающей нефти сероводород нередко полностью отсутствует в составе газовой фазы (месторождения Ишимбаевской рифогенной зоны, Пермского свода и др.). Очевидно, нефть, обла-

дая высокой растворяющей способностью по отношению к сероводороду, способствует обеднению им газовой фазы. (Генезис месторождений..., 1974). Регионально низкое содержание сероводорода (сотые, тысячные доли процента) наблюдаются в газовых залежах, приуроченных к терригенно-карбонатным и преимущественно терригенным коллекторам (месторождения Нижневолжской области, Бухарской тектонической ступени и др.).

Общезвестно, что известняково-доломитовые образования часто ассоциируются с галогенными, наиболее широко развитыми в платформенных областях в погруженных зонах и на склонах крупных депрессий. В таких условиях в зоне непосредственного перехода известняково-доломитовых образований в перекрывающие сульфатно-соленосные сосредоточены многочисленные скопления высококонцентрированных сероводородсодержащих газов, выявленных на юго-востоке Европейской части СССР, в Восточной Туркмении, Западном Узбекистане и других площадях. Однако имеющиеся данные свидетельствуют о том, что сульфатно-соленосная толща не является определяющим фактором в образовании обогащенных сероводородом газов, а играет в основном роль покрывки, благоприятствующей формированию и сохранению в подстилающих карбонатных коллекторах газовых залежей (Э.Е. Лондон и др.).

Характерно, что в известняково-доломитовых образованиях обогащение газовых залежей сероводородом сочетается с регионально высоким уровнем сернистости нефтей и повышенным содержанием сероводорода в нефтяных газах, а также в растворенных газах пластовых вод. Причем в пределах провинций, сходных по геологическому строению, залежи таких газов и нефтей повсеместно распространены на одних и тех же стратиграфических уровнях разреза. Широкое развитие известняково-доломитовых образований и связанных с ними залежей высокосернистых газов и нефтей наблюдается в нефтегазоносных бассейнах на древних платформах в отложениях ордовика, девона (Северо-Американская), карбона и перми (Русская, Северо-Американская) и на эпипалеозойских платформах — в верхнеюрских отложениях (Амударьинский, Терско-Каспийский, Афгано-Таджикский, Аквитанский нефтегазоносные бассейны и др.). Совокупность приведенных данных позволяет предположить генетическую связь содержащих серу соединений с породами, вмещающими флюиды, а также дает основание полагать, что формирование осадочных месторождений сероводородсодержащих газов связано с процессами преобразования в карбонатных (известняково-доломитовых) осадках рассеянного органического вещества (давшего начало и сернистым нефтям).

Углубленное изучение особенностей химического состава сероводородсодержащих газов позволило установить, что газы, распространенные в разновозрастных комплексах и различных районах, однотипны по составу и отличаются лишь колебаниями в количественных содержаниях главных составляющих компонентов. Углеводородная фракция состоит из метана (преобладающего компонента), легких его гомологов и высших пареообразных углеводородов. Среди неуглеводородных компонен-

ТАБЛИЦА 1

Характеристика состава газов в залежах (по осредненным данным)

Литолого-фациальный тип пород	$\frac{\text{CH}_4}{\text{Т.У.}}$	$\text{N}_2, \%$	$\text{CO}_2, \%$	$\frac{\text{H}_2\text{S}}{\sum \text{к.г.}} 100\%$
Известняково-доломитовые	<55-10	5-10	>1-5	>40-70
Терригенно-карбонатные	>10-100	1-4	>0,6-1	<20-1
Терригенные:				
субуглесные	>100-500	<1	<0,8-0,1	0
красноцветные	>20-100	>10-90	0,5-0,1	0

¹ Сумма кислых газов ($\text{H}_2\text{S} + \text{CO}_2$).

тов непременно присутствуют углекислый газ и азот, порою, в значительных количествах (табл. 1).

Природные газы существенно различаются по содержанию кислых компонентов, однако в месторождениях с однотипными геологическими условиями концентрация сероводорода в составе кислой фракции [$\text{H}_2\text{S}/(\text{H}_2\text{S} + \text{CO}_2) \times 100\%$] относительно постоянная и колеблется в узких пределах (рис. 1). Примечательно, что высокое обогащение кислой фракции сероводородом (более 50–70%) свойственно залежам, приуроченным исключительно к известняково-доломитовым образованиям (табл. 1).

Сероводород в равной мере ассоциируется с углеводородными газами, как обогащенными, так и обедненными тяжелыми углеводородами. Увеличение содержания сероводорода, сопровождающееся увеличением содержания углекислого газа, приводит к уменьшению концентрации углеводородных составляющих (рис. 2). Однако это явление не связано с "уничтожением" углеводородов, а отражает лишь уменьшение их концентрации по отношению к сумме всех компонентов газовой смеси.

Концентрация азота в сероводородсодержащих газовых смесях не превышает в среднем 5–10% об. и сохраняется практически постоянной в широком интервале колебания концентраций сероводорода от 0,5 до 45% об. Резкое возрастание концентрации азота – нередко до 20–30% и более, наблюдается в газовых залежах, обедненных сероводородом.

Анализ обширного фактического материала позволил установить, что повышенное накопление биогенного азота присуще залежам, приуроченным к аридным формациям, и увеличение его содержания находится в связи с увеличением соленасыщенности разреза и обеднением органикой вмещающих пород.

Как известно, азот ("безаргонный") является основным компонентом газов (микровключенных) соленосных пород, и концентрация его в составе этих газов достигает от 45–54% об. в галите до 80–95% в карналлите. На долю сероводорода в этих газах приходится менее 0,5–0,06% (Ю.В. Морачевский, А.А. Черепеников, Н.З. Несмелова).

Характерно, что высокообогащенные азотом газовые залежи, сосредоточенные в карбонатных коллекторах, располагаются в зоне замещения битуминозных разностей известняково-доломитовых пород сильно загипсованными, ангидритизированными и соленасыщенными доломитами, весьма бедными, а нередко полностью лишенными органических остатков. В таких условиях залегают многочисленные скопления высокообогащенных азотом (и залежи преимущественно азотных) газов, выявленных в подсолевых отложениях перми на востоке Волго-Уральской области непосредственно к западу от Предуральского прогиба (месторождения Чувашской, Марийской АССР, Кировской, Пермской областей и др.), а также в отложениях главного доломита цехштейновой формации на территории Западной Европы. Высокообогащенные азотом газовые и нефтяные залежи являются типичными для засоленных терригенных красноцветных отложений (см. табл. 1) и регионально распространены в подсолевых отложениях перми на обширных пространствах нефтегазоносных бассейнов Европейской части СССР (Средневож-

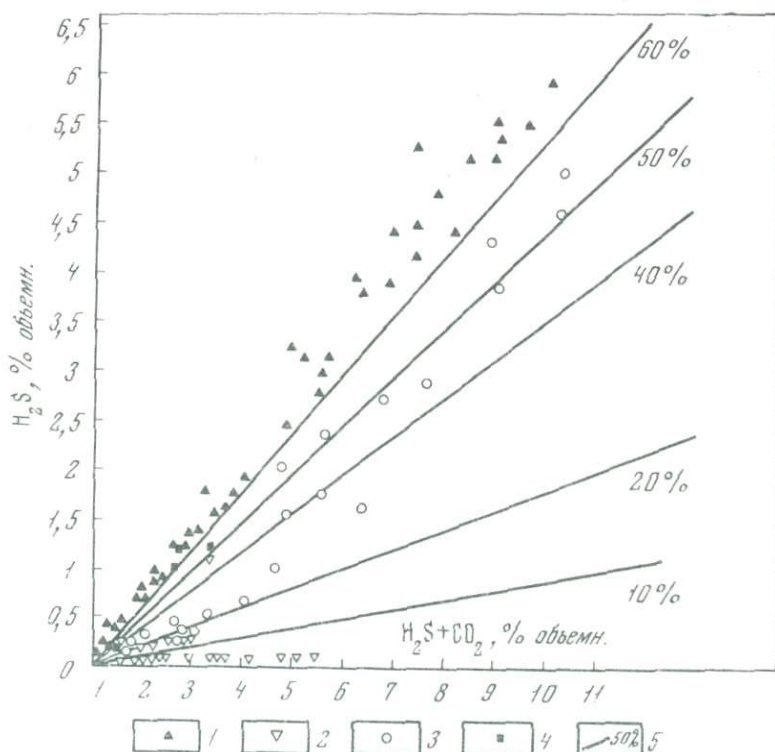


Рис. 1. График взаимосвязи в распределении кислых компонентов в залежах природных газов (масштаб полулогарифмический)

Месторождения: 1 – Волго-Уральской области и Предуральского прогиба, 2 – Нижневожской области, 3 – Восточной Туркмении и Западного Узбекистана, 4 – Ферганской впадины; 5 – доли сероводорода в кислой фракции газов, в %

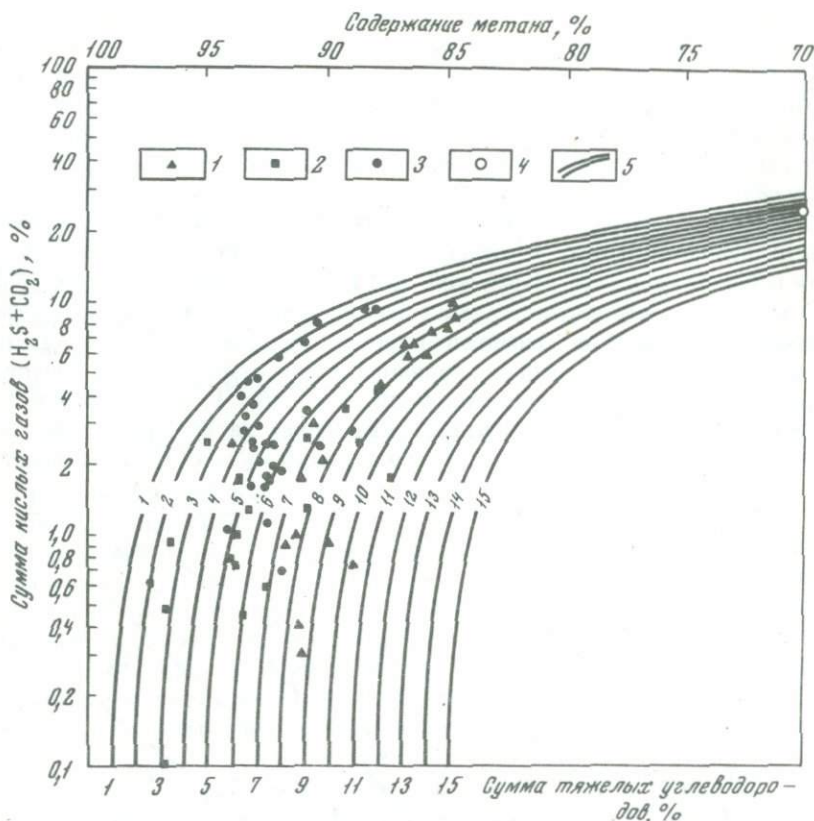


Рис. 2. График взаимосвязи в распределении кислых и углеводородных компонентов в природных газовых смесях (масштаб полулогарифмический)

Месторождения: 1 – Волго-Уральской области и Предуральского прогиба, 2 – Волгоградской и Саратовской областей, 3 – Восточной Туркмении и Западного Узбекистана, 4 – Лак (Франция); 5 – линии равных концентраций тяжелых углеводородов

ская область), Казахской ССР (Чу-Сарысузская впадина), ПНР, ГДР, ФРГ, Нидерландов, Северного моря и др.

Гидрогеологическими исследованиями установлены соответствие состава и содержания углеводородных и неуглеводородных компонентов в газах, растворенных в пластовых водах, и в залежах, а также закономерные связи зональности состава природных газов, пластовых вод и вмещающих пород. Данные анализа свидетельствуют о том, что высокое накопление растворенных газов преимущественно углеводородного состава имеет место лишь в маломинерализованных (менее 1–0,5 г-м/л) пластовых водах (см. рис. 3), приуроченных к пресноводным и солоноватоводноморским терригенным и карбонатным отложениям гумидных формаций (Материалы..., 1968). За небольшими исключениями залежи, распространенные в таких отложениях, состоят более чем на 95–99% из метана (продуктивные толщи миоцена на территории

Сахалина; плиоцена Азербайджана и Западной Туркмении; мела Северо-Тюменской области; триаса — юры Лено-Вилуйской области; верхней перми Коми АССР; ниже-среднего карбона северо-западных окраин Донбасса и др.). Залежи газов преимущественно метанового состава, являются типичными для терригенных субугленосных формаций (см. табл. 1); они широко распространены в продуктивных толщах, приуроченных к третичным и четвертичным отложениям (Япония, Аляска, Северная и Южная Калифорния, Венесуэла, Мексиканский залив, Адриатическое море и др.).

С другой стороны, установлено, что распространенные в аридных формациях высокоминерализованные пластовые рассолы отличаются регионально повышенным накоплением неуглеводородных компонентов,

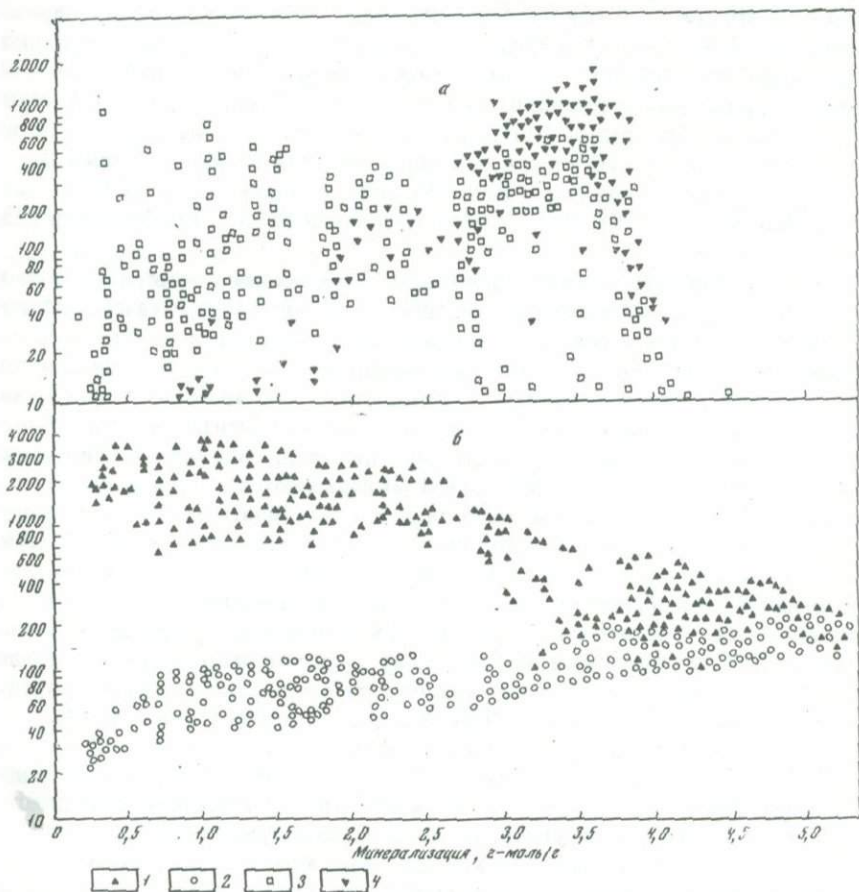


Рис. 3. Графики распределения растворенных кислых (а), азотных и углеводородных газов (б) в минерализованных пластовых водах (масштаб полулогарифмический)

Фигуративные точки содержания (нсм³/л): 1 — углеводородных газов, 2 — азота, 3 — углекислого газа, 4 — сероводорода

концентрация которых возрастает по мере обеднения газовых смесей углеводородами (рис. 3). Характерно, что высокое накопление кислых газов, обогащенных сероводородом, исключительно свойственно пластовым рассолам (в ограниченном интервале минерализации 2,5–3,8 г-м/л), приуроченным к известняково-доломитовым образованиям, и соотношение сероводорода и углекислого газа в залежах, сосредоточенных в водовмещающих породах, близко к соотношению растворимости этих газов (3:1) в пластовых рассолах. Содержание азота, повсеместно повышенное в высокоминерализованных пластовых рассолах, возрастает по мере обеднения рассолов углеводородами и кислыми компонентами, и в высококонцентрированных рассолах, отличающихся регионально низкими содержаниями растворенных газов, на долю азота (биогенного) приходится более 40–70%. Рассолы такого типа (с минерализацией более 4–5 г-м/л), генетически связанные с рассолами солеродных бассейнов (Материалы..., 1968), регионально распространены в подсолевых (терригенных, карбонатных) комплексах (нижний кембрий Ангаро-Ленского района, девон Припятского прогиба, верхний девон – нижний карбон Южно-Тургайской впадины, верхний карбон – пермь Днепро-Донецкой впадины, Волго-Уральской провинции, Чу-Сарысуйской впадины, юра Эмбенского района, нижний палеоген Ферганской впадины и др.).

Таким образом, анализ обширного фактического материала позволил установить характерные ассоциации и содержания газов, свойственные конкретным солевым системам пластовых вод и породам определенного фациального облика, формирование которых определяется прежде всего специфическими особенностями обстановки, существовавшей в геологическом прошлом в бассейнах седиментации. Эти данные все больше склоняют к мысли, что уже на стадии диагенеза в зависимости от фаций отложений и природы ОВ закладываются основные различия в составе природных газов и позволяют рассматривать сероводородсодержащие газы как особый генетический тип природных газов, образующихся за счет сингенетического ОВ в карбонатных породах аридных формаций. Колебания в количественных содержаниях компонентов и качественные различия состава газовых залежей в продуктивных толщах в пределах бассейнов, по-видимому, в значительной мере обусловлены вторичными изменениями, возникающими в процессе перераспределения флюидов между ловушками (Генезис месторождений..., 1974).

Для полярных газов, таких как сероводород и углекислый газ, характерна очень высокая растворимость в водных растворах электролитов, неизбежно приводящая к их концентрации в жидкой фазе пластовых вод. В отличие от углеводородов и азота (растворимость которых в десятки, сотни раз меньше) кислые газы, практически не способные к формированию самостоятельной свободной газовой фазы, переходят из пластовых вод в готовую фазу углеводородных газов.

Накопление сероводорода в составе газовой залежи возможно в результате диффузионного перераспределения компонентов между залежью и пластовыми водами, обогащенными сероводородом, и при глубокой (принудительной) десорбции поглощенного водой газа по мере

снижения пластового давления. Однако наиболее вероятно региональное обогащение газов сероводородом уже в материнских породах, когда в силу вымывающего действия углеводородных газов и широкого перемещения их из зон генерации посредством струйной миграции формируются скопления в карбонатных коллекторах. Такой механизм формирования сероводородсодержащих газовых залежей объясняет относительное постоянство соотношения сероводорода и углекислого газа, свойственное месторождениям, находящимся в сходных геологических условиях, и регионально высокое обогащение кислых газов сероводородом и залежах, сосредоточенных в известняково-доломитовых образованиях.

Изложенные выше положения послужили основой для выработки критериев прогнозирования месторождений, подсчета прогнозных ресурсов сероводородсодержащих газов на территории Советского Союза и имеют также важное значение для направленных поисков бессернистых газов.

ЛИТЕРАТУРА

- Генезис месторождений самородной серы и перспективы их поисков. М., "Наука", 1974.
- Генезис нефти и газа. М., "Недра", 1967.
- Материалы научного семинара по проблеме формирования хлоридных кальциево-натриевых подземных вод. М., ВСЕГИНГЕО. Ротапринт, 1968.

К ПРОБЛЕМЕ ДИАГНОСТИКИ ЗОН ГЕНЕРАЦИИ РАЗЛИЧНЫХ ГЕНЕТИЧЕСКИХ ТИПОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД В СВЯЗИ С НИВЕЛИРУЮЩЕЙ РОЛЬЮ ВОДНОЙ ОБОЛОЧКИ СТРАТИСФЕРЫ

За последнее десятилетие проведены многочисленные исследования, посвященные условиям генерации различных генетических типов углеводородов. При этом одинаково интенсивно изучаются горючие ископаемые угольного ряда и нефтяного ряда. Наиболее важные черты современного этапа изучения горючих ископаемых отражены в научных разработках, согласно которым заметно сближены две основные ветви горючих ископаемых — угольного ряда и нефтяного ряда. Так, сравнительно недавно появились исследования, в которых развиваются представления о том, что промышленные скопления углеводородных газов некоторых регионов генетически тесно связаны с метаморфизацией угольной органики. На этом основании заметную долю мировых промышленных запасов газов склонны рассматривать в качестве побочного продукта грандиозного процесса метаморфизации угольного вещества.

Основной методологической особенностью изучения органического вещества осадочных пород и поисков генетических соотношений различных его компонентов является концентрация усилий ученых лишь на отдельных звеньях сложной природной системы. Среди них на непосредственное изучение органического вещества осадочных пород направлены основные усилия ученых. При этом в значительной мере выпадает из поля зрения флюидалная система, заполняющая поровое пространство пород-коллекторов. С другой стороны, изучение органического вещества подземных вод проводится без увязки получаемых результатов с данными о составе органики водовмещающих пород. Мало того, методика изучения органического вещества вод и пород не предусматривает изучение этих двух сред как единой системы. В лучшем случае исследования ведутся параллельно и совершенно не увязаны во времени. Вот почему создается впечатление, что решение проблемы диагностики зон генерации различных генетических типов углеводородов все еще проводится в отрыве от очевидного теперь положения, согласно которому водная среда осадочного покрова образует мощную пелену, масса которой тысячекратно по отношению к промышленным запасам углеводородов. Во многих работах совершенно не учитывается водная среда, повсеместно проникающая в поровое пространство и являющаяся фоном генерирующихся углеводородов.

Сказанное выше существенно искажает объективные природные закономерности, снижает их достоверный характер, несмотря на то что многие исследования сопровождаются основательными количественными выкладками.

Самые тщательные и скрупулезные исследования захороненного органического вещества осадочных пород, основанные на его изучении в отрыве

ве от жидких и газообразных компонентов, не могут служить сколь угодно убедительной основой диагностики зон генерации различных генетических типов углеводородов. Сложность задачи усугубляется еще тем, что в процессе захоронения органики жидкая, газообразная и твердая фазы продуктов деструкции органического вещества мигрируют из порового пространства асинхронно. Сказанное диктует необходимость рассмотрения интересующего нас процесса не только в пространстве, но и во времени. Задача приобретает, таким образом, исключительно сложный характер.

Особенностью современного этапа исследований органического вещества осадочных пород является неоправданное и не всегда осознанное абстрагирование отдельных элементов, звеньев и связей сложной природной системы без их логической увязки при последующей интерпретации полученных результатов. Наиболее важной из причин указанных осложнений являются непреодолимые трудности методического характера. В самом деле, влияние таких сравнительно простых параметров, как температура и давление, на различные процессы превращения органического вещества, как будто поддается моделированию, но в действительности это кажущаяся простота. Давление и температура влияют на превращение органики осадочных пород не прямым образом, а косвенным — через водную оболочку. При этом сама деструкция предстает не только в качестве изменений захороненной органики, остающейся в скелете осадочного покрова, но также в виде изменений растворенного органического вещества мигрирующих подземных вод. Здесь давление и температура существенно влияют на растворимость различных компонентов.

Не следует упускать из виду и то обстоятельство, что влияние давления и температуры на превращение органики происходит при определенном режиме и геологической длительности, что еще больше осложняет моделирование процесса.

В результате сложных природных процессов подземные воды неизбежно аккумулируют многочисленные продукты деструкции органики осадочного комплекса.

Грандиозность этого процесса редко учитывается, что приводит к существенным искажениям в балансе углеводородов земной коры.

Тысячекратное превышение объема пластовых вод по отношению к промышленным запасам углеводородов в сочетании с геологической длительностью природных процессов является основой необратимых действий механизма, эффективно улавливающего все без исключения продукты генерации осадочного покрова. Образно говоря, они как бы поступают в бездонную пропасть.

Высокая растворимость углеводородов в флюидальной системе осадочного покрова может быть представлена в виде следующей упрощенной модели. Огромная, глобальных масштабов вакуумированная губка, плотно облегающая некую пористую сферическую поверхность (имитирующую осадочный покров планеты), медленно перемещается наподобие бесконечного ремня. При этом все продукты генерации осадочного покрова неизбежно улавливаются вакуумированной губкой (или "пылесосом").

Миграция водной среды осадочного покрова, а также диффузионные процессы, сколь бы малыми скоростями они бы ни отличались, на протяжении длительной геологической истории обеспечивают сбор, или, лучше сказать, перехват продуктов генерации углеводородов. При этом происходит следующее: а) углеводороды переносятся на многие сотни километров от первичной генерирующей среды, превращаясь в геохимических космополитов; б) заново как бы сортируются продукты генерации в строгом соответствии с непрерывно меняющимися термодинамическими условиями водонапорных систем, оказывающими непосредственное влияние на величины коэффициентов растворимости газовых и иных компонентов; в) продукты генерации приобретают ряд новых свойств, сильно маскирующих их первичные генетические особенности, основанные на селективной растворимости углеводородных газов; г) продукты генерации осадочного покрова очищаются от наиболее растворимых кислых компонентов газов (CO_2 , H_2S), остающихся в растворе, что несколько напоминает процесс природного обогащения.

Сдвиг, а в ряде случаев и перемещение водной среды по отношению к водовмещающим породам должны стимулировать усиление процессов генерации углеводородов, поскольку при этом из природных систем происходит удаление ряда компонентов, что препятствует установлению равновесного состояния системы вода ↔ порода путем непрерывного смещения равновесия в ту или иную сторону. Надо полагать, что миграция подземных вод по поровому пространству пород-коллекторов является тем скрытым, весьма эффективным механизмом, который осуществляет непрерывный сбор и концентрацию рассеянного органического вещества осадочного покрова. Если мысленно удалить подземные воды из порового пространства осадочного покрова, то процессы генерации и концентрации органического вещества вряд ли вообще будут происходить. Во всяком случае таким логическим приемом легче осознать роль подземных вод в процессах генерации и преобразовании органического вещества.

Анализ приведенных выше соображений наталкивает на мысль о том, что диагностика зон генерации различных генетических типов углеводородов существенно затрудняется вследствие нивелирующей роли динамичности водной оболочки стратисферы и диффузионного рассеивания, лежащих в основе механизма массопереноса. Необходимо при этом обратить внимание на то, что указанные процессы, осуществляющие массоперенос, существенно влияют и на состав органических компонентов, способствуют их глубокому изменению. При этом перехват водной средой углеводородов различного генезиса и последующая их эволюция приводят к образованию качественно новой обстановки, характеризующейся преобладанием новых генетических категорий, уже почти неотличимых от первых "поколений" углеводородов.

Возможно, этим следует объяснить парадоксальное сосуществование в одном и том же регионе и даже в одних и тех же зонах и структурах газовых залежей, сформированных якобы за счет метаморфизации угольной органики, и нефтяных залежей, образованных, судя по всему, путем

преобразования органического вещества нефтяного ряда. Между тем нет сколько-нибудь убедительных оснований к идентификации геохимического режима образования углей и нефтей. В тех случаях, когда сопоставимые по своим ресурсам газовые и нефтяные залежи непосредственно контактируют, имеются серьезные основания к отрицанию возможности формирования газовых залежей в результате метаморфизации угольной органики. Здесь генетическое родство нефтей и газов неоспоримо, а установление между ними барьера — неубедительно. В частности, полагаем, что нет достаточных оснований к утверждению о наличии генетических связей между огромными ресурсами газа Западно-Сибирской и Печорской синеклиз и процессами метаморфизации угольной органики. Этому препятствует наличие колоссальных ресурсов нефти, находящихся в генетически более близких соотношениях к углеводородным газам, чем угли. Во всяком случае генетические взаимоотношения нефтей, газов и углей указанных провинций должны изучаться более основательно, чем это порою делают.

Высказанная точка зрения находится в логической связи с приведенными выше представлениями о соотношении между подземными водами системы и углеводородами. При этом полагаем, что нивелирующая роль водной оболочки стратисферы должна анализироваться не только в связи с проблемой диагностики зон генерации различных генетических типов углеводородов. Надо думать, что динамичность водной оболочки стратисферы скорее всего приводит к образованию некой единой, в известной мере обесличенной исходной массы органического вещества, лежащей в основе формирования как нефтяных, так и газовых залежей (в зависимости от термодинамических условий водонапорных систем в процессе длительной геологической истории).

Тезис о том, будто в водной оболочке стратисферы углеводороды различного генезиса обретают относительный покой или, образно говоря, своего рода "загробную жизнь", по всей вероятности, встретит возражение. Вместе с тем, если глубже поразмыслить над результатами многочисленных исследований, то они не противоречат сделанному выводу. В самом деле, вряд ли можно возразить, что в результате сложной эволюции углеводородов различного генезиса они в силу приведенных выше доводов обретают в водной среде оптимальные условия, обеспечивающие наиболее устойчивое их существование. Доказательством этого служит тот факт, что именно в подземных водах сконцентрирована значительная доля ресурсов углеводородов планеты, исчисляющаяся как минимум в 10^4 трлн. m^3 (или 10^{13} т), что в десятки раз превышает возможные промышленные скопления углеводородов.

Из приведенных выше соображений вытекает вывод о том, что следует пристальнее обратить внимание на "основную кладовую" растворенных углеводородов, какой является водная среда глубоких горизонтов, служащая главным источником формирования прежде всего газовых и газоконденсатных месторождений.

Трудности (на данном этапе наших знаний) познания сложнейших процессов, лежащих в основе генезиса углеводородов, дают нам некоторые основания обратиться к логическому приему, известному в киберне-

тике под названием "черного ящика". Да, мы очень мало знаем точно, что в этом ящике делается. Но зато известно, что в результате различных процессов, происходящих в нем, водная оболочка стратисферы накопила 10^{13} т углеводов. И еще мы знаем, что трансформация ресурсов последних приводит к формированию промышленных скоплений, составляющих порядка 5 — 10% от исходной массы углеводов водной среды планеты. При этом пока еще неясен механизм концентрации рассеянных углеводов. Усиление исследований в этом направлении сулит важные и практические результаты.

Так же, как воздушный океан планеты состоит из смеси газов различного происхождения, так и водная оболочка ее стратисферы заполнена углеводородами, генезис которых существенно различен. Здесь, однако, управляют несколько иные природные законы, находящие отражение в газовой зональности подземных вод. Познание их — одна из важных задач геохимиков и гидрогеологов.

Проблема направленных поисков газовых и газоконденсатных месторождений должна решаться с неременным учетом газовой зональности подземных вод, отражающей унаследованные генетические черты углеводородов. Генетическая связь месторождений углеводородов с водонапорной системой предполагает и причинную их связь. Законы растворимости углеводородов в пластовых водах обуславливают динамику их выделения из водного раствора при соответствующих благоприятных условиях. Если принять за основу указанную модель, то наиболее труднорастворимые углеводороды должны покинуть систему первыми. Природные соотношения между нефтяными, газоконденсатными и газовыми месторождениями (как по их количеству, так и по соотношению масс углеводородов) подтверждают генетический характер связей между залежами углеводородов и пластовыми водами. Действительно, нефтяные месторождения резко преобладают над газоконденсатными, а чисто газовых — меньше газоконденсатных.

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ ГАЗОВ ПЛАСТОВЫХ ВОД КАК ПОКАЗАТЕЛЬ ГЕНЕЗИСА УГЛЕВОДОРОДОВ

В последнее время большое значение придается изучению гидрогеологических условий нефтегазоносных бассейнов (НГБ). Необходимость таких исследований обусловлена тем, что в НГБ вода составляет до 10% и более его объема (Вассоевич и др., 1972), а залежи нефти, по образному выражению И.О. Брода, являются каплями в океане воды. Кроме того, установлено, что в пластовых водах НГБ растворены гигантские объемы углеводородов, которых вполне достаточно для формирования всех открытых и предполагаемых промышленных месторождений. В связи с многократным превышением массы растворенных углеводородов над их промышленными и прогнозными запасами более важно установить генезис углеводородных газов пластовых вод. Полученные выводы будут справедливы и для углеводородов залежей. Это определяется тем, что в настоящее время можно однозначно говорить о генетической общности углеводородов нефтей, углеводородных газов газовых залежей и углеводородных газов пластовых вод НГБ (Корценштейн, 1960; Зорькин, 1969; Стадник, 1967 и др.). Поэтому в плане генезиса углеводородов залежей чрезвычайно важно рассмотреть растворенные углеводородные газы пластовых вод НГБ. Также очевидна роль растворенных углеводородов в процессах миграции и формирования их залежей.

Рассмотрим некоторые особенности газовой составляющей пластовых вод, позволяющие установить органический генезис углеводородов.

Региональная зональность газонасыщения пластовых вод. Газонасыщенность пластовых вод НГБ имеет региональный характер, т.е. если в каком-либо пункте НГБ вскрыты пластовые воды с определенным составом газа, то такого типа газы и приблизительно равные их количества будут обнаружены на значительной территории. Резкого изменения регионального фона газонасыщения не наблюдается. В качестве примера сошлемся на особенности газонасыщения пластовых вод НГБ Русской платформы и Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна. Для указанных НГБ характерно широкое территориальное распространение зон однотипного газового состава и одинаковой величины газонасыщения. При этом состав газов и их количества закономерно изменяются к их внутренним, наиболее погруженным частям.

Анализ газовой зональности пластовых вод палеозойских отложений Русской платформы показывает, что к Предуральскому прогибу и Прикаспийской впадине, погруженным частям Львовской и Балтийской впадин, Московской синеклизе и Яренгскому прогибу, к центральным районам Припятско-Днепровско-Донецкого грабена и северо-западным окраинам Донбасса в составе газов возрастает содержание углеводородов при уменьшении доли азота и кислых компонентов, а тип газов изменяется от азотного через метаново-азотный и азотно-метановый на метановый с

ТАБЛИЦА 1

Типы геохимических разрезов Северного Устья

Газовые показатели	Водоносные комплексы			
	олигоцен-миоценовый	эоценовый	меловой	юрский
Акуловско-Базайское поднятие				
$V_{г'}$, см ³ /л	20-40	600-800	10-20	800
$P_{г'}$, ат	2-5	37-48	1-2	100
CH ₄ , %	10-15	96-98	10-12	82-86
N ₂ , %	80-85	3-5	90-92	2-4
C ₂ H ₆ + высш., %	0-0,01	0,01-0,2	0-0,01	2-3
Чумышты-Чагырлинское поднятие				
$V_{г'}$, см ³ /л	10-20	274-280	20-40	-
$P_{г'}$, ат	1-2	23-29	2-4	-
CH ₄ , %	10	92-94	4-6	90-92
N ₂ , %	85-95	6-8	92-94	4-6
C ₂ H ₆ + высш., %	0,01	0,08-0,2	0-0,01	4-6

одновременным обогащением гомологами метана. В указанных направлениях увеличивается количество растворенных газов, их суммарная упругость и величина коэффициента насыщения вод газами. Региональный фон газонасыщения вод осложняется вблизи залежей углеводородов. С приближением к контуру продуктивности газонасыщенность подземных вод резко возрастает и обычно в приконтактной зоне воды предельно насыщены углеводородными газами.

Еще более четко зональный характер газонасыщения проявляется в пределах Западно-Сибирского НГБ. Для всех комплексов мезозоя зональный характер газонасыщения выражается в изменении состава растворенных га-

зов, их объемов и суммарных упругостей при движении от обрамлений бассейна к центральному району и на север. Состав растворенных газов изменяется от чисто азотного до метанового. Азотные газы по всем гидрогеологическим комплексам распространены в окраинных частях низменности. При движении от окраин бассейна к центру и на север в составе газа начинает все большую и большую роль играть метан, образуя вначале зону метаново-азотных, затем азотно-метановых и, наконец, метановых газов. Одновременно с увеличением доли метана во внутренних областях бассейна появляются более высокие гомологи метана, вначале этан, затем пропан, бутан, пентан и гексан.

Большую часть бассейна занимает зона метановых газов; зона азотных газов широко распространена по южной и юго-восточной окраинам низменности.

Региональный характер газонасыщения пластовых вод НГБ обусловлен регионально распространенным источником углеводородов, каковым является рассеянное органическое вещество осадочных пород.

Вертикальная зональность газонасыщения пластовых вод. Наряду с широко развитой нормальной вертикальной газовой зональностью пластовых вод, в целом ряде НГБ отмечается инверсионный тип гидрогеохимической зональности, когда в вертикальном разрезе отмечается наличие гидрогеологических комплексов и этажей с различным характером газонасыщения. Так, на Северном Устье под высокогазонасыщенным метаном эоценовым гидрогеологическим комплексом залегают малогазонасыщенные азотные воды мела (табл. 1). В Прикаспийской впадине неогеновые высокогазонасыщенные метановые воды подстилаются водами мезозойских комплексов, обедненных углеводородами. В Урало-Поволжье пластовые воды бавлинских отложений содержат газы преимущественно азотного состава; залегающие выше воды девонских и нижнекаменноугольных отложений насыщены азотно-метановыми, а местами метановыми газами, обогащенными тяжелыми углеводородами. Аналогичная зональность газонасыщения отмечается в Рионской и Косовской впадинах (табл. 2). Такой характер вертикальной зональности газов пластовых вод противоречит предположению о миграции углеводородов по глубинным разломам из-под коровых областей. При допущении, что миграция углеводородов происходит из глубинных подкоровых зон,

1968)

ТАБЛИЦА 2

Типы геохимических разрезов Косовской впадины (по Л.П. Мышкину и Б.П. Ризун,

Площадь	№ скважины	Глубина отбора, м	Горизонт	$V_{г'}$, см ³ /л
Краснопльская	1	1600	З	290
То же	5	1145	N ₁ ²	1300
"	5	360	N ₁ ¹	450
Замостье	2	640	N ₁ ²	810
То же	1	325	"	380

CH ₄	C ₂ H ₆ + высш.	N ₂	CO ₂	$P_{г'}/P_{в}$
52,3	0,92	45,7	1,08	1,1
88,8	0,35	9,6	1,22	0,1
62,5	0,08	34,8	2,56	0,84
95,8	0,06	3,8	0,27	0,53
73,3	0,8	25,9	0,80	0,49

газонасыщенность пластовых вод должна бы повсеместно возрастать с глубиной.

Зависимость газонасыщения пластовых вод от возраста водовмещающих толщ. Характер газонасыщения пластовых вод зависит от возраста НГБ. В общем случае молодые НГБ характеризуются высокой насыщенностью газами преимущественно метанового состава. С увеличением возраста бассейнов в составе газов повышается роль тяжелых углеводородов и азота. В древних НГБ преобладает азот, а газонасыщенность вод обычно низкая. Это можно проследить на примере НГБ Русской платформы и Предкавказья. Зависимость газонасыщения пластовых вод от возраста водовмещающих толщ НГБ можно объяснить лишь допуская генерацию углеводородов в этих же отложениях.

Ресурсы углеводородных газов, растворенных в пластовых водах. Величина газонасыщения пластовых вод углеводородными газами весьма значительна: в 1 м^3 пластовой воды палеозойских отложений востока Русской платформы растворено до $1,2-1,3 \text{ м}^3$ газа; в 1 м^3 вод мезозойских отложений Западной Сибири содержится газа до 3 м^3 и более; газонасыщенность пластовых вод Средне-Каспийского НГБ достигает $4-5 \text{ м}^3$; в Индоло-Кубанском прогибе на Медведевской структуре в 1 м^3 пластовой воды растворено 9 м^3 углеводородного газа. Количества газов растворенных в пластовых водах, различных НГБ представляют весьма значительные величины. Гигантские количества растворенных в пластовых водах углеводородных газов, достигающие в пределах отдельных НГБ десятков и сотен триллионов кубометров, практически невозможно объяснить с позиций неорганического генезиса углеводородных газов. В водах Урало-Волжского НГБ растворено более 50 трлн. м^3 , примерно столько же — в водах Припятско-Днепровского, а в пластовых водах Западно-Сибирского мегабассейна — более 500 трлн. м^3 . Суммарный объем газов, растворенных в пластовых водах НГБ мира, составляет порядка 180000 трлн. м^3 . Многочисленные исследования показали, что количество растворенных в водах НГБ углеводородных газов на 2-3 порядка и более превышают их разведанные и прогнозные запасы в месторождениях.

Сторонники неорганической гипотезы происхождения углеводородов считают, что насыщение пластовых вод происходит в результате рассеивания газов из залежей и на путях миграции по глубинным разломам. Однако логически трудно допустить, чтобы относительно незначительные залежи сформировали гигантские запасы в водах. Нельзя представить, чтобы залежи Западной Сибири с запасами не более 60 трлн. м^3 могли рассеять в пластовые воды более 500 трлн. м^3 углеводородного газа.

Рассеянные углеводороды в породах. Работами по проблеме прямых геохимических поисков залежей нефти и газа, а также специальными исследованиями установлена высокая газонасыщенность осадочных толщ НГБ. Так, по данным Е.А. Рогозиной, битуминозные аргиллиты тюменской свиты Западной Сибири содержат от 100 до 1000 $\text{см}^3/\text{кг}$ и более природных газов. Несколько меньшие, до 200–300 $\text{см}^3/\text{кг}$, отмече-

ны объемы газа в подсолевых докунгурских карбонатных толщах восточной части Прикаспийской впадины. Очевидно, в НГБ суммарное количество сорбированных газов сопоставимо либо превышает суммарное количество растворенных газов пластовых вод, особенно на начальных стадиях развития НГБ. На примере Западной Сибири и подсолевых толщ восточной части Прикаспийской впадины установлено, что сорбированные газы содержат повышенные количества гомологов метана, во всяком случае много больше, чем в пластовых водах и залежах.

* * *

Изложенные данные позволяют утверждать, что в земной коре углеводороды находятся преимущественно в газообразном состоянии, будучи неравномерно распределены между свободными их скоплениями, пластовыми водами и осадочными породами. Генетическая общность сорбированных, растворенных и свободных газов указывает на их генерацию рассеянным органическим веществом. При этом растворенные углеводородные газы пластовых вод следует рассматривать в качестве потенциального источника углеводородов, объемы которых вполне достаточны для формирования любых уникальных месторождений. Процесс миграции углеводородных газов следует рассматривать по схеме: рассеянное органическое вещество пород — пластовые воды НГБ — залежи углеводородов, но никак не наоборот, как предполагают сторонники неорганического происхождения нефти и газа.

ЛИТЕРАТУРА

- Вассоевич Н.Б., Геодекия А.А., Зорькин Л.М., Лопатин Н.В., Серегин А.М., Соколов Б.А., Стадник Е.В., Чернышев В.В.* Нефтегазоносные осадочные бассейны. — Междунар. геол. конгресс. XXIV сессия. Доклады советских геологов. М., "Наука", 1972.
- Зорькин Л.М.* Газы пластовых вод нефтегазоносных бассейнов. Автореф. докт. дис., МГУ, 1969.
- Корценштейн В.Н.* Гидрогеология газоносной провинции Центрального Предкавказья. М., Гостехиздат, 1960.
- Мышкин Л.П., Ризун Б.П.* Новые данные о гидрогеологии Косовской впадины внешней зоны Предкарпатского прогиба в связи с перспективами ее газоносности. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1968, № 4.
- Стадник Е.В.* Гидрогеология палеозойской водонапорной системы северо-западного обрамления Прикаспийской впадины в связи с вопросами формирования залежей нефти и газа и оценкой перспектив газонефтеносности. Автореф. канд. дис. М., ВНИИГаз, 1967.

ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАЗМЕЩЕНИЯ КРУПНЫХ И ГИГАНТСКИХ ЗОН СКОПЛЕНИЙ ГАЗА В СВЯЗИ С РАЗРАБОТКОЙ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ОСНОВ ИХ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

Для обеспечения дальнейшего ускоренного развития газовой промышленности соответственно все более возрастающим потребностям народного хозяйства страны необходимо намного увеличить разведанные запасы газа.

Успешное решение этой задачи особенно большое значение приобретает для Европейской части СССР, где в настоящее время размещено более 70% потребителей газа, тогда как около 80% выявленных общесоюзных запасов газа находится к востоку от Урала и на территориях среднеазиатских республик. В обеспечении приращения разведанных запасов как жидких, так и газообразных углеводородов решающее значение имеют поиски и разведка крупных и гигантских зон нефте- и газонакопления.

Выявленные запасы газа, как и нефти, на всех без исключения континентах нашей планеты распределены весьма неравномерно. Абсолютно преобладающая их часть сосредоточена в пределах крупнейших и гигантских зон нефтегазонакопления. Так, например, в СССР к началу 1973 г. свыше 75% выявленных запасов газа было сосредоточено в пределах всего около 30 местоскоплений, составляющих менее 3% от общего количества открытых к тому времени местоскоплений газа.

Аналогичная картина неравномерного пространственного распределения выявленных ресурсов газа и концентрации абсолютно преобладающей их части на весьма небольшом количестве площадей наблюдается также и в других странах Европы, Северной Америки (США и Канада), Африки и Азии.

По всем континентам нашей планеты в целом к началу 1973 г. свыше 70% выявленных запасов газа было сосредоточено всего на 24 площадях гигантских и сверхгигантских зон газонакопления (с запасами свыше 300 млрд. м³), составляющих менее 1% от общего количества открытых к тому времени местоскоплений газа.

Вся мировая практика нефтегазодобывающей промышленности показывает, что ускоренные темпы развития и значительные скачки в росте добычи газа, как и нефти, во всех случаях как в нашей стране, так и за рубежом связаны с открытием и вводом в разработку новых крупнейших и гигантских местоскоплений газа и нефти. Отсюда поиски и выявление их для обеспечения приращения разведанных запасов газа и нефти в значительных объемах и с затратой сравнительно меньших средств приобретают огромное народнохозяйственное значение.

Чтобы обеспечить должную эффективность поисков и разведки таких крупных и гигантских местоскоплений газа, естественно, необходимо выяснить основные закономерные генетические связи формирования и размещения их в различных геологических условиях.

В ранее опубликованной работе¹ автором были рассмотрены основные геологические закономерности формирования и размещения гигантских и сверхгигантских скоплений нефти.

В данной статье рассматриваются основные геологические закономерности, геологические и генетические связи, проявляющиеся в размещении в литосфере гигантских и сверхгигантских скоплений газа с запасами свыше 300 млрд. м³; выясняется необходимость теоретического обоснования перспектив их поисков в пределах еще сравнительно слабо изученных в нефтегазоносном отношении областях СССР.

ГЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ГИГАНТСКИХ И СВЕРХГИГАНТСКИХ ЗОН ГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Гигантские и сверхгигантские зоны газонакопления обнаружены в пределах как платформенных, так и складчатых территорий. При этом из выявленных запасов газа на 24 гигантских и сверхгигантских зонах газонакопления по всем континентам Земли в целом около 80% запасов газа размещены в пределах платформенных территорий, а на долю складчатых территорий приходится лишь 20% выявленных запасов указанных категорий зон газонакопления.

В пределах платформенных территорий около 56% выявленных (к началу 1973 г.) запасов газа приурочено к крупным сводовым поднятиям и мегавалам и около 24% — к внутриплатформенным впадинам. В пределах складчатых же территорий выявленные запасы гигантских и сверхгигантских зон газонакопления размещены примерно одинаково в предгорных и межгорных впадинах.

Характерными примерами формирования крупнейших концентраций ресурсов газа в пределах платформенных территорий, приуроченных к крупным сводовым поднятиям и мегавалам, могут служить гигантские и сверхгигантские зоны газонакопления. На территории СССР они наблюдаются в северных областях Западно-Сибирской низменности (Уренгойское, Заполярное, Медвежье, Ямбургское, Комсомольское и др.), в Урало-Волжской провинции — на Оренбургском погребенном своде (Оренбургское), на Северном Кавказе — ассоциация зон газонакопления на Ставропольском своде, на Туранской плите Западного Узбекистана и Восточной Туркмении — ассоциация зон газонакопления Бухарской и Чарджоуской тектонических ступеней (Газлинское, Уртабулакское, Наипское и др.). На территории Африканской платформы к ним относится ассоциация зон газонакопления, приуроченных к мегавалам Тильремой и Амгид (Хасси-Р'Мель, Рурд-Нусс и др.). На территории Северо-Американской платформы имеется богатейшая зона газонакопления Панхэнд-кряжа Амарилло и др.

Необходимо отметить, что при прочих равных условиях для формирования гигантских и сверхгигантских концентраций ресурсов газа наиболее

¹ А.А. Бакиров. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. М., "Недра", 1973.

благоприятны сводовые поднятия и мегавалы, примыкающие к крупным палеовпадинам, испытывавшим устойчивое прогибание со значительной амплитудой в течение каждого рассматриваемого крупного цикла осадконакопления.

Гигантские и сверхгигантские зоны газонакопления нередко встречаются также в погруженных частях платформенных впадин. Примерами концентрации огромных ресурсов газа в пределах платформенных впадин могут служить: в СССР — сверхгигантские и гигантские зоны газонакопления в Мургабской впадине Восточной Туркмении (например, Шатлык с запасами газа свыше 1,5 трлн. м³), Печорской синеклизы Коми АССР (например, Вуктыльское с запасами свыше 400 млрд. м³) и другие, в зарубежных странах — гигантские зоны газонакопления в пределах Восточно-Нидерландской впадины (например, Слохтерен в Голландии с запасами свыше 1,6 трлн. м³); в Аквитанской впадине (например, местоскопление Лак во Франции с запасами свыше 300 млрд. м³), во впадине Додж-Сити (США), где на местоскоплении Хьюгтон содержится свыше 1 трлн. м³ газа.

ТИПЫ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЛОВУШЕК ГИГАНТСКИХ И СВЕРХГИГАНТСКИХ ЗОН ГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Абсолютно преобладающая доля выявленных гигантских и сверхгигантских зон газонакопления приурочена к региональным ловушкам структурного типа, т.е. антиклинальным и куполовидным поднятиям.

В гигантских и сверхгигантских зонах газонакопления заключено около 70% общемировых запасов газа, выявленных к началу 1973 г. Причем 88% из них приурочено к ловушкам структурного типа.

Таковы сверхгигантские и гигантские зоны газонакопления северных областей Западно-Сибирской плиты (Уренгойское, Заполярное, Медвежье, Ямбургское, Комсомольское, с запасами от 500 млрд. м³ до 4 трлн. м³), Русской платформы (Оренбургское, с запасами свыше 1,5 трлн. м³; Вуктыльское — свыше 400 млрд. м³), Туранской плиты (Газлинское, с запасами порядка 450 млрд. м³; Шатлык — свыше 1,5 трлн. м³), Западно-Европейской платформы (Слохтерен, Леман-Бенк, Лак и др.), Сахарской плиты Северной Африки (Хасси-Р'Мель, с запасами свыше 1,5 трлн. м³; Рурд-Нусс, с запасами порядка 850 млрд. м³) и многие другие.

Вместе с тем при прогнозировании следует иметь в виду, что в определенных геологических условиях встречаются гигантские зоны газонакопления, связанные с ловушками литологического и литолого-стратиграфического типов.

Типичным примером их может служить сверхгигантская зона газонакопления Хьюгтон в США, являющаяся одной из богатейших зон газонакопления в масштабе всего Западного полушария. Зона газонакопления Хьюгтон расположена на западном борту обширной впадины Додж-Сити и в южной своей части сочленяется с богатейшим газоносным районом Панхэнгл (Северо-Западный Техас и Оклахома). Она приурочена к моно-

клинали с углами падения слоев пермских отложений не более $1-1,5^\circ$. Газоносная площадь по моноклинали протягивается с севера на юг на расстояние около 200 км при ширине, местами достигающей 50 км.

Основные продуктивные горизонты находятся в карбонатной толще биг-блу (нижняя пермь), перекрытой мощной толщей глин с прослоями ангидритов. К западу по восстанию слоев указанные карбонатные отложения замещаются глинами, что явилось фактором, обусловившим образование здесь региональной ловушки литологического типа, содержащей свыше 1 трлн. м³ газа.

Другим примером формирования колоссальных концентраций газа в ловушках литолого-стратиграфического типа, образованных выклиниванием коллекторов и несогласным перекрытием газонепроницаемой толщей, может служить одно из крупных местоскоплений газа США — Монро (в Северо-Восточном Техасе). Здесь продуктивные песчаные горизонты свит тейлор — наварро верхнемелового возраста выклиниваются по восстанию слоев на склоне крупного погребенного поднятия и несогласно перекрыты газопорной толщей глин и глинистых сланцев свиты медуэй. К указанной ловушке литолого-стратиграфического типа и приурочена крупная зона газонакопления Монро.

ЛИТОЛОГИЯ РЕГИОНАЛЬНО ГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ И УСЛОВИЯ ИХ ФОРМИРОВАНИЯ

В стратиграфическом отношении крупнейшие и гигантские концентрации запасов газа обнаружены в отложениях всех крупных стратиграфических подразделений осадочного комплекса, начиная от раннего палеозоя (кембрий) до кайнозоя (неоген — палеоген) включительно. Однако в количественном отношении выявленные запасы газа местоскоплений рассматриваемой группы распределены по отдельным стратиграфическим подразделениям неравномерно.

В общем мировом балансе выявленных запасов газа гигантских и сверхгигантских зон газонакопления удельный вес отдельных стратиграфических групп и систем составляет (к началу 1973 г.): 1) кайнозойская группа (неоген + палеоген) — 11,3%; 2) мезозойская группа — 62,4%, в том числе: а) меловая система — 45,5%; б) юрская система — 4% и в) триасовая система — 12,9%; 3) палеозойская группа — 26,3%, в том числе: а) пермская, каменноугольная и девонская системы — 25,8% и б) силурийская, ордовикская и кембрийская — 0,5%. Доля запасов газа, выявленных в кристаллических и метаморфических породах, составляет менее 0,1%.

Таким образом, абсолютно преобладающая часть выявленных запасов газа гигантских и сверхгигантских зон газонакопления, как и нефти, приурочена к отложениям мезозойской группы, а в ее составе — к отложениям меловой системы (45,5%).

В литологическом отношении гигантские зоны газонакопления встречаются как в песчаных, так и в карбонатных коллекторах. При-

мерами богатейших по запасам региональногазоносных комплексов, приуроченных к карбонатным отложениям, могут служить: в СССР — карбонатные отложения верхней юры Туранской плиты (Узбекская ССР и Туркменская ССР); карбонатные отложения нижней перми и верхнего карбона Оренбургской области; нижней перми и карбона — Тимано-Печорской синеклизы (Вуктыльскре); на Ближнем Востоке — карбонатные отложения асмари (олигоцен) Мессопотамской (Предзагросской) впадины (Пазенун). В Западной Европе — карбонатные отложения юры и мела Аквитанской впадины (Лак, Мейон — Сан-Фост и др.); в США — карбонатные отложения нижней перми во впадине Додж-Сити (Хьюгтон); терригенно-карбонатные отложения верхнего мела во впадинах Скалистых гор (Сан-Хуан и др.).

В палеогеографическом и фациальном отношении гигантские и сверхгигантские скопления газа встречаются в отложениях морского, прибрежного и континентального происхождения. К отложениям континентального происхождения приурочены, например, богатейшие по запасам регионально-газоносные отложения свиты красный лежень (ротлингенд) нижней перми, которые регионально газоносны в пределах обширнейших территорий Нидерландов, ФРГ, ГДР и южной части акватории Северного моря. Преимущественно континентальное происхождение имеет большая часть отложений сеномана северных районов Западно-Сибирской плиты, в которых заключены поистине колоссальные ресурсы газа, исчисляемые триллионами кубических метров. Смешанное континентально-прибрежное происхождение имеют также отложения карабийской свиты неокома нижнего мела, содержащие триллионные запасы газа в пределах Мургабской впадины. Кроме того, на территории Туранской плиты регионально газоносным являются также в основном континентальные же отложения нижней и средней юры.

Сравнительное изучение условий нахождения скоплений газа в отложениях континентального происхождения в перечисленных и в других нефтегазоносных областях различных континентов уже не оставляет сомнений в том, что процессы регионального газообразования могут происходить, в отличие от нефтеобразования, не только в морской или прибрежно-морской среде, но и в угленосных формациях континентального происхождения, на что уже указывалось рядом исследователей (В.Г. Васильев, И.В. Высоцкий, В.И. Ермаков, И.П. Жабрев, А.Л. Козлов, А.Э. Конторович и др.).

Для развития процессов газообразования, как и жидких углеводородов, наряду с литофациальными условиями большая роль принадлежит также палеотектоническому фактору.

Как показывает сравнительный анализ размещения зон газонакопления рассматриваемой группы, концентрация наибольших запасов газа в регионально газоносных комплексах при прочих равных условиях приурочена к таким территориям, которые в течение каждого рассматриваемого отрезка времени геологической истории испытывали устойчивое прогибание со значительной амплитудой.

При этом, как было показано ранее автором, наблюдается теснейшая зависимость объемов запасов углеводородов в пределах каждой нефте-

газоносной впадины, с одной стороны, от размеров ее площади, а с другой — от мощности каждого регионально нефтегазоносного комплекса, развитого в пределах этой палеовпадины.

Все сказанное выше свидетельствует о том, что для целей прогнозирования нефтегазоносности недр недостаточно нефтегеологического районирования с выделением впадин в с о в р е м е н н о м структурном плане. Сравнительный анализ условий формирования гигантских и мегатигантских местоскоплений углеводородов подтверждает высказанное автором в ранее опубликованных работах заключение о том, что в формировании и размещении зон нефтегазонакопления, в том числе гигантских и мегатигантских, решающая роль принадлежит п а л е о т е к т о н и к е каждого исследуемого отрезка времени геологической истории.

ФАКТОРЫ, КОНТРОЛИРУЮЩИЕ СОХРАННОСТЬ ГИГАНТСКИХ ЗОН ГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Сравнительный анализ геологического строения и геологической истории районов расположения крупнейших и гигантских скоплений газа показывает, что сохранность их после формирования обуславливается следующими факторами:

1) наличием над продуктивными газоносными отложениями практически газонепроницаемых толщ — покрывок, имеющих региональное распространение;

2) определенной направленностью и режимом палеотектонических движений в последующие после образования скоплений газа отрезки геологического времени;

3) соответствующими палеогидрогеологическими условиями исследуемой территории как в период накопления газоматеринских отложений, так и в последующие этапы развития геологической ее истории.

Установлено, что наличием п о к р ы ш е к, т.е. практически газонепроницаемых толщ, условиями их распространения в разрезе и пространстве, литологическим и минералогическим составом, структурно-текстурными особенностями, мощностью и глубиной залегания предопределяются формирование в разрезе газоносных этажей и продуктивность регионально газоносных комплексов в отдельных частях исследуемой территории, а также сохранность сформировавшихся в них зон газонакопления.

Сформировавшиеся скопления газа, как и нефти, в определенных п а л е о т е к т о н и ч е с к и х условиях подвергаются разрушению или же перераспределяются в разрезе и в пространстве. Разрушение скоплений углеводородов, в том числе гигантских, особенно интенсивно происходит в фазы развития восходящих форм вертикально-колебательных движений, которые местами сопровождаются развитием дизъюнктивных нарушений, вызывающих обычно активную внерезервуарную фильтрацию углеводородов по системе вновь образованных трещин или же в связи с раскрытием ранее существовавших нарушений.

При восходящих движениях нефтегазоносные комплексы могут попасть в зону активного водообмена, в которой интенсивно происходят

процессы окисления углеводородов, бактериальные процессы и в конечном итоге разрушение залежей. При дальнейшем развитии восходящих движений залежи нефти и газа могут быть разрушены в результате прямого действия эрозии.

Для сохранности скоплений углеводородов наиболее благоприятно преимущественное развитие устойчивого погружения территории, которое сопровождается накоплением мощных толщ осадочных образований, в том числе коллекторов и покрышек, и благоприятными гидрогеологическими и геохимическими условиями.

Сохранность скоплений газа (как и нефти), в том числе гигантских зон газонакопления, от процессов разрушения в значительной степени зависит также от палеогидрогеологических и палеогидродинамических условий их существования с начала формирования в течение всех последующих этапов геологической истории рассматриваемой территории. Скопления углеводородов находятся в постоянном контакте с пластовыми водами и в фазы развития восходящих движений, попадая в зону активного водообмена, подвергаются разрушительному воздействию со стороны этих вод. При достаточно интенсивном движении пластовых вод газовые залежи могут полностью разрушаться за счет постепенного поглощения (растворения) газа все новыми поступающими порциями воды и уноса его в растворенном состоянии из залежи.

Для сохранности скоплений углеводородов наиболее благоприятно существование в районе их нахождения относительно застойного гидрогеологического режима, при котором отсутствует водообмен в продуктивном пласте. В инфильтрационные этапы палеогидрогеологической истории, наступающие в фазы развития движений воздымания, развивается инфильтрационный водообмен и в связи с этим происходит разрушение или перераспределение ранее сформировавшихся скоплений нефти и газа.

Следует отметить, что при прогнозировании перспектив нефтегазонасыщенности недр, и в том числе при оценке прогнозных ресурсов как жидких, так и газообразных углеводородов, к сожалению, нередко еще не уделяется должного внимания выяснению условий их сохранности.

ГЛУБИННАЯ И ПРОСТРАНСТВЕННАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПРЕИМУЩЕСТВЕННО ГАЗО- ИЛИ НЕФТЕСКОПЛЕНИЙ

При прогнозировании перспектив нефте- и газонасыщенности отдельных крупных регионов и выбора наиболее оптимальных вариантов цели и направлений поисков нефтегазонасыщенных и преимущественно газонасыщенных территорий необходимо учитывать распространенную в некоторых геологических провинциях зональность в размещении скоплений углеводородов в различном фазовом состоянии. Указанная зональность может быть глубинной, геоструктурной и литолого-стратиграфической.

Глубинная зональность. По мнению некоторых исследователей, до интервалов глубин 1000—1500 м в литосфере происходит образование угле-

водородов главным образом в газовой фазе; образование же жидких углеводородов, т.е. нефти, начинается только при погружении нефтегазоматеринских толщ на глубины более 1,5 км, а по Н.Б. Вассоевичу, чаще всего даже более 2–2,5 км, достигая максимума на глубинах 3–5 км (так называемая "главная фаза нефтеобразования"). Глубже эта зона нефтеобразования вновь переходит в зону преимущественно газовую (метановую).

Некоторые исследователи, придавая приведенным выше величинам интервалов глубин возможного развития "главной фазы нефтеобразования" всеобщее значение, при прогнозировании нефтегазоносности слабоизученных территорий пытаются "теоретически" обосновать бесперспективность для поисков значительных ресурсов нефти отложений, залегающих гипсометрически выше 1,5 км, и возможность обнаружения в указанных отложениях в основном только скоплений газа, приуроченных к верхней зоне газообразования.

Учитывая большое не только научное, но и практическое значение этого вопроса для разработки теоретических основ прогнозирования и выбора вариантов целенаправленных поисков и разведки зон нефти и газонакопления, необходимо особо рассмотреть этот вопрос.

Выделение так называемой главной фазы нефтеобразования с ограничением ее интервалами глубин более 1,5 км (по Н.Б. Вассоевичу, более 2–2,5 км) не отвечает действительности, т.е. данным, характеризующим фактически размещение выявленных запасов нефти и газа по интервалам глубин, а также геологические условия распространения регионально нефтегазоносных комплексов во всех нефтегазоносных провинциях континентов Земли.

В нижеследующей таблице приводятся данные размещения начальных извлекаемых запасов нефти и газа гигантских и сверхгигантских местоскоплений по интервалам глубин залегания основных продуктивных горизонтов.

Как видно из приведенных в таблице данных, около 85% запасов нефти и 84% запасов газа гигантских и сверхгигантских зон нефте- и газонакопления, составляющих свыше 70% выявленных на всех континентах Земли запасов углеводородов, приурочены к интервалам глубин от 1000 до 3000 м, в том числе около 52% запасов нефти приурочены к интервалам глубин от 1000 до 2000 м.

В монографии Н.Т. Линдтропа и соавторов приведены данные по распределению выявленных запасов нефти и газа по средним и крупным местоскоплениям зарубежных стран, содержащим около 85% суммарных запасов углеводородов по этим странам в целом. Согласно этим данным, из выявленных запасов нефти и газа указанных групп местоскоплений к глубине до 1200 м приурочены 24,7% запасов нефти и 25,8% запасов газа; к интервалу от 1200 до 3000 м — 69,7% запасов нефти и 62,2% запасов газа; к глубинам свыше 3000 м — около 6% запасов нефти и 12% запасов газа.

Следует, однако, заметить, что сравнительно незначительная доля выявленных запасов нефти и газа глубже 3000 м объясняется сравнительно весьма слабой разведанностью глубокозалегающих комплексов отложе-

Интервалы глубин, м	% от общих запасов		Интервалы глубин, м	% от общих запасов	
	Нефть	Газ		Нефть	Газ
До 500	0,4	—	2000–3000	34	30
500–1000	6	5,6	3000–4000	7	10
1000–2000	52	54	> 4000	0,6	0,4

ний. Имеются все основания предполагать, что по мере увеличения бурения глубоких скважин значительные ресурсы нефти, особенно газа, будут выявлены и в отложениях, залегающих глубже 4 км.

Как установлено обширной мировой и в том числе отечественной практикой поисково-разведочных работ на нефть и газ, в разрезе осадочных образований каждой нефтегазоносной провинции содержится не столько о самостоятельных литолого-стратиграфических комплексов, характеризующихся региональной нефтегазоносностью в пределах обширнейших территорий. Это свидетельствует о том, что нефтегазообразование и нефтегазонакопление в ходе геологической истории литосферы происходило неоднократно, имея региональный и периодичный характер, при теснейшей связи с цикличностью процесса осадкообразования. Естественно возникает вопрос: если при наличии соответствующих палеотектонических, палеогеографических и литофацильных условий в пределах каждой нефтегазоносной провинции региональное нефтегазообразование возникало и развивалось неоднократно, то в таком случае сколько же главных фаз нефтеобразования должно выделяться в каждой из этих провинций и каковы критерии их поисков?

Далее, нельзя также согласиться с попыткой привязать "главную фазу нефтеобразования" к глубинам более 1,5 км, а по Н.Б. Вассоевичу, даже часто до 2–2,5 км, придавая указанным интервалам глубин всеобщее значение. Как показывает сравнительное рассмотрение палеогеологических условий распространения регионально нефтегазоносных комплексов в различных нефтегазоносных провинциях нашей планеты, интервалы глубин активизации и развития процессов образования углеводородов и распространения их в жидком и газообразном фазовом состоянии в различных геологических условиях неодинаковы.

Глубины погружения, при которых начинается активизация нефтегазообразования из захороняемого в осадке органического вещества и эмиграция рассеянных углеводородов из нефтегазопроизводящих отложений в коллекторы, зависят от природы исходного органического вещества, литологического состава вмещающих отложений, величины палеогеотермического градиента в пределах рассматриваемой территории и продолжительности геологического времени воздействия определенных температур и давления на вмещающие исходное органическое вещество отложения.

Наряду с указанными факторами глубины активации процессов нефтегазообразования в литосфере в значительной степени зависят также от нап-

равленности и режима региональных тектонических движений в течение времени накопления рассматриваемого литолого-стратиграфического подразделения и в последующие периоды геологической истории.

При прочих равных условиях величины температуры, а следовательно, и глубины, при которых может начаться нефтегазообразование из захороняемого в осадке органического вещества, в складчатых и платформенных областях будут неодинаковы. В геосинклинальных областях в фазы активизации складкообразовательных движений динамометаморфизм может существенно влиять на процессы превращения органического вещества в направлении нефтегазообразования, что соответственно скажется и на параметрах термодинамических условий нефтегазообразования, а следовательно, и на глубинах его активизации.

На платформенных территориях величины температуры, а следовательно, и глубины нефтегазообразования в различных стратиграфических подразделениях, при прочих равных условиях, могут колебаться в широких пределах в зависимости от режима колебательных движений в течение каждого рассматриваемого отрезка геологического времени. В областях, испытывавших во время накопления органического вещества и в последующие периоды устойчивое и сравнительно быстрое (в геологическом понимании этого слова) прогибание, и в областях, характеризующихся после накопления потенциально нефтегазоматеринских отложений относительно медленным прогибанием на фоне неоднократного чередования нисходящих и восходящих движений, величины температуры, а следовательно, и глубины, при которых начнется нефте- или газообразование для одних и тех же стратиграфических комплексов, будут неодинаковы.

В свете приведенных выше данных думается, что попытка обосновать наличие так называемой главной фазы нефте- и газообразования с ограничением ее интервалами глубин более 1500—2000 м не отвечает наблюдаемой на всех континентах Земли геологической действительности, т.е. фактическим условиям распределения выявленных запасов нефти и газа по интервалам глубин и распространения регионально нефтегазоносных комплексов в пределах многих нефтегазоносных провинций.

Наконец, нельзя не коснуться и самого термина "главная фаза нефтеобразования" в предложенном авторами его толковании. Слово *фаза* (от греческого слова *phasis* — проявление) в геологической науке обычно употребляется для обозначения определенного отрезка геологического времени (периода, этапа и т.д.), к которому приурочено развитие какого-либо естественноисторического геологического процесса.

Так, например, в геологии широко применяются термины "фаза складчатости", "фаза магматической деятельности", "фаза оледенения", "фаза оруденения или рудообразования", "фаза климатическая" и другие, которыми обозначаются определенные отрезки в р е м е н и наиболее активного развития каждого из указанных геологических процессов, но отнюдь не интервала г л у б и н, как это предполагается авторами термина "главная фаза нефтеобразования".

Геоструктурная зональность. В некоторых нефтегазоносных провинциях имеет место геоструктурная зональность в размещении скоплений нефти и газа, которая выражается в том, что зоны преимущественно неф-

те- или газонакопления бывают приурочены к определенным частям крупных геоструктурных элементов платформенных, переходных и складчатых территорий. Так, в пределах ряда предгорных впадин зоны преимущественно нефтенакпления тяготеют к внутренним пригеосинклинальным, а зоны преимущественно газонакопления — к внешним платформенным их бортам. Сказанное наблюдается, например в СССР — в Предкарпатской и Предкавказской предгорных впадинах, в США — в Предапалачской и Предарканзасской предгорных впадинах.

На платформенных территориях геоструктурная зональность размещения зон нефте- и газонакопления наблюдается в пределах некоторых сводовых поднятий и сопряженных с ними внутривпадинных впадин, например, в США — в пределах сводовых поднятий Цинциннати и Амарильо, в СССР — в Северном Предкавказье (Ставропольский свод). К приподнятым частям названных сводовых поднятий тяготеют зоны преимущественно газонакопления, а к более погруженным их частям или к бортам прилегающих к ним впадин — соответственно зоны нефтенакпления.

Такая геоструктурная зональность в пространственном размещении зон преимущественно нефте- или газонакопления имеет место и в ряде других нефтегазоносных провинций СССР и зарубежных стран.

В некоторых нефтегазоносных областях в пределах отдельных валоподобных поднятий и антиклинорий также наблюдается зональное размещение местоскоплений нефти и газа.

Литолого-стратиграфическая зональность. Литолого-стратиграфическая зональность в распределении скоплений преимущественно нефти или газа хорошо прослеживается в пределах обширнейших территорий Туранской и Западно-Сибирской плит эпипалеозойских платформ. В пределах Туранской плиты, например, основная доля выявленных ресурсов газа сосредоточена в отложениях мелового возраста, а нефти — в отложениях юрской системы. В пределах Западно-Сибирской плиты абсолютно преобладающая часть выявленных ресурсов нефти заключена в отложениях нижнего мела, а газа — в верхнемеловых отложениях.

В некоторых нефтегазоносных провинциях отдельные литолого-стратиграфические комплексы характеризуются преимущественно газоносностью. Ярким примером таких литолого-стратиграфических комплексов в Западной Европе могут служить песчаные отложения формации ротлигенд нижнепермского возраста, регионально газоносные в пределах обширных территорий Нидерландской, Западно-Германской и Восточно-Германской впадин и южной синеклизы акватории Северного моря.

В указанной нефтегазоносной провинции Западной Европы, в вышележащих отложениях мезозойской группы (юра, мел), во многих районах обнаружены скопления нефти. Таким образом, здесь имеет место ясно выраженная стратиграфическая зональность в распространении нефти и газа, выражающаяся в том, что в верхней части разреза, а именно в цехштейне верхней перми, в меловых и юрских отложениях, распространены преимущественно скопления нефти, а в нижней, в отложениях нижней перми, главным образом скопления газа.

Примерами литолого-стратиграфических комплексов, характеризующихся преимущественно региональной газоносностью, в Западной Евро-

пе могут служить также отложения угленосной свиты верхнего карбона в Южно-Шотландской впадине Англии, неогена (паннон — турон) в Трансильванской впадине Румынии, плиоцена и плейстоцена в Паданской впадине Италии и т.д. Резюмируя все сказанное выше, можно сформулировать следующие выводы:

1. В некоторых нефтегазонасыщенных провинциях нашей планеты существует зональность в размещении скоплений преимущественно нефти и преимущественно газа. Она может быть глубокой, геоструктурной и литолого-стратиграфической.

2. Зональность в размещении скоплений углеводородов в различном фазовом состоянии обуславливается совокупностью геологических, геохимических и термодинамических факторов, основными из которых являются:

а) состав исходного нефтегазоматеринского органического вещества сапропелевого, гумусового или же смешанного гумусово-сапропелевого типа;

б) палеогеографические, палеогеохимические условия накопления и захоронения исходного органического вещества в осадке;

в) характер и степень (стадия) метаморфизма исходного нефтегазоматеринского органического вещества;

г) геологическая продолжительность нахождения нефти и газа после их образования в определенных термодинамических условиях;

д) термодинамические условия пребывания исходного органического вещества во вмещающих отложениях;

е) состав и строение вмещающих углеводороды отложений;

ж) палеотектонические условия бассейна седиментации, т.е. направленность и режим тектонических движений в течение рассматриваемого отрезка времени геологической истории исследуемого бассейна седиментации;

з) условия, способствующие или препятствующие вертикальной миграции жидких и газообразных углеводородов, в том числе наличие и особенности распространения над нефтегазопроизводящим комплексом отложений покровов, т.е. практически газонефтепроницаемых толщ пород.

В зависимости от того или иного сочетания перечисленных выше геологических, геохимических и геофизических факторов абсолютные величины глубины нахождения углеводородов в том или ином фазовом состоянии в разрезе осадочных образований платформенных и складчатых территорий могут колебаться в широких пределах. Поэтому при прогнозировании перспектив обнаружения зон скопления преимущественно нефти или преимущественно газа в разрезе литосферы необходимо учитывать всю совокупность перечисленных выше факторов в их взаимосвязи.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Ресурсы газа в недрах размещены на всех континентах неравномерно. Абсолютно преобладающая их часть сосредоточена в пределах крупнейших, гигантских и сверхгигантских зон газонакопления.

2. Указанные зоны газонакопления в современном региональном геоструктурном плане приурочены: а) на платформенных территориях — к сводовым поднятиям, мегавалам и внутриплат-

форменным впадинам; б) на складчатых территориях — к предгорным и межгорным впадинам.

В палеотектоническом плане эти зоны приурочены к палеовпадинам, характеризующимся следующими особенностями:

а) значительными размерами и устойчивым прогибанием со значительной амплитудой в течение каждого рассматриваемого отрезка геологического времени;

б) распространением нормальных осадочных образований достаточно большой мощности (не менее 1 км), в разрезе которых имеются потенциально газоматеринские отложения.

3. Газоматеринские отложения могут быть представлены как терригенными, так и карбонатными отложениями морского и прибрежного происхождения, а также угленосными формациями континентального происхождения, накопление которых происходило в бассейнах седиментации, характеризовавшихся в соответствующие отрезки геологического времени достаточно обильным накоплением исходного сапропелевого или гумусового органического вещества на фоне устойчивого их погружения.

4. Крупнейшие, гигантские и сверхгигантские зоны газонакопления приурочены к таким частям палеовпадин, которые характеризуются наличием в разрезе каждого рассматриваемого регионально нефтегазозноносного этажа;

а) толщи песчаных или карбонатных коллекторов с хорошими емкостными и фильтрационными свойствами;

б) толщи практически газонепроницаемых пород — покрышки над каждым регионально газоносным комплексом, обеспечивающей сохранность сформировавшихся скоплений газа от процессов разрушения;

в) крупных по размерам региональных ловушек структурного, литологического и литолого-стратиграфического типа со значительной амплитудой поднятия по отношению к прилегающим к ним впадинам и прогибам, формирование и развитие которых происходило в благоприятных для аккумуляции значительных ресурсов газа палеотектонических условиях;

г) гидрогеологической закрытости в течение всех последующих после образования скоплений газа отрезков времени геологической истории.

5. В разрезе осадочных образований каждой нефтегазозноносной провинции может содержаться несколько регионально газоносных комплексов, приуроченных к самостоятельным структурным этажам, разделенным толщей практически газонепроницаемых пород-покрышек регионального распространения. Это свидетельствует о том, что образование углеводородов, и в том числе в газовой фазе, в ходе геологической истории литосферы имело региональный и периодичный характер в теснейшей связи с цикличностью процессов осадкообразования.

Количество циклов (эпох) регионального развития процессов образования углеводородов, в том числе газообразования в пределах крупных геоструктурных элементов одной и той же геологической провинции, неодинаково и тесно связано с режимом и направленностью колебательных движений соответствующих геоструктурных элементов в каждый рассматриваемый отрезок времени их геологического развития.

6. Ареалы региональной газоносности в отложениях различных стратиграфических подразделений в одних случаях совпадают, а в других — территориально смещены. Пространственные соотношения ареалов региональной газоносности отдельных стратиграфических подразделений осадочных образований в пределах одной и той же нефтегазоносной провинции, при прочих равных условиях, зависят от:

а) режима и направленности колебательных движений крупных геотектонических элементов в пределах исследуемых бассейнов седиментации в течение рассматриваемого и последующих за ним отрезков геологического времени;

б) физических свойств и мощности коллекторов, принимающих участие в строении отложений исследуемых нефтегазоносных этажей;

в) наличия, строения и мощности практически газонефтепроницаемых толщ-покрышек, перекрывающих каждый из регионально нефтегазоносных комплексов.

Таковы главнейшие геологические факторы, контролирующие формирование и размещение гигантских местоскоплений углеводородов, которые могут рассматриваться как геологические критерии их прогнозирования. Необходимо, однако, подчеркнуть, что все эти факторы являются контролирующими в совокупности. Поэтому при прогнозировании возможностей обнаружения крупных, гигантских и мегагигантских местоскоплений углеводородов все они должны изучаться и оцениваться строго в комплексе и в тесной взаимосвязи.

* * *

Исходя из перечисленных выше общих генетических геологических связей формирования и размещения крупных, гигантских и сверхгигантских зон газонакопления, которые прослеживаются на всех континентах Земли и, следовательно, имеют глобальное значение, можно с полной уверенностью утверждать, что в пределах нашей страны имеются еще большие перспективы для открытия новых, в том числе крупнейших и гигантских зон газонакопления. В связи с этим необходимо расширить разведку в следующих регионах:

1. В Западной Сибири — меловых и юрских отложений в северных и центральных областях, а также доюрских отложений в центральных и южных областях низменности.

2. В Восточной Сибири — раннепалеозойских отложений в районах Иркутского амфитеатра, мезозойских и палеозойских отложений — в районах Лено-Вилуйской и Хатангской впадин.

3. В Туркменской и Узбекской ССР — юрских (в том числе нижне-среднеюрских), меловых отложений, а также отложений доюрского промежуточного комплекса в пределах Туранской плиты и прилегающих районах Предкопетдагской впадины, мезозойских отложений в межгорных впадинах (Сурхан-Дарьинской, Таджикской и Ферганской); красноцветной толщи и подстилающих их отложений в южных районах Западно-Туркменской впадины и прилегающей акватории Каспия.

4. В Казахской ССР — мезозойских и верхнепалеозойских отложений на территориях южного и юго-восточного бортов Прикаспийской мегасинеклизы, Устюрта и Мангышлака.

5. В Тимано-Печорской провинции (Коми АССР) — пермских, каменноугольных и девонских отложений в первую очередь в пределах Колвинского, Печоро-Кожвинского мегавалов, Денисовской, Хорейверской, Верхне-Печорской и Ижма-Печорской впадин, а также в прилегающих районах Предуральяского прогиба.

6. В Урало-Волжской провинции — карбонатных отложений девона и карбона, которые, несомненно, содержат колоссальные ресурсы углеводородов, но изучены еще слабо; терригенных отложений девона в еще недостаточно изученных районах впадин (в том числе Камско-Кинельской, Бузулукской, Предуральской и др.); палеозойских отложений районов сочленения юго-восточных областей Урало-Волжской провинции с северным бортом Прикаспийской впадины (районы, прилегающие к Оренбургскому местоскоплению).

7. В Прикаспийской провинции — подсолевых палеозойских отложений на северном и западном бортах Прикаспийской мегасинеклизы.

8. В Днепровско-Донецкой и Припятской впадинах Украинской ССР и Белорусской ССР — межсолевых и подсолевых отложений девона Припятской впадины и пермских, каменноугольных и девонских отложений Днепровско-Донецкой впадины.

9. На Северном Кавказе — меловых и юрских, а также пермотриасовых отложений Восточно-Кубанской, Западно-Кубанской и Чернолесской впадины и области передовых хребтов.

10. В Закавказской провинции Азербайджанской ССР — отложений продуктивной толщи и мезозоя Прикуринской впадины и прилегающей акватории Каспия.

Наряду с расширением поисково-разведочных работ во всех перечисленных нефтегазоносных провинциях необходимо ускорить региональные геолого-геофизические исследования с целью оценки перспектив нефтегазоносности еще слабоизученных территорий центральных и северо-восточных областей Европейской части СССР, Казахской ССР, Прибалтийских республик и Дальнего Востока.

ОБЩИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ГАЗООБРАЗНЫХ И ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ В СТРАТИСФЕРЕ

За 100 с лишним лет в мире открыто около 29 тысяч нефтяных месторождений и лишь 6 тысяч газовых, т.е. соотношение количества нефтяных и газовых месторождений составляет 5 : 1. Если учесть количество залежей, то это отношение еще увеличится в пользу нефти. При сравнении начальных разведанных геологических запасов нефти и газа (включая попутный газ) это соотношение уменьшится до 4 : 1, а соответствующее соотношение мировых потенциальных ресурсов — до 1,5–2 : 1. Вместе с тем масштабы газообразования в целом, вероятно, несопоставимы с масштабами нефтеобразования, так как для газа характерна непрерывность его образования в процессе превращения органического вещества (ОВ) от стадии диагенеза до начальной стадии метagenеза включительно. При этом состав исходного ОВ существенной роли не играет: газ образуется из ОВ как континентального, так и морского происхождения и по существу из всех известных форм его существования в земной коре (из рассеянного, концентрированного в породах и растворенного в воде).

Образование газа из ОВ происходит в результате биохимических, термokatалитических и пирогидрогенизационных процессов, каждый из которых действует на различных уровнях в пределах всей осадочной оболочки земной коры.

Выделение газа в свободную фазу из водного раствора происходит практически непрерывно как при поднятиях участков земной коры (в результате снижения пластового давления), так и при погружении этих участков (за счет уменьшения растворимости газа с увеличением минерализации вод), т.е. сопровождается разнонаправленными движениями осадочной оболочки земной коры.

Казалось бы, все это должно обусловить весьма высокую газонасыщенность осадочных пород и значительное превышение запасов газа (в весовых единицах) над нефтяными, ибо нефть является по существу лишь сопутствующим продуктом газообразования, более строго ограниченным в своем образовании пространственно и физико-химически и требующим специальных условий в отношении первичной и вторичной миграции. Однако фактически, как говорилось ранее, весовые количества нефти в скоплениях преобладают над газовыми. Это может объясняться специфическими условиями накопления газа и ограниченными возможностями длительного сохранения газовых скоплений. Можно говорить о нескольких группах факторов.

1. Возможность накопления и сохранения свободного газа ограничивается высокой скоростью его образования и миграции, нередко значительно опережающей скорость формирования герметичных покрышек и ловушек. В результате значительные массы биохимического и раннетермокatalитического газа, т.е. верхних газогенных зон, рассеиваются еще до появ-

ления ловушек. В большей степени это имеет место в эпигеосинклинальных областях с постседиментационным образованием дислокаций, в меньшей — в платформенных областях с ранним конседиментационным процессом формирования ловушек.

2. Способность газа за счет архимедовых сил создавать высокие избыточные пластовые давления, увеличивающиеся с ростом высоты залежи, что ограничивает возможность скопления газа в ловушках под маломощными покрывками, а также у разного рода латеральных экранов. Как известно, наиболее крупные индивидуальные скопления газа связаны с соленосными покрывками, наименьшие — с карбонатными; максимальное количество залежей газа приурочено к пластовым сводовым ловушкам, минимальное — к тектонически экранированным ловушкам.

3. Высокая способность газа растворяться в нефти, что ограничивает образование свободных скоплений газа в нефтегазовой зоне.

4. Увеличивающаяся с повышением температуры растворимость газа в воде, что ограничивает возможность выделения его в свободную фазу на больших глубинах без значительного увеличения минерализации воды или насыщения ее неуглеводородными газами.

5. Высокая диффузионная способность газа, ограничивающая возможность длительного сохранения его залежей, в особенности скоплений, образовавшихся в древних отложениях.

Выявленные к настоящему времени запасы газа сконцентрированы в основном в мезозойских отложениях, прежде всего в меловых (большая роль в этом распределении принадлежит Западно-Сибирскому и Каракумскому нефтегазовым бассейнам). Максимальное количество нефти сконцентрировано также в мезозойских отложениях.

Основные запасы газа, так же как и нефти, приурочены к глубинам от 1000 до 3000 м. И, наконец, на каждое одно крупнейшее месторождение нефти (с запасами более 100 млн. т) приходится 100 месторождений с меньшими запасами нефти. Точно такое же соотношение имеет место и для газа. Все это указывает на то, что максимальные количества газа образуются одновременно с нефтью в термokatалитической зоне. Можно сказать, что жидкие углеводороды появляются из ОВ в массовых количествах только при достижении максимума газообразования, что необходимо и для их миграции из материнских отложений. Следует учесть, что наблюдаемое с глубиной увеличение газоносности недр отражает не абсолютное увеличение, а относительное уменьшение доли нефти и увеличение доли газа. Это особенно наглядно видно, если учесть запасы растворенного в нефти попутного газа. Все высказанные положения основываются на статистических данных. Изучение конкретных объектов и, прежде всего, особенностей распределения газовых и нефтяных залежей в разнотипных нефтегазовых бассейнах (НГБ) позволяет выделить ряд бассейнов, отличающихся по степени газоносности и локализации в них нефтяных и газовых месторождений. Этот ряд включает следующие НГБ (в порядке возрастания степени газоносности):

1. НГБ остаточных синклиналиев (типа Центрально-Карпатского и Калифорнийских), а также незавершенных синклиналиев современной и позднекайнозойской складчатости (типа бассейнов, развитых в Индонезии).

2. НГБ грабенов внутриплатформенных и внутрискладчатых (типа Рейнского, Днепровско-Донецкого или Венского).

3. НГБ эпиплатформенных орогенов (Скалистых гор в США, Средней и Центральной Азии).

4. НГБ пограничные (предгорные) и межскладчатые на срединных массивах.

5. НГБ синеклиз, плит и узловых впадин.

Для НГБ остаточных и незавершенных синклиналиев характерна преимущественная нефтеносность, связанная с хорошо выраженными, сильно-осложненными нарушениями, антиклиналями. Встречаются газонефтяные залежи, нередко с газовыми шапками, образовавшимися за счет выделения газа из нефти при поднятии залежей. Доля свободного газа в крупном нефтеносном бассейне Лос-Анжелес составляет лишь 3% от общей величины геологических запасов углеводородов. Месторождения отличаются многопластовостью (до 40 пластов в Иравадийском синклиналии). В этих бассейнах иногда встречаются конденсатно-газовые залежи, защемленные в сильно пережатых структурах. Высокая проницаемость разреза, интенсивная вертикальная миграция приводят к тому, что в этих бассейнах не наблюдается увеличения газоносности с глубиной.

НГБ внутриплатформенных грабенов и периконтинентальных полуграбенов также характеризуются пониженной газоносностью, развитием лишь небольших скоплений газа, не локализирующихся в ареалы преимущественного газонакопления. Это объясняется высокой проницаемостью отложенного разреза, вызываемой обилием длительно развивающихся конседиментационных разрывов и соответственно преимущественным развитием тектонически экранированных ловушек. Бассейны отличаются большим стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности. Присутствие в разрезе соленосных отложений (Тюрингский, Рейнский, Кванза-Камерунский НГБ) не увеличивает герметичность разреза бассейнов из-за частых разрывов сплошности развития соленосных толщ.

Существенно меняется картина распределения нефтегазоносности для грабенов и полуграбенов, перекрытых синеклизами, т.е. бассейнов типа Днепровско-Донецкого и Внутреннего Восточно-Австралийского, Гипсленда, Сунляо. Перекрытие дизъюнктивной структуры пликативной синеклизой конседиментационного образования сопровождается появлением газовых залежей и латеральной и вертикальной (часто сквозной) локализации их. Газовые залежи появляются при этом, как правило, в кровле пород, слагающих погребенный грабен, или в подошве отложений налегающей синеклизы. Такая картина наблюдается в Днепровско-Донецком НГБ, где пространственная локализация газовых месторождений достаточно хорошо известна. Во Внутреннем Восточно-Австралийском НГБ газовые залежи в пермских отложениях находятся в основании синеклизы (месторождения Гиджелпа, Дарлинг, Мумба, Тирравара на глубинах 2000–3231 м). Газ месторождения Гилмор заключен в нижнедевонских отложениях грабена. В Гипсленде газоносна и нефтеносна кровля пород, слагающих грабен, т.е. эоцен (Барракута, Снаппер, Кингфиш, Халибут). Образование этих залежей произошло после накопления пород олигоцена, так как залежи приурочены к эрозионным выступам. Конденсатно-газовая

залежь обнаружена также в верхнемеловых отложениях (месторождение Марлин). В Сунляо нефтеносна кровля отложений грабена (свита Чэнтоу).

Гетерогенные внутрискладчатые бассейны сочетают по вертикали синклинорий и конседиментационную структуру, образующую грабен. Типичными являются НГБ Венский и Кук-Инлет. В бассейнах этого типа намечается латеральная или вертикальная дифференциация газовых и нефтяных месторождений. Так, в НГБ Кук-Инлет в кенайской свите верхнего этажа газ сосредоточен в верхней части разреза (900–1500 м); ниже, до глубины 4600 м встречены только нефтяные залежи. В Венском НГБ четко выражена латеральная дифференциация. В северо-западной части грабена, осложненной конседиментационными разрывами, развиты только нефтяные месторождения, а на юго-востоке, где имеются конседиментационные пологие поднятия, развиты газовые месторождения (Цверндорф-Высока, Сухоград, Малацки, Лаб). В нефтегазоносных бассейнах Северо-Яванском (Индонезия) и Средне-Магдаленском (Колумбия), которые по своему строению являются переходными к синклинориям, выявлены только залежи нефти.

НГБ эпиплатформенных орогенов характеризуются преимущественной нефтеносностью. Таковыми являются НГБ Скалистых гор (США): в бассейне Биг-Хорн доля свободного газа в разведанных геологических запасах углеводородов достигает 6% вес., в бассейне Уинд-Ривер – 8%, Паудер-Ривер – 6%, Парадокс – 11%. Преимущественно нефтеносны также Ферганский, Афгано-Таджикский бассейны и большая часть НГБ Китая. Слабая газонасыщенность эпиплатформенных бассейнов есть следствие глыбовой, разрывной складчатости, нарушившей герметичность разреза. Однако и здесь имеются исключения. Таковыми являются НГБ Грин-Ривер и Сан-Хуан в Скалистых горах США с долей свободного газа соответственно 43 и 71%, вероятно, унаследовавших первичную доорогенную повышенную газонасыщенность бассейна.

В пограничных бассейнах с эпигеосинклинальным обрамлением наблюдается относительно более высокая степень дифференциации. В этом случае преимущественная нефтеносность характерна для складчатого борта, т.е. синклинория, а газонасыщенность (часто сквозная) – для примыкающей части платформенного борта. Это наблюдается в бассейнах: Предкарпатско-Балканском, Северо-Предкарпатском, Азово-Кубанском, Предаппалачском, Боуэн-Сурацком, Сан-Хоакин, Каракумском, Индском. Газонасыщенность платформенных бортов пограничных НГБ характерна лишь для тех, строение которых не осложнено многочисленными разрывами.

Роль разрывов в газонасыщенности платформенных бортов хорошо видна на примере НГБ: Оринокского, Предальпийского, Предрифского, где платформенные склоны насыщены разрывами и развиты преимущественно тектонически экранированные ловушки. Такие склоны являются областями преимущественного развития нефтяных залежей, хотя часто с газовыми шапками, производными от нефтяных. В Западно-Канадском НГБ преимущественно нефтяные залежи (иногда крупные) сменяются газовыми скоплениями. Однако здесь основной причиной сравнительно малого развития газа является отсутствие структурных условий для его накопления. Как известно, Западно-Канадский бассейн характеризуется рез-

ким преобладанием литологических и стратиграфических ловушек над сводовыми. Следует заметить, что газовые ареалы платформенных бортов всегда прижаты к наиболее прогнутой части НГБ, а выше по восстанию обычно сменяются нефтяными.

Нефтегазоносность НГБ впадин срединных массивов или межскладчатых наиболее близка по распределению нефти и газа к пограничному типу, если тыловые прогибы первых бассейнов являются складчатыми или грабеновыми, т.е. когда бассейны не отделяются от складчатых сооружений разломами.

К нефтегазоносным бассейнам впадин срединных массивов относятся следующие:

1. Паннонский, преимущественно газоносный, нефтеносность которого связана преимущественно с тыловыми грабенами (Преддинарскими) Савы и Дравы.

2. Адриатический НГБ, преимущественно газоносный, в периферийной части которого известны отдельные нефтяные месторождения.

3. Южно-Каспийский НГБ, для которого характерна латеральная и вертикальная дифференциация скоплений нефти и газа с преимущественным развитием двухфазных залежей. В периферийной части бассейна, где простираются тыловые складчатые системы, развиты в верхней части газонефтяные залежи, сменяющиеся на глубине порядка 2–3 км конденсатно-газовыми. В центральной части НГБ (Прикуринская впадина) газовые скопления явно начинают преобладать над нефтяными.

4. В Камчатско-Сахалинском (Охотоморском) НГБ его складчатый тыловой прогиб — Северо-Сахалинский — является преимущественно нефтеносным, но с глубиной появляются конденсатно-газовые скопления, причем со сравнительно небольшой глубины (1600–2000 м).

5. Трансильванский НГБ является только газоносным, так как ограничен лишь разломами и не содержит ловушек по периферии (на западе).

Гуаякильский НГБ — пример срединного массива, сильно рассеченного сквозными разрывами и в связи с этим содержащего только нефтяные месторождения. В этом отношении он сходен с бассейнами грабенов. Следует заметить, что в Адриатическом и Паннонском бассейнах нижние структурные этажи также рассечены сквозными разрывами, но они перекрыты пликтивной структурой типа синеклизы и по этим признакам приближаются к бассейнам типа Днепровско-Донецкого.

Среди бассейнов синеклиз, плит и узловых впадин выделяются группы НГБ: а) автономных синеклиз, б) плит, в) узловых.

К первой группе принадлежат бассейны — Мичиганский, Иллинойский, Виллистонский, Англо-Парижский, Сан-Хосе. Эти бассейны характеризуются относительно небольшой мощностью отложений (до 5 км), незначительными размерами, центриклинальным строением, представляя как бы "стопку тарелок". Все они содержат преимущественно нефть, причем с небольшой плотностью запасов — не более 10 тыс. т/км². Характерно, что в Иллинойском (Восточном Каменноугольном) бассейне угленосность не нашла отражения в степени его газоносности: этот НГБ содержит наимень-

шую долю свободного газа (9% весовых) в общей сумме углеводородов. Хорошо выраженные антиклинальные валы на склонах таких НГБ проявляют себя в виде месторождений газа. Таковы газовые месторождения антиклиналей Ла-Саль в Иллинойсе и Цедар-Крик в Виллистоне.

На примере бассейнов синеклиз видно, что относительно небольшая мощность отложений (до 5 км) и слабая структурная расчлененность бассейна отрицательно влияют на концентрацию скоплений газа. В связи с этим значительно больший интерес в газоносном отношении представляют НГБ плит и узловых впадин. В пределах этих обширных бассейнов наблюдается как вертикальное, так и латеральное обособление газовых скоплений от нефтяных.

НГБ плит отличаются значительным расчленением фундамента, нарушением спокойного залегания пород конседиментационными крупными сводами и впадинами. Такими бассейнами являются древние (палеозойские — Пермский и Западный Внутренний в США), Сахаро-Восточно-Средиземноморский (Сахаро-Ливийский) в Африке. Бассейны Пермский и Западный Внутренний характеризуются преимущественным развитием однофазных залежей — нефтяных до глубины 400—4500 м, ниже которой появляются конденсатно-газовые и чисто газовые залежи, т.е. для этих НГБ характерна схема вертикальной зональности по типу нефть—газ. В латеральном направлении выделяются зоны преимущественного газонакопления, приуроченные к участкам крупного прогибания. Таковы газовые месторождения впадин Делавер и Вал-Верде; нефтяные — поднятий Центрального, Восточного, Северо-Западного Пермского НГБ; газовые месторождения поднятий Центрального Канзаса, Центральной Оклахомы, Немаха и разделяющие плоские впадины (Селайна, Форест-Сити) Западного Внутреннего НГБ.

Огромный Сахаро-Восточно-Средиземноморский НГБ с большим диапазоном нефтегазонасности, наиболее изученный в западной (алжиро-ливийской) части, представляет пример латеральной локализации жидких и газообразных УВ, обусловленной уровнем преобразования ОВ (судя по отражательной способности витринита). Скопления сухого газа локализуются на юго-западе НГБ (области Ахнет), где степень превращения ОВ соответствует поздней стадии катагенеза (Высоцкий, 1973). Несколько восточнее, в протяженной зоне Муйдир северо-западного простирания по существу отсутствуют скопления УВ, так как в этой части бассейна породы продуктивных толщ и ОВ находятся на стадии метагенеза, что подтверждается не только величиной отражательной способности витринита и керогена, но и находками пиррофиллита. Западнее, на территории, известной под названием "Триасовой провинции" и впадины Иллизи (Полиньяк), развиты преимущественно нефтяные месторождения. Эта территория характеризуется распространением пород с ОВ на стадии раннего катагенеза. Можно полагать, что и в Западно-Сибирском НГБ увеличение газонасности в северном направлении объясняется главным образом генетическими условиями, в частности образованием газа в верхней газогенной зоне (биохимическая и термokatалитическая подзоны).

К НГБ узловых впадин относятся Центрально-Европейский, Мексиканского залива и Волго-Уральский. В Центрально-Европейском НГБ регионально газоносными являются пермские подсолевые отложения. Газоносными являются Англо-Голландский, Фрисландский и Нижне-Саксонский прогибы и прилегающее Гронингенское поднятие. В Нижне-Саксонском прогибе известно несколько газовых месторождений с залежами в верхнем карбоне. Газоматеринской толщей всех этих скоплений газа в пермских отложениях является, вероятно, карбон. Это подтверждается также и сравнением изотопного состава газа месторождения Гронинген и угленосных отложений. Характерно, что во Фрисландском прогибе (Северные Нидерланды), где соль представлена лишь "подушками", газоносны также и раннемеловые песчаники, которые в других зонах бассейна только нефтеносны. В разрезе Центрально-Европейского НГБ четко выделяется два этажа — подсолевой газоносный и лишь местами нефтеносный (Англо-Голландский прогиб) и верхний, проницаемый для газа, всюду только нефтеносный. Огромные запасы газа, сконцентрированные в Нидерландах и в британском секторе Северного моря, делают Центрально-Европейский бассейн преимущественно газоносным с весовой долей разведанных геологических запасов свободного газа 61%, подобной доле запасов Адриатического бассейна. Следует учесть, однако, что значительная большая восточная и северо-западная субаквальная части НГБ весьма слабо изучены, а также то, что надсолевой разрез бассейна весь является нефтеносным (на территории ФРГ). Однако будучи пронизан соляными штоками, он содержит в общем небольшие суммарные запасы нефти.

В Волго-Уральском НГБ наиболее изучена его северная часть, сложенная преимущественно палеозойскими отложениями и в общем структурном плане НГБ представляющая подсолевой этаж. На севере этот этаж является преимущественно нефтеносным, но с приближением к Прикаспийской впадине в его разрезе появляются газовые залежи, образующие как бы периферийный шлейф Прикаспийской области прогибания. Можно полагать, по аналогии с Центрально-Европейским НГБ, что и здесь подсолевой этаж будет преимущественно газоносным в позднепалеозойских отложениях.

НГБ Мексиканского залива представляет пример отдельного, но не ярко выраженного, размещения скоплений нефти и газа в надсолевом этаже. В бассейне выделяются две зоны: внешняя, характеризующаяся некоторым преобладанием нефти над свободным газом, и внутренняя — с преобладанием конденсатного газа, при общей весовой доле разведанных геологических запасов свободного газа около 40%. Для этого бассейна весьма характерно развитие двухфазных залежей (конденсатно-газовых с нефтяной оторочкой или нефтяных с конденсатно-газовой шапкой). Эти скопления составляют 50% всех залежей в НГБ и развиты по всему разрезу до глубины 7000 м. Газонефтяные и нефтегазовые залежи развиты преимущественно в интервале глубин 1000—3600 м. Ниже начинают преобладать конденсатно-газовые залежи. Наблюдается сравнительно равномерное распределение по разрезу газовых залежей, указывающее на широкий размах вертикальной миграции. Залежи нефти в большей степени развиты на глубинах 2000—3000 м. Залежи газа связаны с пологими надсолевыми

ми или межкупольными поднятиями, в том числе и с крупными сводами (Монро, Себайн); нефтяные залежи приурочены к разрывным дислокациям соляных куполов и обширных разрывных зон, сопровождающих погружение бортов впадины и ограничивающих систему поднятий Монро — Себайн. В целом в НГБ газоносность отчетливо увеличивается с глубиной. Большое развитие в большинстве нефтегазоносных бассейнов поверхностных нефтегазопроявлений различной формы и интенсивности, связанных с породами различных возрастов, свидетельствует о широко развитых процессах разрушения скоплений углеводородов. Количество газовых углеводородов, выделяющихся из нефтяных, газовых и каменноугольных залежей, по данным В.А. Соколова (1965), составляет в год $10^7 - 10^8$ т, т.е. только за неогеновое время должно было выделиться количество газа, значительно превышающее современные мировые его запасы.

По подсчетам А.Э. Конторовича и Рогозиной Е.А. (1967), за время нахождения юрских и неокомских отложений Западно-Сибирского бассейна в зоне катагенеза (с поздней бурогольной стадии) рассеянное органическое вещество их выделило $8,7 \times 10^5$ м³ углеводородного газа. Современные запасы газа в залежах составляют в этих же отложениях лишь 1% от образовавшегося объема газа.

Таким образом, масштаб рассеяния скоплений газа несопоставим с сохранившимися запасами в залежах, а последние — соответственно с объемом образующихся углеводородных газов в земной коре. По-видимому, следует признать, что современное распределение газовых скоплений в земной коре определилось прежде всего степенью герметичности разреза отложений, слагающих бассейн, и химической стойкостью газа, т.е. геологическими и геохимическими условиями существования газовых скоплений и в меньшей степени условиями образования газа. Эта герметичность разреза НГБ тесно связана с их типами и прежде всего с насыщенностью разрывными нарушениями. Значительная роль при этом принадлежит также большим мощностям отложений, обеспечивающим наибольшую вероятность развития в разрезе герметичных разделов (наряду с увеличением объема генерируемых газов при больших мощностях).

В соответствии с высказанными соображениями наибольший интерес для поисков скоплений газа представляют НГБ платформ и, прежде всего, молодых платформенных склонов пограничных впадин, срединных массивов и внутриплатформенных грабенов, перекрытых осадочными толщами синеклиз. Среди платформенных НГБ наиболее перспективными являются плиты с сильно расчлененным фундаментом и, прежде всего, наличием глубокопрогнутых впадин. Среди таких бассейнов в древних по возрасту отложениях следует ожидать развитие однофазных систем нижней газогенной зоны на глубине порядка 4000 м и преимущественное газонакопление в прогнутых частях бассейна. В молодых НГБ следует ожидать развитие двухфазных систем с появлением нижней газогенной зоны на глубинах более 5000 м.

В пограничных НГБ наибольший интерес представляют обширные платформенные склоны, нарушенные конседиментационными поднятиями с минимальной сетью разрывов. В НГБ срединных массивов максимальную

газоносность следует ожидать в крупных слабо нарушенных локальных поднятиях. Древние отложения требуют для сохранения значительных скоплений газа весьма хорошей герметичности разреза, например регионально развитых эвапоритовых покрышек или подобных им по своим экранирующим свойствам.

ЛИТЕРАТУРА

- Высоцкий В.И.* О методах определения стадий литогенеза в связи с отдельным прогнозированием скоплений нефти и газа. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1973. Экспресс-информация, № 13.
- Конторович А.Э., Рогозина Е.А.* Масштабы образования углеводородных газов в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. — Труды СНИИГГИМС, 1967, вып. 65.
- Соколов В.А.* Процессы образования и миграции нефти и газа. М., "Недра", 1965.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАПАСОВ ГАЗА В РАЗЛИЧНЫХ БАССЕЙНАХ МИРА

На основании анализа большого фактического материала по многим бассейнам мира нами предпринята попытка определить закономерности вертикального и площадного размещения разведанных запасов газа, что должно представить теоретический и практический интерес. В теоретическом плане важно установить наличие или отсутствие связи между главной зоной газообразования и глубинным интервалом концентрации запасов газа, т.е. выявить соотношение между основными зонами генерации и аккумуляции газа. С практических позиций представляет интерес установление закономерностей размещения зон максимального накопления запасов газа по вертикали и по площади в бассейнах разного типа.

Нами произведена группировка бассейнов на основании сходства как в размещении запасов, так и по генетическим типам образования газов. Бассейны с запасами менее 100 млрд. м³, как непредставительные, из анализа исключены. По особенностям глубинного размещения запасов газа и генетической общности выделены три группы бассейнов (исключения будут рассмотрены ниже). В первой группе бассейнов разведанные запасы газа концентрируются на небольших глубинах (до 2 км), во второй — на средних (1–4 км), в третьей — на больших (глубже 3–4 км).

В первой группе бассейнов выделены две подгруппы. В первую подгруппу вошли бассейны, в пределах которых запасы газа концентрируются на глубине до 1 км. Это газ специфических скоплений водорастворенного типа, которые наиболее широко распространены в Японии, встречаются в Италии. Тектонически подобные скопления чаще приурочены к впадинам, наложенным на молодые складчатые зоны (Исикари, Нисибэцу, Конто и др.). Они выполнены верхнеплиоцен-четвертичными отложениями, которые и являются продуктивными. По некоторым оценкам (Е. Хасидзумэ), потенциальные запасы газа залежей такого типа в Японии составляют около 400 млрд. м³. Газ подобных скоплений биохимического происхождения, что определено, в частности, по очень легкому изотопному составу углерода метана δC^{13} от $-6,55$ до $-7,48\%$ (Nakai, 1960; Sugisaki, 1964; Marsden, Kawai, 1965).

Во вторую подгруппу объединены бассейны, в пределах которых запасы газа концентрируются на глубине до 2 км (рис. 1). Тектонически подобные бассейны обычно приурочены к впадинам, как наложенным на альпийскую складчатую зону, так и сформировавшимся в пределах молодых платформ. Продуктивны кайнозойские или верхнемеловые отложения. Во всех бассейнах газ представляет собой продукт начальных стадий катагенеза, чаще преимущественно сапропелевого органического вещества (ОВ) (Средне-Каспийский, Паданский, Паннонский, Трансильванский, внешний Галф-Кост и другие бассейны), редко—гумусового ОВ (Западно-Сибирский).

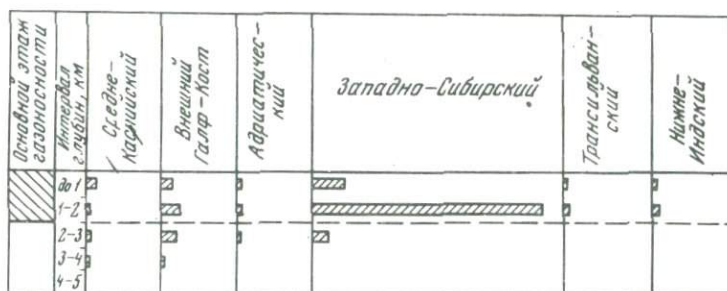


Рис. 1. Размещение разведанных запасов газа по глубине в бассейнах I группы

Следующие материалы подтверждают вывод о том, что газ в указанных бассейнах относится к начальной стадии катагенеза ОВ. Во-первых, газ почти исключительно метанового состава. Во-вторых, он по изотопному составу углерода метана легкий. Ф.А. Алексеев и др. (1972) установили, что на Ставропольском своде изотопный состав углерода метана δC^{13} составляет от -5 до -7% и более. В.Г. Васильев, В.И. Ермаков и др. (1970) для газов в сеноманских отложениях севера Западной Сибири приводят данные: δC^{13} от $-5,8$ до $-6,4\%$, а U. Colombo, F. Gazzarrini et al. (1965) для Паданского бассейна: δC^{13} от $-5,5$ до $-6,5\%$. В-третьих, скопления подобного газа приурочены к породам, характеризующимся начальными стадиями катагенеза (например, на севере Западной Сибири в сеноманском комплексе зафиксирована в основном буроугольная стадия преобразования). В-четвертых, в Паданском, Паннонском бассейнах плиоценовые отложения почти исключительно газоносны, нефтяные залежи появляются в более древних миоценовых породах. А если нефть встречена в плиоценовом комплексе, то она распространена главным образом там, где плиоценовые отложения подстилаются миоценовыми. Эти данные говорят о том, что нефтеобразование в указанных бассейнах происходит в породах не моложе миоценовых. Следовательно, газ в плиоценовом комплексе — донефтяной, т.е. начальных стадий катагенеза (этот вывод не касается других регионов, в частности Южно-Каспийского, где нефть в плиоцене, возможно, сингенетична).

Таким образом, газ, генетически связанный с зоной протокатагенеза, в значительном количестве сохраняется только в молодых отложениях (кайнозойских, меловых) в пределах молодых геотектонических элементов (альпийская складчатая зона, молодые платформы).

В следующей группе бассейнов основная часть запасов газа приурочена к средним глубинам 1–4 км (рис. 2). Продуктивны мезозойские и верхнепалеозойские (редко кайнозойские) отложения в основном в пределах молодых платформ, реже — на древних платформах (Североморско-Германский, Амударьинский, Азово-Кубанский, Восточно-Внутренне-Австралийский, Днепрово-Донецкий, Лено-Виллюйский и другие бассейны). Помимо сходства в интервале концентрации запасов газа указанные бассейны объединяют и некоторые другие факторы. Во-первых, основными

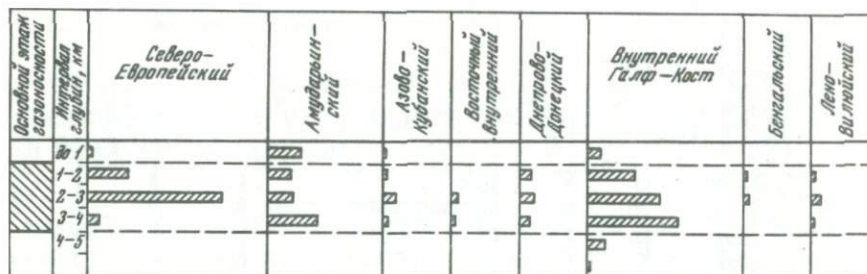


Рис. 2. Размещение разведанных запасов газа по глубине в бассейнах II группы

материнскими отложениями являются угленосно-континентальные, содержащие преимущественно гумусовое ОВ и генерирующие в основном газ. Подобный вывод по отдельным приведенным бассейнам сделан в работах многих исследователей (Stahe, 1968; Boigk, Stahe, 1970; Четверикова и др., 1971; Родионова и др., 1971; Галактионова и др., 1973; Акрамходжаев, 1973; Казаринов и др., 1973, и др.). Во-вторых, для этих бассейнов характерен тяжелый изотопный состав углерода метана, δC^{13} от $-2,3$ до $-3,1\%$ в Североморско-Германском (Boigk, Stahe, 1970), от $-3,0$ до $-4,1\%$ в Амударьинском (Дуброва, Несмелова, 1968), от $-3,7$ до $-4,6\%$ в Азово-Кубанском (Алексеев и др., 1967), от $-3,5$ до $-4,5\%$ в Днепрово-Донецком (Ф.А. Алексеев и др., 1967). Подобный состав присущ газам конечной стадии катагенеза ОВ. Высокая преобразованность газов подтверждается конкретными замерами степени катагенеза продуцирующих толщ. Например, по данным R. Robert (1971), в южной части Северного моря залежи газа в ротлингенде (нижняя пермь) приурочены только к тем участкам, в пределах которых катагенез нижележащих материнских угольных толщ верхнего карбона изменяется от коксовожирной до тощей стадий (коэффициент отражения 1–2%).

Высокие стадии катагенеза ОВ обычно имеют место на больших глубинах (более 3–4 км). Зона концентрации запасов газа в большинстве указанных бассейнов располагается непосредственно выше зоны генерации. Колебания в глубинах сосредоточения основной массы газа предопределяются различным положением регионально распространенных герметичных покровов. В этих бассейнах слабо изучены большие глубины, в пределах которых возможно сосредоточение значительного количества газа.

В третьей группе бассейнов основная часть запасов газа концентрируется на больших глубинах, более 3–4 км (Пермский, Аквитанский) или, согласно имеющимся прогнозным оценкам, должна быть на таких глубинах (Западный Внутренний, Северо-Каспийский и др.) (рис. 3). Подобные бассейны выявлены по большей части на древних платформах, продуктивными являются в основном палеозойские отложения реже — мезозойские. По генезису газ является продуктом конечных стадий катагенеза преимущественно сапропелевого ОВ. Так, по данным R. Robert (1971), в Аквитанском бассейне газовые залежи находятся

в зоне тощей стадии катагенеза ($R_{\text{ср.}}^{\circ}$ 2–2,5%). Высокопреобразованный характер газов подтверждается утяжеленным изотопным составом углерода метана: δC^{13} от $-3,0$ до $-4,5\%$ (Sackett, Menender, 1972). Высокотемпературную природу газов в Пермском бассейне на глубинах более 3,5 км доказывает W. Pusey (1973), отмечая, что газ распространен в зоне, где палеотемпературы были выше 150°C (следует полагать, что дело не только в температуре более 150°C , но и в длительности воздействия ее на УВ и ОВ в палеозойских отложениях в этом бассейне). L. Wilson приводит данные о том, что во впадине Анадарко (Западный Внутренний бассейн) при температуре выше 150°C большая часть спор и пыльца полностью разрушена, что соответствует конечным стадиям апокатагенеза (углеродный коэффициент 70% и более).

При рассмотрении этой группы бассейнов необходимо сделать следующую оговорку. В Западном Внутреннем и Северо-Каспийском бассейнах в настоящее время основная часть запасов газа приурочена к глубинам до 2 км. Однако надо иметь в виду, что большие глубины (глубже 4 км) в этих бассейнах слабо разведаны. По оценкам ряда исследователей, прогнозные запасы газа на этих глубинах больше, чем запасы газа, установленные в интервале до 2 км. На глубинах до 2 км существенного увеличения запасов газа в рассматриваемых бассейнах ожидать не приходится.

Кроме того, необходимо указать на то, что основная масса газа на глубинах до 2 км не сингенетична, а пришла из глубоких впадин. Этот вывод подтверждается тем, что крупные месторождения, обычно сильно влияющие на размещение запасов газа, и прежде всего такие, как Хьюгтон-Панхендл и Оренбургское, расположены в пределах бортовых зон глубоких впадин Анадарко и Прикаспийской. Вдали от этих впадин значительных по запасам газовых месторождений нет. Следует учесть также утяжеленный изотопный состав углерода газа в Оренбургском месторождении: δC^{13} от $-3,32$ до $-4,58\%$ (Гаврилов и др., 1973). Лишь в кунгурских



Рис. 3. Размещение разведанных запасов газа по глубине в бассейнах III группы

отложениях встречаются изолированные скопления газа, имеющие иную характеристику (-5%). Последние считаются сингенетичными, тогда как основная часть газа эпигенетична. Утяжеленный изотопный состав последнего характеризует его высокую превращенность, приход с больших глубин.

Таким образом, сосредоточение крупных запасов газа на небольших глубинах в некоторых бассейнах этой группы обусловлено главным образом подтоком газа из глубоких впадин, а его сохранность — наличием мощных гидрорхимических покрышек.

Анализ всех рассмотренных материалов приводит к выводу о том, что довольно четко обособляются две глубинные зоны концентрации запасов газа: верхняя до 2 км, где газ генетически связан с зоной протокатагенеза, и нижняя — глубже 2 км, где газ относится к конечным стадиям мезокатагенеза и к апокатагенезу. Верхняя газовая зона чаще встречается в случае преимущественно сапропелевого ОВ материнских толщ, реже при гумусовом ОВ. Вероятно, подобная особенность обусловлена тем, что для образования гумусовым ОВ большого количества метанового газа на стадии протокатагенеза требуются особые условия, в частности огромное количество исходного ОВ (что имеет место в Западной Сибири). Ведь известно, что на начальных стадиях катагенеза углей образуется в основном углекислота. По данным U. Colombo et al. (1965), Е.А. Рогозиной, В.Л. Соколова, большое количество метана начинает выделяться при катагенезе углей, когда летучих компонентов становится около 30% (что соответствует жирной стадии).

Нижняя газовая зона широко распространена вне зависимости от типа исходного ОВ. Верхняя газовая зона установлена в молодых кайнозойских и верхнемеловых отложениях в пределах молодых складчатых зон и молодых платформ. Подобная закономерность обусловлена молодостью генерации и аккумуляции газа в указанных отложениях и хорошими экранирующими свойствами глинистых покрышек (даже не обладающих значительной мощностью), ввиду сохранности в них большого количества набухающих минералов. На древних платформах в палеозойских отложениях газ верхней зоны обычно по большей части не сохранился, прежде всего вследствие длительности диффузии газа.

Нижняя газовая зона в разведанном интервале глубин до 6—7 км распространена на древних и молодых платформах в палеозойских и мезозойских отложениях. В кайнозойском комплексе в указанном интервале глубин она встречается редко. Очевидно, она будет широко представлена на еще больших глубинах, что можно объяснить рядом причин.

1. Главная фаза нефтеобразования в кайнозойских отложениях проявляется на больших глубинах, чаще, очевидно, в интервале от 3 до 6—7 км.
2. Кайнозойские породы нефтегазоносны по большей части в молодых складчатых областях, где осадочный чехол сильно нарушен и поэтому значительно дегазирован до больших глубин.
3. Залежи нефти в рассматриваемом комплексе в складчатых областях образовались и оказались погруженными на большие глубины в геологическом аспекте недавно. Вследствие относительной кратковременности существования нефти для массового преобразования жидких УВ в газооб-

разные необходимы, очевидно, очень высокие пластовые температуры, обычно превышающие те, которые отмечаются на разведанных глубинах до 6 км (150–180°С).

Интерес представляет сопоставление запасов газа верхней и нижней газовых зон. Запасы газа верхней зоны в отдельных бассейнах чаще составляют первые сотни миллиардов кубических метров. Гигантские запасы газа в Западной Сибири пока являются исключением. Запасы газа нижней зоны во многих бассейнах превышают 1 трлн. м³. Если суммировать все разведанные запасы газа по глубинам залегания, то они будут преобладать в нижней зоне. Если исключить из рассмотрения (как не совсем понятную аномалию) такой феномен, как Западная Сибирь, то контраст между верхней и нижней зонами будет еще разительнее. А если учесть, что запасы газа верхней зоны, очевидно, по большей части разведаны, а нижней — безусловно нет, то становится вполне очевидным, что основной резко преобладающей по запасам газа является нижняя зона.

Рассмотрим, какие основные причины обусловили подобное распределение запасов газа.

1. Возможно, что масштабы газообразования в протокатагенезе существенно меньше, чем в апокатагенезе.

2. Сохранность газа в верхних горизонтах в большинстве случаев хуже, чем в нижних.

3. Запасы газа в нижней зоне складываются не только в результате газогенерации, но также и вследствие преобразования в газ нефти, попадающей в зону апокатагенеза при погружении пород, что в больших масштабах происходит при сапропелевом ОБ основных материнских толщ. Очевидно, в палеозойских отложениях, при прочих равных условиях, преобразование нефти в газ будет иметь повышенное значение, так как больший объем пород подвергся ГФН (ввиду длительности этого процесса) и оказался в зоне апокатагенеза. Разделить газ, образовавшийся непосредственно из ОБ и из нефти в нижней зоне, пока не представляется возможным, хотя некоторые исследователи намечают такую возможность (Галимов и др., 1973). По их данным, при равных условиях метан, образующийся из нефти в результате ее разложения, должен быть легче (δC^{13} от $-4,5$ до $-5,5$ ‰), чем метан из зрелой стадии превращения ОБ (от $-3,0$ до $-4,0$ ‰).

Существование значительных концентраций газа на средних глубинах в бассейнах, где основным является гумусовое ОБ, и отсутствие подобной зоны при сапропелевом ОБ можно объяснить рядом факторов. Сапропелевое ОБ на стадии нефтеобразования генерирует жидких УВ больше, чем газообразных. Вероятно, газа не хватает для полного насыщения нефтей. Поэтому при подтоке газа из зоны апокатагенеза последний по большей части растворяется в нефти. Гумусовое ОБ на всех стадиях преобразования генерирует преимущественно газ. Поэтому подток газа снизу на средние глубины может привести к его концентрации здесь в благоприятных условиях.

Из указанных закономерностей в размещении запасов газа встречаются исключения. Например, в палеозойских отложениях герцинских передовых прогибов (Вал-Верде, Аркома, Предапалачском, Предуральском)

газ представляет собой продукт конечных преобразований ОВ, так как находится в зоне катагенеза, как правило, от стадии коксовой и выше (Landes, 1967; Калмыков, 1972; Наливкин и др., 1973, и др.). Однако запасы газа сосредоточены в одних прогибах на больших глубинах, в других — на средних, в третьих — на небольших (рис. 4). Подобное размещение запасов газа во многом определяется сильной нарушенностью осадочного чехла, приведшей к различному вертикальному перетоку УВ.

Имеются отдельные бассейны (Сахарский, Западно-Канадский), в пределах которых в палеозойских отложениях (где материнское вещество является преимущественно сапропелевым) основная часть газа концентрируется на средних глубинах (рис. 5). Однако УВ большинства современных залежей молодые — позднемезозойско-кайнозойского периода генерации и аккумуляции, что способствовало их сохранности. Кроме того, сохранность газа, а также интервал концентрации запасов (1–3 км) обусловлены главным образом глубинным положением герметичной галогенной покрывки (Сахарский бассейн).

Рассмотренные территории характеризуются глубинной зональностью размещения интервалов концентрации запасов газа. Кроме того, нами выделена группа бассейнов, в пределах которых установлена стратиграфическая зональность распределения запасов газа. Приведем несколько примеров.

Для межгорных впадин эпиplatformенного орогена Скалистых гор в США (Биг-Хорн, Уинд-Ривер, Грин-Ривер, Уинта, Пайсенс, Сан-Хуан) характерна следующая закономерность: основная часть запасов газа приурочена к стратиграфическому интервалу разреза: верхний мел — кайнозой. Все нижележащие породы мезозоя и палеозоя преимущественно нефтеносны (рис. 6). Подобное распределение УВ обусловлено спецификой геологического развития территории и, в частности, палеогеографическими особенностями осадконакопления. Активизация древней платформы произошла в ларамийскую фазу складчатости (верхний мел — палеоген). В этот период отложились мощные угленосно-континентальные толщи, генерировавшие повышенное количество газа. Это обстоятельство, а также молодость аккумуляции газа (определившая сохранность значительной его части) обусловили концентрацию газа в верхнемеловом — кайнозойском комплексе. Более древние породы являются в основном морскими, сапропелевое ОВ которых генерировало преимущественно нефть.

Для эпиplatformенного орогена Тянь-Шаня (Ферганская, Афгано-Таджикская впадины) характерно сосредоточение газа в мезозойских отложениях, а нефти — в кайнозойских. Первые являются преимущественно угленосно-континентальными, вторые — морскими, что в основном и определило указанное распределение газа и нефти.

Как в бассейнах Скалистых гор, так и Тянь-Шаня стратиграфическая зональность размещения запасов газа и нефти прослеживается до глубин, ниже которых, вследствие высоких стадий катагенеза, тип исходного ОВ уже не играет решающей роли и во всех отложениях будет преобладать газ.

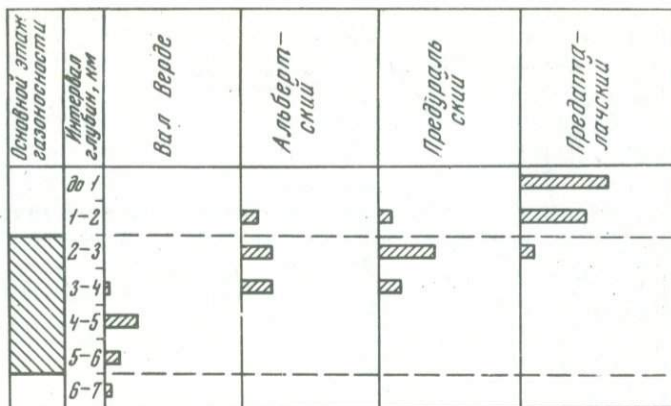


Рис. 4. Размещение разведанных запасов газа по глубине в передовых прогибах (в основном герцинских)

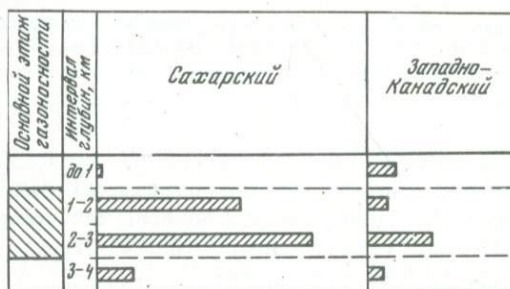


Рис. 5. Размещение разведанных запасов газа по глубине в Сахарском и Западно-Канадском бассейнах

Наиболее отчетливые различия в размещении запасов газа по площади установлены в бассейнах, приуроченных к древним платформам и древним передовым прогибам, с одной стороны, молодым платформам и молодым прогибам, с другой. В пределах первых газ концентрируется в глубоких впадинах (включая и их внешние борта) и в герцинских передовых прогибах. По генезису газ является продуктом конечных стадий катагенеза преимущественно сапропелевого ОВ на платформах, сапропелевого и иногда гумусового ОВ — в прогибах. Во вторых газ сосредоточен и в глубоких впадинах и в наиболее приподнятых участках платформ (на сводах). Соответственно газ — образование конечных и начальных стадий катагенеза сапропелевого и часто гумусового ОВ. Альпийские передовые прогибы (особенно их внутренние борта) являются главным образом нефтеносными до глубин 5–6 км.

Во внутрискладчатых бассейнах преимущественно газоносными являются молодые наложенные впадины (особенно плиоцен-четвертичные), для которых не характерна сильная дислоцированность пород и которые по условиям залегания отложений и типам структур приближаются

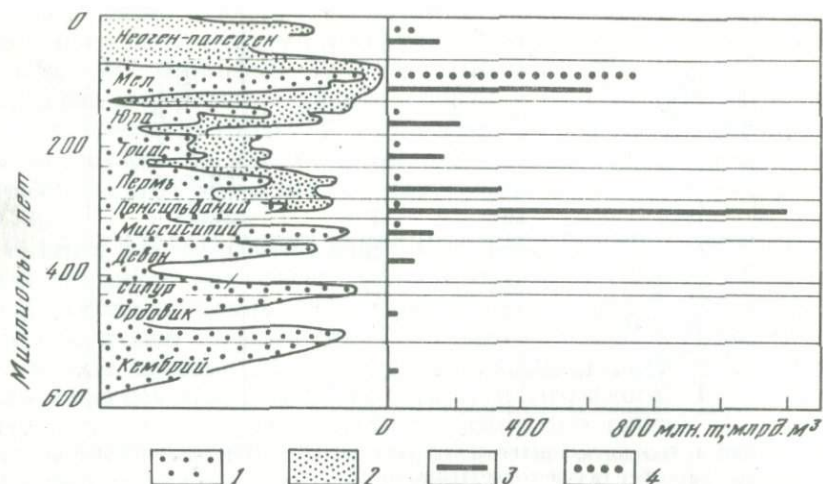


Рис. 6. Размещение разведанных запасов газа и нефти по стратиграфическому разрезу в межгорных впадинах Скалистых гор в США (по I. D. Haun, 1970)

Породы: 1 — морские, 2 — континентальные. Запасы: 3 — нефти, млн. т; 4 — газа, млрд. м³

к платформам. По генезису газ относится к зоне протокатагенеза и диагенеза. В складчатых областях иногда встречаются бассейны, преимущественная газоносность которых обусловлена или чрезвычайно высокой прогремостью недр (Тайвань и др.), или гумусовым ОВ материнских толщ (Бенгальский бассейн и др.).

Анализ материалов по большому количеству бассейнов мира показал, что размещение запасов газа зависит от многих причин, среди которых основными являются тип исходного ОВ, степень его диагенетического и катагенетического преобразования, положение зон максимального газообразования, покрывок и др.

Несмотря на то что анализировались разведанные на данном этапе исследований запасы газа, тем не менее удается наметить ряд закономерностей, имеющих определенное теоретическое и практическое значение.

Выявленные глубинные зоны концентрации запасов газа обусловлены главным образом генетическими факторами. При преимущественно сапропелевом ОВ материнских толщ существуют верхний и нижний максимумы генерации и аккумуляции газа (соответствующие зонам прото- и апокатагенеза). При преобладании гумусового ОВ отчетливо проявляется нижний максимум. Отчетливо выраженный верхний максимум встречается редко, что вызвано, по-видимому, генерацией органикой угольного ряда на стадии протокатагенеза в основном углекислоты.

Стратиграфическая зональность размещения запасов газа также обусловлена прежде всего спецификой генезиса ОВ.

Приведенные материалы показали, что при всей подвижности газа тем не менее он концентрируется по вертикали и площади сравнительно

недалеко от областей и интервалов генерации. Устанавливаются довольно отчетливые связи между главными зонами генерации и аккумуляции газа.

На данном этапе исследований бассейны с преимущественно гумусовой органикой содержат большее количество газа, чем бассейны с сапропелевым ОВ.

С практических позиций наиболее важным выводом является выделение различных групп бассейнов, характеризующихся своими закономерностями концентрации запасов газа по вертикали и по площади, что дает возможность делать научно обоснованный прогноз при планировании геологоразведочных работ.

ЛИТЕРАТУРА

- Акрамходжаев А.М. Органическое вещество – основной источник нефти и газа. Ташкент, "Фан", 1973.
- Алексеев Ф.А., Лебедев В.С., Крылова Т.А. Изотопный состав углерода газообразных углеводородов. – Советская геология, 1972, № 4.
- Алексеев Ф.А., Лебедев В.С., Крылова Т.А., Овсянников В.М., Грачев А.В. Изотопный состав углерода природных углеводородов и некоторые вопросы их генезиса. М., ОНТИ ВНИИЯГГ. Ротапринт, 1967.
- Васильев В.Г., Ермаков В.И., Лебедев В.С., Немченко Н.Н., Ровенская А.С. О происхождении природного газа месторождений севера Западно-Сибирской низменности. – Геология нефти и газа, 1970, № 4.
- Галактионова Н.М., Проскурякова Е.Б. Геохимические особенности органического вещества нижнекаменноугольных отложений юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины. – Геология нефти и газа, 1973, № 11.
- Галимов Э.М., Теплинский Г.И., Табасаранский З.А., Гаврилов Е.Я. Условия формирования газовых залежей в пределах восточной части Туранской плиты по данному изотопного состава углерода газов. – Геохимия, 1973, № 11.
- Дуброва И.В., Несмелова З.Н. Изотопный состав углерода природного метана. – Геохимия, 1968, № 9.
- Казаринов В.В., Конторович Э.А., Трушков П.А. Метаморфизм и микрокомпонентный состав органического вещества верхнепермских и мезозойских отложений Вилкойской синеклизы. – Геология и геофизика, 1973, № 3.
- Калмыков Г.С. Прогноз нефтегазоносности по стадиям преобразования угольного гумусового вещества. В сб. "Научное обоснование направлений и методики поисковых и разведочных работ на нефть и газ в Пермском Прикамье". – Труды ВНИГНИ, Камское отд., 1972, вып. 117.
- Наливкин В.Д., Иванцова В.В., Калмыков Г.С., Лебедев Г.В., Сверчков Г.П. Связь нефтегазоносности со стадиями катагенного преобразования пород (на примере Тимано-Печорской провинции). В сб. "Современные проблемы провизии и геохимии горючих ископаемых". М., "Наука", 1973.
- Родионова К.Ф., Ильинская В.В., Хохлов П.С., Джамалова Х.Ф., Лапчинский Ю.Г. Геохимическая характеристика рассеянного органического вещества нефтегазоматеринских пород палеозойских отложений Днепровско-Донецкой впадины. В сб. "Геолого-геохимическое изучение вопросов нефтегазоносности". – Труды ВНИГНИ, 1971, вып. 98.
- Четверикова О.П., Родионова К.Ф., Викторова Н.С. Рассеянное органическое вещество среднеюрских отложений запада Средней Азии. В сб. "Геолого-геохимическое изучение вопросов нефтегазоносности". – Труды ВНИГНИ, 1971, вып. 98.
- Boigk H., Stahe W. Zum Problem der Entstehung nordwestdeutscher Erdgas Lagerstätten. – Erdöl und Konle, 1970, Bd. 23, N 6.

- Colombo V., Gazzarrini F. et al.* Carbon isotope study on methane from german coal deposits. — *Advances in organic geochemistry. Proc. Third Internat. Congr.*, 1966, v. 32.
- Colombo V., Gazzarrini F. et al.* Carbon isotope composition of individual hydrocarbons from Italian natural gases. — *Nature*, 1965, v. 205, N 4978.
- Haun I.D., Barlow I.A., Hallinger D.E.* Natural gas resources Rocky Mountain region. — *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geologists*, 1970, v. 54, N 9.
- Landes K.K.* Eometamorphism and oil and gas in time and space. — *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geologists*, 1967, v. 51, N 6.
- Marsden S.S., Kawai K.* Suiyoseiten'nengasu, a special type of Japanese natural gas deposit. — *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geologists*, 1965, v. 49, N 3.
- Nakai N.* Carbon isotop fractionation of natural gas in Japan. Nagoya University. — *J. Earth Sci.*, 1960, v. 8, N 2.
- Robert R.* Etude petrographique des matiers organiques insolubles par la mesure de leur pouvoir reflecteur. — *Rev. Inst. franc. petrole*, 1971, v. 26, N 2.
- Pusey W.C.* How to evaluate potential gas and oil source rocks? — *World oil*, 1973, v. 176, N 5.
- Sackett W.M., Menender R.* Carbon isotope study of the hydrocarbons and kerogen in the Aquitaine basin, Southwest France. — *Adv. Org. Geochem.*, 1971, Oxford, 1972.
- Sugisaki R.* Genetic relations of various types of natural gas deposits in Japan. — *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geologists*, 1964, v. 48, N 1.

О СООТНОШЕНИИ МЕЖДУ ГАЗОМ И НЕФТЬЮ В ОСАДОЧНЫХ ТОЛЩАХ ЗЕМНОЙ КОРЫ

В каждой нефтегазоносной области объемы газа и нефти имеют определенную конечную величину, обусловленную количеством и качеством исходного материала, с одной стороны, и термодинамическими условиями, определяющими возможность образования углеводородов – с другой. Распределение объемов углеводородов в залежах, безусловно, зависит от характера разреза осадочных толщ: частые литологические изменения пород по площади и разрезу способствуют рассредоточению газа и нефти в большом числе ловушек, рассеиванию углеводородов помимо них, тем самым создают препятствия для образования гигантских скоплений. Это подтверждается анализом распределения крупных, вернее, наикрупнейших скоплений в зависимости от плотности продуктивных горизонтов в ряде бассейнов: чем больше горизонтов на единицу площади, тем реже встречаются гиганты. Но в общем случае в осадочных породах продуктивных земель число месторождений и залежей в определенной мере связано с объемами первичных углеводородов, что позволяет исследовать соотношение газа и нефти по этим характеристикам нефтегазоносных областей.

Попутный газ нефтяных залежей тесно связан с самой нефтью. Он представляет собой наиболее легкую часть генетически единого комплекса нефтяных углеводородов, связанных между собой определенными соотношениями и находящихся в пласте в однофазовом состоянии. Поэтому для пластовых нефтей устанавливаются довольно строгие зависимости между параметрами нефти, газа и температурами, давлениями. В большинстве газонефтяных залежей, как мы полагаем, газ шапок и нефть представляют собой также генетически единый комплекс углеводородов. Следовательно, целесообразно рассмотреть соотношение между чистым, если так можно выразиться, газом, чистой нефтью и газом в ассоциации с нефтью. В печати нами было показано, что по крайней мере по соотношению гомологов метана три состояния углеводородов различны. Известно также, что имеются зоны и бассейны, в которых однокачественный состав залежей (газ или нефть) распространен по всему продуктивному разрезу.

По территориям СССР, зарубежной Европы, Африки, Азии и Южной Америки нами были сосчитаны площади нефтеносности, газоносности, газонефтеносности, а также число нефтяных, газовых и газонефтяных залежей и месторождений.

На отдельных континентах соотношение площадей различного качественного состава залежей и месторождений разнообразно. Например, в Европе (без СССР) преобладают газоносные площади, а в Южной Америке – нефтеносные (см. таблицу). Но для всех континентов характерно преобладание зон чистых типов (80%) (нефтеносных и газо-

Напомним, что газ залежей — это почти нацело метан с примесью гомологов. Нефть же в основном состоит из сложных, большей частью циклических углеводородов, недонасыщенных водородом. Среди этих углеводородов метана по весу, как мы предварительно оценили, от 0,3 до 3, реже 5%. В газе же углерод полностью насыщен водородом. В нефти водорода относительно углерода в сравнении с газом в несколько раз меньше. Физико-химические свойства газа и нефти резко различны. Следовательно, нефть, возможно, образуется при некотором дефиците водорода в исходных веществах по сравнению с газом.

По нашему мнению, качественный состав залежей в пределах значительных площадей определяется прежде всего составом и количеством исходного вещества.

Обычно считают, что газообразование более неприветливый и более широко распространенный процесс, чем нефтеобразование. Однако газа больше, чем нефти, теряется в атмосферу. Например, метан образуется в болотных осадках, но газ этот не сохраняется в них до накопления покрышек. Метана больше теряется в процессе миграции его из залежей. Вполне возможно, что в прошлые геологические эпохи газа образовывалось больше, чем нефти, а настоящее соотношение обусловлено его потерями в атмосферу. Но в этом случае потери газа потрясающе велики и это обстоятельство должно учитываться при обсуждении вопросов времени образования залежей.

Рассмотренные материалы безусловно следует учесть при разработке схем превращения нефти в осадочных породах. В этих схемах нефть часто фигурирует как отвлеченное философское понятие. На самом деле каждая нефть конкретна, она имеет определенный состав. Поэтому судьба ее в породах зависит прежде всего от ее состава. Далеко не каждая нефть может, например, превратиться в газ при погружении отложенный осадочного чехла в обычных бассейнах, так как в ней может быть большой дефицит водорода. Если процесс газообразования будет иметь место при повышении температуры, то должен образовываться метан, а параллельно с этим и тяжелые разновидности нефти или битумов. В противном случае нужен дополнительный источник водорода.

В.П. СТРОГАНОВ

(ВНИГНИ)

ОБЩАЯ ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ СХЕМА РАЗДЕЛЬНОГО ФОРМИРОВАНИЯ ЗОН ГАЗОНАКОПЛЕНИЯ И НЕФТЕНАКОПЛЕНИЯ В ОСАДОЧНОМ ЧЕХЛЕ

Анализ взаимного размещения залежей газообразных и жидких углеводородов показал, что основные ресурсы свободного газа и нефти размещены в породах дифференцированно или по площади или по разрезу (Жабрев и др., 1974; Козлов, 1959; Наливкин, 1971; Строганов, 1973). Следовательно, в единой крупной зоне углеводородонакопления, по-видимому, не могут быть распространены залежи жидких и газообразных углеводородов с примерно равными крупными запасами. Наиболее вероятным является преобладание или жидких углеводородов над газообразными или же газообразных над жидкими. Группы нефтяных или газовых месторождений занимают разные по площади территории в пределах определенного комплекса пород. В одних случаях они охватывают всю территорию бассейна, где распространены осадки определенного возраста, в других — часть бассейна.

На основе обобщения материалов многих исследователей, работавших по данной проблеме (Н.Б. Вассоевич, А.М. Акрамходжаев, В.П. Савченко, С.П. Максимов, Гассоу, А.Л. Козлов, В.И. Ермаков, М.Ш. Моделевский и др.), а также собственных разработок, автором разработана "Общая геолого-геохимическая схема раздельного формирования зон газонакопления и нефтенакпления в осадочном чехле".

Можно выделить две главные группы причин, вызывающих раздельное формирование зон газонакопления и нефтенакпления. В первую группу факторов входят генетические причины, которые отражают особенности генерации, миграции, консервации и аккумуляции газообразных и жидких углеводородов, характеризуют как бы фундаментальные различия в их свойствах, различия, присущие самим газам и нефтям и потому проявляющиеся везде, где эти флюиды находятся. Эти причины имеют как бы повсеместное, планетарное значение, прослеживаются одинаково в различных регионах и составляют основу, скелет схемы раздельного формирования. Другие факторы образуют группу региональных причин. При действии региональных причин раздельное формирование зон газонакопления и нефтенакпления происходит не только вследствие генетических различий, свойственных самим газам и нефтям, но и в результате неодинакового геологического строения разных районов, различного времени формирования ловушек и т.д. Эти причины неодинаковы в геологически разнородных регионах, они несут на себе специфические черты каждого конкретного региона.

Естественно, это деление на две группы весьма условно, в природе они взаимодействуют как единое целое. Но для более глубокого научного понимания условий формирования газовых и нефтяных залежей представляется весьма полезным провести такую условную грань.

Распределение нефтеносных, газоносных и смешанных (газонефтеносных) площадей

Части света, страны	Качественный характер площадей			
	Нефтеносные		Газоносные	
	тыс. км ²	%	тыс. км ²	%
Европа (без СССР)	32,9	22,7	80,2	55,4
Африка	233,5	61,6	63,3	16,7
Азия	388,4	75,6	80,4	15,6
Южная Америка	271,6	94,8	—	—
Всего	926,4	35,6	223,9	8,6

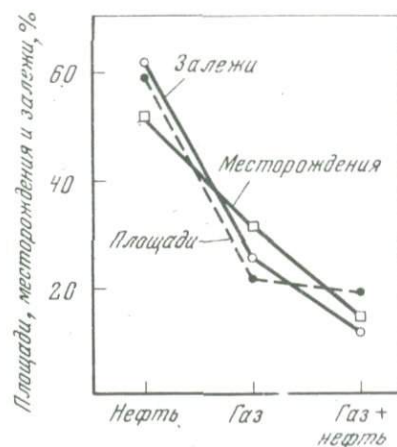
носных) над смешанным типом (газонефтеносные). Как в целом для рассматриваемых территорий, так и для большинства континентов характерно преобладание нефтеносных земель. Газоносные зоны имеют в два раза меньшее распространение, чем нефтеносные, а газонефтеносные еще меньше, чем газоносные. Аналогичные соотношения характерны для нефтяных, газовых и газонефтяных залежей и месторождений (см. рисунок).

Общеизвестно, что основная масса разведанных запасов газа и нефти сосредоточена в месторождениях-гигантах, по которым также можно судить о соотношении жидких и газообразных углеводородов.

В мире известно около 130 нефтяных гигантов с геологическими запасами нефти от 600–700 млн. м³ и более. Газовых гигантов с соизмеримыми запасами углеводородов (500 и более млрд. м³) значительно меньше — два десятка. Большинство из нефтяных гигантов не содержит залежей газа и газовых шапок, они обычно однокачественные, т.е. нефтяные. Лишь в 17% имеются газовые шапки, частично, может быть, вторичные,

и только в 6% — газовые залежи. Более 73% нефти гигантов заключено в чисто нефтяных залежах. Соизмеримые запасы нефти и газа (нефти более 200 млн. т и газа более 200 млрд. м³) имеются менее чем в 3% всех гигантских нефтяных и газовых скоплений. Не трудно сосчитать, что по запасам углеводородов в нефтяных, газовых и газонефтяных месторождениях устанавливается отмеченное выше соотношение между газом и нефтью.

Соотношение между площадями, месторождениями и залежами различного качественного состава



	Качественный характер площадей				
	Смешанные		Итого чистых типов		Всего, тыс. км ²
	тыс. км ²	%	тыс. км ²	%	
	31,8	21,9	113,1	78,1	144,9
	82,3	21,7	296,8	78,3	379,1
	45,0	8,8	468,8	91,2	513,8
	14,9	5,2	271,6	94,8	286,5
	174,0	6,8	1150,3	44,0	1324,3

Преобладание нефти над газом и газа над газом в ассоциации с нефтью выражается даже в размещении гигантов и объемах запасов в них. Так, нефтяные гиганты почти всегда размещаются группами, иногда по нескольку десятков, потому что нефти в осадочных породах больше, чем всех остальных углеводородов. Газовые гиганты встречаются группами только в Западной Сибири и, в какой-то мере, в бассейне Северного моря. Газонефтяные месторождения рассматриваемых классов запасов единичны и редки.

Нефтяные гиганты (самые крупные) содержат до 20–40 млрд. м³ геологических запасов нефти, а самое крупное, единственное в мире газовое месторождение — Уренгойское — около 5 трлн. м³ газа, т.е. по массе углеводородов значительно меньше.

Таким образом, в осадочных породах, во-первых, имеется четкая дифференциация газа и нефти. Во-вторых, наиболее распространены чистые типы территорий, месторождений и залежей, заключающих в себе только нефть или только газ. Газ в ассоциации с нефтью составляет от общего объема углеводородных залежей, очевидно, 15–20%. Интересно, что даже в типично газонефтеносных областях, как Голф-Кост, газонефтяные залежи составляют от общего числа залежей не более 23%. Нефть преобладает над газом. Газ примерно в два раза меньше, чем нефти, и газа в ассоциации с нефтью также примерно в два раза меньше, чем газа.

Если учесть, что во многих случаях газоносность или нефтеносность невозможно объяснить дифференциацией единой газонефтяной смеси на газ и нефть (чисто газоносные бассейны и зоны, чисто нефтеносные обширные бассейны и зоны, охватывающие иногда несколько положительных и отрицательных структур первого порядка), то можно предположить, что в природе процессы нефтеобразования и газообразования явно преобладают над процессами газонефтеобразования.

Складывается впечатление, что такое соотношение газа и нефти в основном первично. Обширные нефтеносные площади, в пределах которых на всю продуктивную мощность разреза встречаются только нефтяные залежи, не могли образоваться за счет потери газа через покрышки, хотя некоторая часть газа из залежей безусловно уходит. Это заключение основано на исследовании свойств газа и нефти в залежах.

Напомним, что газ залежей — это почти нацело метан с примесью гомологов. Нефть же в основном состоит из сложных, большей частью циклических углеводородов, недонасыщенных водородом. Среди этих углеводородов метана по весу, как мы предварительно оценили, от 0,3 до 3, реже 5%. В газе же углерод полностью насыщен водородом. В нефти водорода относительно углерода в сравнении с газом в несколько раз меньше. Физико-химические свойства газа и нефти резко различны. Следовательно, нефть, возможно, образуется при некотором дефиците водорода в исходных веществах по сравнению с газом.

По нашему мнению, качественный состав залежей в пределах значительных площадей определяется прежде всего составом и количеством исходного вещества.

Обычно считают, что газообразование более непрехотливый и более широко распространенный процесс, чем нефтеобразование. Однако газа больше, чем нефти, теряется в атмосферу. Например, метан образуется в болотных осадках, но газ этот не сохраняется в них до накопления покрышек. Метана больше теряется в процессе миграции его из залежей. Вполне возможно, что в прошлые геологические эпохи газа образовывалось больше, чем нефти, а настоящее соотношение обусловлено его потерями в атмосферу. Но в этом случае потери газа потрясающе велики и это обстоятельство должно учитываться при обсуждении вопросов времени образования залежей.

Рассмотренные материалы безусловно следует учесть при разработке схем превращения нефти в осадочных породах. В этих схемах нефть часто фигурирует как отвлеченное философское понятие. На самом деле каждая нефть конкретна, она имеет определенный состав. Поэтому судьба ее в породах зависит прежде всего от ее состава. Далеко не каждая нефть может, например, превратиться в газ при погружении отложенный осадочного чехла в обычных бассейнах, так как в ней может быть большой дефицит водорода. Если процесс газообразования будет иметь место при повышении температуры, то должен образовываться метан, а параллельно с этим и тяжелые разновидности нефти или битумов. В противном случае нужен дополнительный источник водорода.

ОБЩАЯ ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ СХЕМА РАЗДЕЛЬНОГО ФОРМИРОВАНИЯ ЗОН ГАЗОНАКОПЛЕНИЯ И НЕФТЕНАКОПЛЕНИЯ В ОСАДОЧНОМ ЧЕХЛЕ

Анализ взаимного размещения залежей газообразных и жидких углеводородов показал, что основные ресурсы свободного газа и нефти размещены в породах дифференцированно или по площади или по разрезу (Жабрев и др., 1974; Козлов, 1959; Наливкин, 1971; Строганов, 1973). Следовательно, в единой крупной зоне углеводородонакопления, по-видимому, не могут быть распространены залежи жидких и газообразных углеводородов с примерно равными крупными запасами. Наиболее вероятным является преобладание или жидких углеводородов над газообразными или же газообразных над жидкими. Группы нефтяных или газовых месторождений занимают разные по площади территории в пределах определенного комплекса пород. В одних случаях они охватывают всю территорию бассейна, где распространены осадки определенного возраста, в других — часть бассейна.

На основе обобщения материалов многих исследователей, работавших по данной проблеме (Н.Б. Вассоевич, А.М. Акрамходжаев, В.П. Савченко, С.П. Максимов, Гассоу, А.Л. Козлов, В.И. Ермаков, М.Ш. Моделевский и др.), а также собственных разработок, автором разработана "Общая геолого-геохимическая схема раздельного формирования зон газоненакопления и нефтененакопления в осадочном чехле".

Можно выделить две главные группы причин, вызывающих раздельное формирование зон газоненакопления и нефтененакопления. В первую группу факторов входят генетические причины, которые отражают особенности генерации, миграции, консервации и аккумуляции газообразных и жидких углеводородов, характеризуют как бы фундаментальные различия в их свойствах, различия, присущие самим газам и нефтям и потому проявляющиеся везде, где эти флюиды находятся. Эти причины имеют как бы повсеместное, планетарное значение, прослеживаются одинаково в различных регионах и составляют основу, скелет схемы раздельного формирования. Другие факторы образуют группу региональных причин. При действии региональных причин раздельное формирование зон газоненакопления и нефтененакопления происходит не только вследствие генетических различий, свойственных самим газам и нефтям, но и в результате неодинакового геологического строения разных районов, различного времени формирования ловушек и т.д. Эти причины неодинаковы в геологически разнородных регионах, они несут на себе специфические черты каждого конкретного региона.

Естественно, это деление на две группы весьма условно, в природе они взаимодействуют как единое целое. Но для более глубокого научного понимания условий формирования газовых и нефтяных залежей представляется весьма полезным провести такую условную грань.

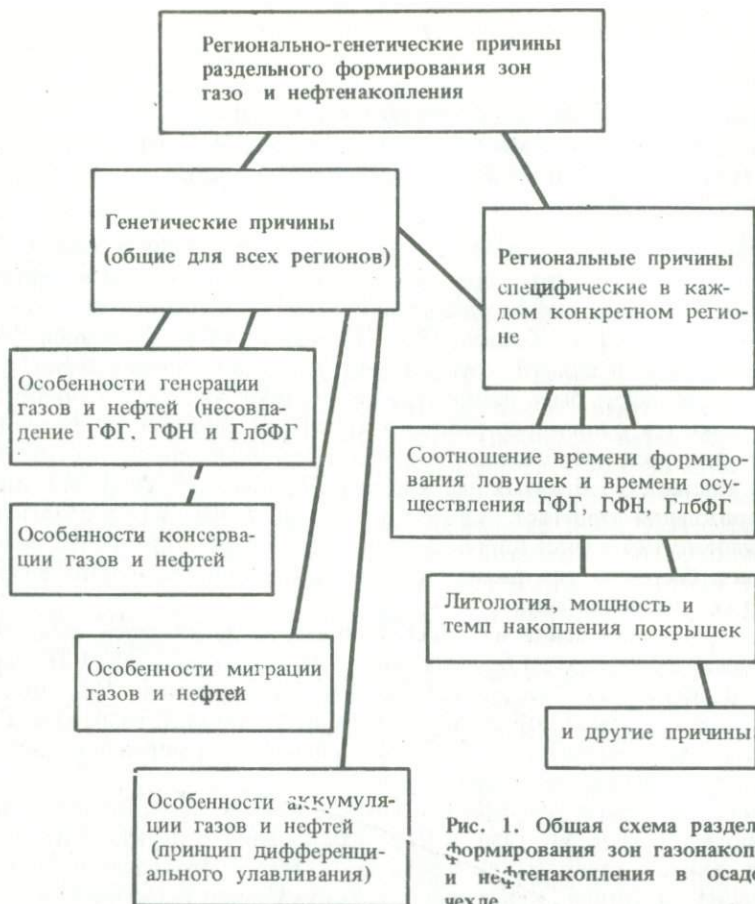


Рис. 1. Общая схема раздельного формирования зон газонакопления и нефтенакопления в осадочном чехле

Рассмотрим коротко общую схему как единое целое и определим во времени и пространстве роль различных факторов в их естественной взаимосвязи (рис. 1). Прежде всего на раздельное размещение нефти и газа оказывает влияние группа генетических причин, среди которых вначале рассмотрим особенности генерации газообразных и жидких углеводородов (рис. 2). Различие в исходной органике является первым звеном в процессе формирования зон газо- и нефтенакопления, которое приводит к раздельному их накоплению в осадочном чехле.

При гумусовом типе органики генерируются в основном газообразные углеводороды, а жидкие углеводороды генерируются главным образом при преобразовании органического вещества сапропелевого типа (И.М. Губкин, Н.Б. Вассоевич, Д.В. Жабрев, С.П. Максимов, Е.С. Ларская, В.В. Вебер, А.Э. Конторович, С.Г. Неручев, К.Ф. Родионова и др.).

Именно различие в исходной органике обуславливает то обстоятельство, что отдельные литологические комплексы в пределах целых крупных бассейнов содержат углеводородные флюиды преимущественно только

одного типа. Этот фактор обеспечивает дифференцированное нахождение наиболее крупных по занимаемой территории и по ресурсам зон газо- и нефтенакпления. Примером крупных зон газонакпления, образовавшихся за счет преобразования органического вещества гумусового типа, являются газоносные районы севера Западной Сибири, где в сеноманских отложениях находятся многочисленные газовые залежи (И.И. Нестеров, В.И. Ермаков, В.Г. Васильев, Н.Н. Немченко и др.), а также нижнепермские отложения (роглигендес) в северо-западной Европе (Patiijn, 1964), где выявлен газовый гигант — Слохтерен и где колоссальная концентрация гумусовой органики в виде пластов угля в верхнем карбоне обеспечила генерацию огромных масс метана.

С другой стороны, мезозойские отложения Персидского залива имеют морское происхождение, содержат органическое вещество сапропелевого типа (Табасаранский, 1969), здесь находится крупнейшая на земном шаре зона преимущественного нефтенакпления. Если север Западной Сибири является как бы главным узлом газонакпления нашей планеты, то центром нефтенакпления Земли является мезокайнозойский литологический комплекс на территории Персидского залива, залегающий на глубинах до 5 км.

Несовпадение центров газо- и нефтенакпления Земли наиболее ярко иллюстрирует раздельное размещение крупнейших зон газо- и нефтенакпления и роль в этом исходной органики. Однако не всегда различие в исходной органике приводит к образованию зон газо- и нефтенакпления в соответствующих районах. Это связано с особенностями генерации газообразных и жидких углеводородов, несовпадением главных фаз нефте- и газообразования, с тем, что, если гумусовая органика дает при преобразовании газ, то сапропелевое ОВ продуцирует нефть не всегда, а только на средних стадиях катагенетического преобразования ОВ (газовая, жирная), на глубинах от 1,5–2 до 4 км. Это этап назван Н.Б. Вассоевичем главной фазой нефтеобразования (ГФН), перед и после которой осуществляется генерация газа. Таким образом, после прохождения ГФН, на больших глубинах (свыше 5 км) как в районах с гумусовой органикой, так и сапропелевой осуществляется глубинная фаза генерации

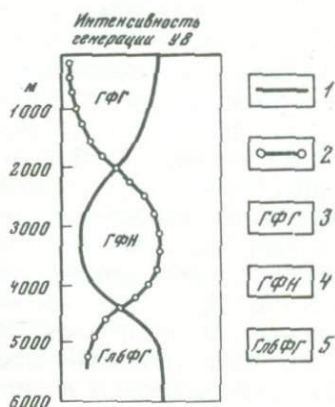


Рис. 2. Несовпадение главных фаз генерации газообразных и жидких углеводородов

1 — кривая изменения интенсивности генерации газа; 2 — кривая изменения интенсивности генерации нефти; 3 — главная фаза генерации газа из ОВ гумусового типа; 4 — главная фаза генерации нефти (по Н.Б. Вассоевичу); 5 — глубинная фаза генерации газа из ОВ сапропелевого и гумусового типов и из нефти

(ГлбФГ) газа (Строганов, 1973) и формируется зона преимущественного газонакопления (Landes, 1967, и др.). В верхней зоне, до начала ГФН, на глубинах до 1,5–2 км в толщах с гумусовым ОВ осуществляется интенсивное газообразование, происходит, по мнению автора, главная фаза генерации метана (ГФГ), а в толщах с сапропелевой органикой также идет процесс метанообразования, но меньшей интенсивности, осуществляющаяся второстепенная фаза ранней генерации газа (ФГ).

Такое взаимоотношение главных фаз генерации газообразных и жидких углеводородов в зависимости от глубины погружения (стадии преобразования ОВ) и типа исходной органики было аргументировано автором в 1973 г. (Строганов, 1973).

Таким образом, различие в исходном типе ОВ наиболее отчетливо проявляется на средних глубинах (2–5 км) тогда, когда есть условия для осуществления в породах с сапропелевым органическим веществом главной фазы генерации нефти. При таком погружении полностью реализуется громадный потенциал сапропелевой органики в направлении генерации жидких углеводородов, и на соответствующей территории в осадочном комплексе главное место занимает зона нефтенакпления. Этому способствует то обстоятельство, что, как показано на рис. 2, главные фазы генерации газообразных (ГФГ, ГлбФГ) и жидких углеводородов (ГФН) не совпадают по глубинам погружения, а в период генерации нефти хотя и происходит параллельно генерация углеводородных газов, но относительно небольшой, ослабленной интенсивности. Этот газ идет главным образом на насыщение пластовой жидкости — нефти и воды, находится в рассеянной форме и лишь в редких, особенно благоприятных случаях, принимает участие в образовании газовых скоплений. При таких обстоятельствах в зонах преимущественно нефтеносных образуются единичные газовые залежи или газовые шапки в нефтяных скоплениях. Детально этот процесс формирования газовых скоплений, имеющих подчиненное значение, рассмотрен в работах М.Ш. Моделевского, Е.Н. Парнова и др. Именно поэтому интервал средних глубин (2–5 км), средних стадий катагенеза ОВ (газовая, жирная), являясь основным для генерации нефти, с точки зрения его роли в формировании зон газонакопления, является как бы "пустым". Пластовые воды в этом интервале, как правило, недонасыщены газом (В.П. Строганов, Л.М. Зорькин, Е.В. Стадник), за исключением высокоминерализованных вод в подсолевых отложениях.

Этот средний, "пустой" в отношении газоотдачи интервал глубины (2–5 км) как бы подчеркивает важнейшую роль в формировании зон газонакопления верхнего максимума генерации метана (ГФГ) в районах, где мощность чехла менее 5 км и где не состоялась глубинная фаза генерации.

Как видим, особенности генерации газа и нефти, составляющие одну часть факторов группы генетических причин, во многих районах обуславливают раздельное формирование зон газо- и нефтенакпления, однако не во всех. Кроме того, во многих районах отдельные самостоятельные литологические комплексы содержат породу как с гумусовой, так и с сапропелевой органикой, вследствие чего при достаточном погружении здесь осуществляется в значительных масштабах генерация газа и нефти. И в таких случаях происходит раздельное формирование зон газо- и неф-

тенакопления, но под действием других генетических причин. Значительное влияние оказывают особенности консервации, миграции и аккумуляции газообразных и жидких углеводородов. По этим параметрам газы и нефти резко отличаются, что также способствует раздельному формированию зон нефте- и газонакопления.

Газообразные углеводороды наиболее способны к рассеиванию как диффузионному, так и эффузионному. Это связано не только с большой рассеивающей способностью газов, но и с прохождением главной фазы их генерации на небольших глубинах, в зоне, где диффузия газов наиболее интенсивная, где газы наиболее подвержены воздействию отрицательных поверхностных факторов. Жидкие углеводороды менее подвержены рассеиванию, коэффициент диффузии у них намного меньше, и, кроме того, главная фаза их генерации происходит на больших глубинах, где воздействие поверхностных факторов практически исключено.

Поэтому для сохранности газов ранней генерации и формирования зоны газонакопления требуется особый комплекс условий: быстрое прохождение верхней зоны, перекрытие газопродуцирующих отложений в этот период надежной слабопроницаемой толщей — крышкой.

Сильно различаются газы и нефти по миграционным способностям. Большая способность газов к миграции обуславливает то, что зоны газонакопления могут формироваться за счет вертикального перетока в верхние литологические комплексы, не содержащие газ "собственной" генерации по каким-то причинам. Нефть будет отставать в процессе миграции, произойдет как бы сепарация углеводородов (Савченко, 1968).

И, наконец, при аккумуляции в ловушках газы имеют привилегированное положение, так как обладают значительно более легким удельным весом, могут заполнить ловушку, и нефть, будучи не в состоянии вытеснить газ, оттесняется в другие ловушки. Это принцип дифференциального улавливания, разработанный в СССР С.П. Максимовым, а за рубежом Гассоу, получивший широкое международное признание и являющийся одной из фундаментальных причин раздельного формирования газовых и нефтяных залежей. Перечисленные генетические причины влияют на формирование зон газонакопления за счет метана ранней генерации, а также способствуют раздельному формированию зон газо- и нефтенакопления в тех случаях, когда роль исходной органики ограничена. При сохранении газов ранней генерации даже на небольшой глубине образуются крупнейшие зоны газонакопления (север Западной Сибири, хадумские слои в Предкавказье, эоцен Северного Устьярта). И, наконец, если условий для консервации газов не было, зона газонакопления, несмотря на благоприятные условия для генерации, сформирована не будет. Кроме того, если в толще, содержащей и гумусовое и сапропелевое органическое вещество, прошли процессы генерации и газа и нефти, но глубинная фаза не состоялась, то: 1) формирование зоны газонакопления зависит от условий сохранности газов ранней генерации, 2) формирование зоны нефтенакопления будет зависеть также от этой причины.

Если условия для сохранения газов ранней генерации отрицательные, то, несмотря на продуцирование и газов и нефтей, в ловушках будут аккумулироваться преимущественно жидкие углеводороды и обра-

зуется зона нефтенакопления. Особенности консервации обусловили здесь формирование только одной зоны с единым типом углеводородов. Примером такого случая являются юрские отложения в Южно-Мангышлакском прогибе, где находится крупная зона преимущественного нефтенакопления, хотя нефтегазоматеринские отложения нижней и средней юры содержат органическое вещество и гумусового и сапропелевого типов (Строганов, 1974). Если же в таких толщах огромные массы газа ранней генерации сохранились и, кроме того, осуществилась генерация нефти, то и в этой обстановке происходит раздельное формирование зон газо- и нефтенакопления за счет действия принципа дифференциального улавливания, за счет преимущественной аккумуляции в ловушках газа перед нефтью. Отмечается весьма своеобразное действие принципа дифференциального улавливания: не в единовременный период при совместной миграции нефти и газа, не в отдельной цепи локальных поднятий, а в процессе длительной геологической истории, в пределах целого бассейна, при неодновременной миграции газа и нефти. В этом случае особенности аккумуляции газов и нефтей имеют крупное, региональное значение, способствуют раздельному формированию газовых и нефтяных залежей не только в отдельных ловушках, а в пределах целых, значительных по площади бассейнов. Примером такого случая являются юрские отложения в Амударьинской синеклизе, где нефтегазоматеринские отложения нижней и средней юры быстро прошли верхнюю зону, были перекрыты мощной, до 1000 м, соляно-ангидритовой толщей верхней юры, что препятствовало рассеиванию газов и способствовало их сохранности. В результате в подсолевых отложениях на большей части территории образовалась зона газонакопления, и нефть в наибольшей степени была вытеснена за окраину синеклизы, где была разрушена. Остаточные скопления смогли сохраниться лишь в самых прибортовых районах (Строганов, 1974). Сходное положение будет отмечаться в районах, где после формирования зоны нефтенакопления породы на больших площадях центрального района погрузились в зону глубинной фазы генерации газа и вновь образовавшиеся газы будут при миграции вытеснять нефть из ловушек и отжимать ее к бортам.

В целом величина зоны нефтенакопления будет находиться в прямой зависимости от объема газа. Если условия для его генерации и сохранности были максимально хорошими, то образуется крупная единая зона газонакопления, охватывающая территорию всего бассейна до самых бортовых частей, и лишь в окраинных площадях могут сохраниться не вытесненные полностью мелкие скопления жидких углеводородов. В принципе возможно полное вытеснение нефти. Это особенно вероятно в подсолевых отложениях, где имеются наилучшие условия для сохранности газа ранней генерации. Если же газ, хотя и сохранился, но все-таки его объема недостаточно, а генерация нефти была значительной, то, наоборот, произойдет сильное расширение зоны нефтенакопления, как бы окаймляющей внутреннюю газовую зону, и ее роль в пределах этого тектонического элемента сильно возрастает.

Совершенно очевидно, что различное сочетание условий генерации, сохранности и аккумуляции нефти и газа в период главных фаз их обра-

зования обуславливает и взаимное соотношение зон газонакопления и нефтенакопления. И, наконец, особенности миграции газов и нефти, большая способность газов к вертикальной миграции способствуют в ряде районов формированию зон газонакопления в вышележащих литологических комплексах. Примером этого может служить формирование газовых залежей в меловых отложениях в Амударьинской синеклизе (В.П. Строганов; И.С. Старобинец; Н.А. Крылов).

Таким образом, выше была рассмотрена группа генетических причин, способствующих разделному формированию зон газо- и нефтенакопления и имеющих наиболее общее значение для всех районов. Перейдем к анализу роли группы региональных причин. Влияние этой группы, хотя и имеет самостоятельное значение, но неразрывно связано с генетическими причинами, прежде всего с тем, что процесс генерации газов и нефтей происходит, как было показано выше, неравномерно, стадийно, при этом выделяются главные фазы генерации, т.е. максимумы и минимумы. В процессе геологического развития также неравномерно происходят этапы тектонической активизации, образование локальных структур. Время формирования локальных складок в разных районах различное и оно по-разному соотносится со временем прохождения в определенной толще главных фаз генерации нефти и газа. Поэтому соотношение этих параметров может сильно влиять на формирование в определенном районе или только зоны газонакопления или зоны нефтенакопления. Специфические, региональные причины как бы накладываются на общие генетические факторы и обуславливают своеобразное формирование залежей углеводородов в каждом регионе. Действительно, если несмотря на сохранность газов ранней генерации в данном районе не было еще локальных структур, то, естественно, аккумуляция этого газа не происходит и позднее сформировавшиеся ловушки будут заполнены только нефтью. Можно представить себе различные варианты таких соотношений, которые имеют важнейшее значение для формирования зон газо- и нефтенакопления в конкретных регионах и должны тщательно учитываться. Соотношение времени генерации газа, нефти и времени формирования локальных структур в определенных толщах влияет и на размещение зон газо- и нефтенакопления внутри бассейнов. Так, например, если в период прохождения ГФГ в центральных районах бассейна не было емких структурных ловушек, то газ сосредоточится в прибортовых районах, тектонически более активных, где вполне могли быть развиты антиклинали. Поступившая позднее нефть может занять глубокопогруженные ловушки, которые к этому времени сформировались. В результате, в центральном районе депрессии будет зона нефтенакопления, а в прибортовых частях сформируется зона газонакопления. Такую возможность на материалах Предкавказья рассмотрели М.С. Бурштар и И.В. Машков. При повсеместном развитии древних структур в пределах бассейна размещение зон газо- и нефтенакопления будет обратным.

К группе региональных причин относятся и факторы, обуславливающие консервацию газов ранней генерации, связанные не с общей причиной (сильное рассеивание газов), а именно с весьма различными геологическими условиями разных районов. В каждом районе определенная

газоматеринская толща с неодинаковой скоростью проходит верхнюю зону генерации, в одних районах накапливаются в этот период надежные покрывки, препятствующие рассеиванию газов, в других — проницаемые горизонты. Этот фактор также создавал в каждом регионе своеобразную обстановку для формирования не только зоны газонакопления, но и нефтенакопления, поскольку в районах со смешанной органикой в нефтегазоматеринской толще формирование этих зон оказывается взаимосвязанным, а сам процесс формирования нефтяных и газовых залежей является единым. Имеются и другие факторы — тектонические, литологические, гидрогеологические, — придающие специфические черты каждому региону и отражающиеся на условиях формирования зон газонакопления и нефтенакопления.

Таким образом, на основе комплексного анализа удается создать общую схему раздельного формирования зон газо- и нефтенакопления в осадочном чехле, в которой имеются генетические причины и региональные. В этой схеме отчетливо прослеживается несходство по всем параметрам — особенностям генерации, консервации, миграции и аккумуляции, что и делает вполне естественным и глубоко закономерным раздельное формирование и размещение зон газо- и нефтенакопления в земной коре.

ЛИТЕРАТУРА

- Анализ влияния различных факторов на размещение и формирование месторождений нефти и газа. Под редакцией В.С. Лазарева и В.Д. Наливкина. — Труды ВНИГРИ, 1971, вып. 295.
- Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. — Изв. АН СССР, серия геол., 1967, № 11.
- Васильев В.Г., Немченко Н.Н.* О формировании газовых месторождений в северных районах Тюменской области. — Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений, ВНИИГАЗпром, 1970, № 1.
- Жабров И.П., Ермаков В.И., Орел В.Е., Соколов В.Л., Чайковская Э.В.* Генезис газа и прогноз газоносности. — Геология нефти и газа, 1974, № 9.
- Зверева О.В., Селицкий А.Г.* Некоторые закономерности пространственного размещения нефти и газа в нефтегазоносном бассейне Персидского залива. — Изв. вузов. Геология и разведка, 1970, № 10.
- Козлов А.Л.* Формирование и размещение нефтяных и газовых залежей. М., Гостоптехиздат, 1959.
- Максимов С.П.* Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа. М., "Недра", 1964.
- Савченко В.П.* Методика направленных поисков газовых месторождений. — Труды ВНИИГ аз, 1968, вып. 42/50.
- Строганов В.П.* О главных фазах генерации газообразных и жидких углеводородов и условиях формирования зон нефте-газонакопления. — Советская геология, 1973, № 9.
- Строганов В.П.* Особенности формирования газовых залежей на территории платформенной части запада Средней Азии. — Геология нефти и газа, 1974, № 3.
- Табасаранский З.А.* Распределение нефтяных и газовых залежей в разрезах нефтегазоносных провинций (на примере Туранской плиты и Ферганской впадины). Труды МИНХиГП, 1969, вып. 78.
- Landes K.* Eometamorphismus oil and gas in time and space. — Ann. Arbor Michigan, 1967, v. 51, N 6.
- Patiijn R.J.V.* Die Entstehung von Erdgas infolge Nashinkohlung in Nordosten der Niederlande. — Erdöl u. Kohle, 1964, 1.

О РАЗДЕЛЬНОМ ПРОГНОЗИРОВАНИИ НЕФТЕНОСНОСТИ И ГАЗОНОСНОСТИ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ

В настоящее время на земном шаре выделяется порядка 350 нефтегазоносных или возможно нефтегазоносных осадочных бассейнов. Из этого количества приблизительно в 140 бассейнах уже обнаружены месторождения нефти и газа. На долю чисто газоносных и преимущественно газоносных бассейнов приходится не более двух десятков, или менее 15% от общего их числа. Большинство газоносных бассейнов относится к складчато-платформенному, внутрискладчатому и периокеаническому типам (Соколов и др., 1973). Для всех них характерно позднее заложение. Продуктивны главным образом кайнозойские, реже мезозойские образования, содержащие две трети мировых запасов газа (Оленин, Соколов, 1963). Кроме того, газоносность связана с бассейнами внутриплатформенного типа. Газовые скопления приурочены к отложениям палеозоя. Покрышкой служат мощные эвапоритовые толщи, как, например, в Днепровско-Донецком или Северо-Европейском бассейнах.

Современные методы нефтегеологического районирования и оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов, основы которых были заложены еще в тридцатые годы академиком И.М. Губкиным, в настоящее время опираются на осадочно-миграционную теорию происхождения нефти и газа и фундаментальное представление о главной фазе нефтеобразования, обоснованной Н.Б. Вассоевичем (1967). Благодаря этим теоретическим представлениям появилась возможность устанавливать генетические связи, существующие между историей формирования осадочных бассейнов, процессами литогенеза слагающих их отложений, с одной стороны, и процессами преобразования рассеянного органического вещества в нефть и газ и формирования их залежей, с другой.

Нефтегазоносность следует рассматривать как свойство осадочного бассейна, проявляющее себя на определенных этапах его развития, когда субаквальные отложения последовательно проходят условия, благоприятные вначале лишь для газообразования, затем для образования как газа, так и нефти (главная зона нефтегазообразования, совпадающая с глубинами действия температур от 60 до 150° С), и затем снова лишь для образования газа. Такой характер вертикальной зональности позволил Н. Б. Вассоевичу еще в 1954 г. сказать, что газообразование предшествует, сопутствует и завершает нефтеобразование. Идеи о вертикальной зональности нефтегазообразования широкое развитие получили в работах В.А. Соколова (1965, 1971), И.В. Высоцкого (1967, 1973), С.Г. Неручева (1969, 1973), В.С. Вышемирского, А.Э. Конторовича, А.А. Трофимука (1971), А.А. Трофимука и др. (1973), Н.Б. Вассоевича (1967, 1971), Ф.А. Алексеева (1974), А.А. Геодекяна и др. (1972), М.С. Буршара (1973) и др.

На кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ проводят исследования, направленные на разработку комплексной методики

прогнозирования нефтегазоносности недр, получившей название историко-геолого-геохимического метода (Вассоевич и др.). Сущность последнего заключается в рассмотрении пространственно-временных соотношений процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Это позволяет во взаимосвязи определять влияние геологических, геохимических, термобарических и других условий на нефтегазоносность осадочных бассейнов, а также на генетической основе проводить раздельное прогнозирование нефтеносности и газоносности региона и оценивать масштабы нефтеобразования.

Теоретическая схема стадийности нефтегазообразования в обычных условиях, как правило, имеет завалуированный характер, видоизменяющийся под влиянием конкретной геологической обстановки формирования осадочного бассейна. Нефтегазогенерационные возможности, масштаб образования углеводородов, а также их тип (нефть, газ, газоконденсат и пр.) для различных литолого-стратиграфических комплексов, слагающих бассейн, и для бассейна в целом определяются условиями образования этих комплексов, характером исходного органического вещества (сапропелевый, гумусовый или смешанный), временем и скоростью последующего погружения. Скорость погружения литологических комплексов определяет величину и длительность термобарического воздействия (и соответствующие этому геохимические процессы), от чего будет зависеть характер и интенсивность генерации углеводородов. Другими словами, можно говорить, что нефтегазоносность однотипных по тектонической номенклатуре осадочных бассейнов определяется в первую очередь особенностями истории их геологического развития.

Сказанное можно проиллюстрировать на примере однотипных в геотектоническом отношении складчато-платформенных бассейнов Юго-Западной и Южной Азии (см. рисунок). Эти бассейны (Персидского залива, Нижнеиндский, Потвар-Пенджабский, Гангский, Ассамский и Бенгальский) расположены на сочленении древних платформ (Аравийской и Индостанской) с альпийскими горными сооружениями Тавра — Загроса, Омана, Сулейман-Киртара, Гималаев, Аракан-Йомы. Общими особенностями бассейнов являются их тектоническая приуроченность к передовым прогибам и сопряженным с ними склонам платформ, асимметричный поперечный профиль, существование ряда выдержанных несогласий, значительные мощности молассовых комплексов неоген-четвертичного возраста. Общая мощность осадочного чехла меняется от 1–6 км на платформенных бортах до 8–15 км в осевых частях передовых прогибов (Серегин, Соколов, 1968; Соколов, Мовшович, 1973).

Вместе с тем можно наметить и ряд существенных различий, оказавших влияние на качество и количество месторождений углеводородов. Сравнительный анализ строения и развития указанных бассейнов показывает, что в наиболее благоприятных условиях развивался бассейн Персидского залива, относящийся к нефтегазоносным бассейнам — гигантам. Здесь получили распространение нефтяные залежи с газовыми шапками и значительным газонасыщением нефти. Для бассейна помимо огромного объема осадочного выполнения характерны длительность непрерывного прогибания, компенсированного осадконакоплением, унаследован-

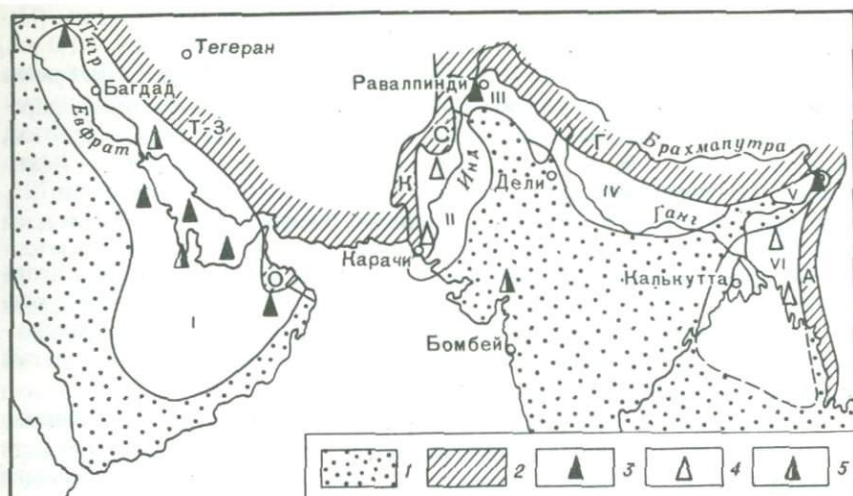


Схема размещения складчато-платформенных бассейнов Южной Азии (составил Б.А. Соколов)

1 - платформа; 2 - складчатые сооружения (Т-З - Тавр и Загрос, О - Оман, К - Киртар, С - Сулейман, Г - Гималаи, А - Аракан-Йома); 3 - нефтяные месторождения; 4 - газовые месторождения; 5 - нефтегазовые месторождения. Бассейны: I - Персидского залива, II - Нижнеиндский, III - Потвар-Пенджабский, IV - Гангский, V - Ассамский, VI - Бенгальский

ность в плане седиментационных ванн, значительная скорость осадконакопления. Последнее обстоятельство привело к тому, что отложения от среднего палеозоя до плиоцена находились в условиях ГФН. Кроме того, в разрезе имеет место хорошее сочетание нефтепроизводящих толщ с коллекторами и регионально выдержанными верхнеюрскими и нижнемеловыми эвапоритовыми и глинистыми верхнемеловыми покрывками. Это способствовало значительному снижению потерь углеводородов при образовании. Под этими покрывками сосредоточено подавляющее количество нефти и газа. Наличие рифогенных и антиклинальных ловушек способствовало раннему улавливанию углеводородов.

Нижнеиндский газоносный бассейн, имеющий в целом аналогичную природу, что и бассейн Персидского залива, формировался с длительными перерывами: в разрезе отсутствуют отложения верхней юры, в конце мела имела место континентальная обстановка накопления, ванны седиментации в плане смещены. Известна лишь одна региональная глинистая покрывка в верхах нижнего эоцена. Именно под ней сосредоточены все выявленные скопления газа бассейна, извлекаемые запасы которого составляют около $0,5 \text{ трлн. м}^3$ (Воскресенский и др., 1971).

Преимущественная газоносность бассейна может быть объяснена тем, что большая часть генерационного комплекса палеогена еще не вошла в зону действия главной фазы нефтеобразования. А наиболее погруженная ее часть попала в эту зону сравнительно поздно, в четвертичное время. Это находит свое подтверждение в характере изменения состава газа газовых месторождений бассейна. В наиболее приподнятых месторождениях

продуктивные горизонты располагаются на глубинах от 0,6 до 1,2 км (Мари — 0,6 км, Лакра — 0,7 км, Хаирпур — 0,6 км, Джакобабад — 1,0 км, Уч — 1,2 км, Зин — 0,9 км). В составе газа преобладают негорючие компоненты: азот, углекислота, метана меньше 50%, тяжелые углеводороды отсутствуют. В более погруженных месторождениях (Суи — 1,27 км, Кандхот — 1,9 км) и в месторождениях складчатого борта (Мазарани — 1,9 км, Сари-Синг — 1,2 км, Хунди — 1,4 км) количество CH_4 возрастает до 88%, а тяжелых гомологов метана УВ увеличивается до 3,5%.

Такое же изменение состава газа наблюдается и с глубиной в пределах одного месторождения. В наиболее погруженных залежах появляются конденсат и нефтяная оторочка. Кроме того, в складчатых зонах, обрамляющих бассейн, в отложениях нижнего палеогена и верхнего мела известны нефтепроявления (Гокуртское, Мугалкотское и др.).

Бенгальский бассейн является сравнительно молодым образованием. Его формирование началось в конце мела — в начале палеогена. И хотя мощности отложений значительны, недостаток длительности пребывания отложений в зоне высоких температур привел к тому, что в верхней, изученной бурением части разреза известны пока лишь месторождения газа в Силхетском и Читтагонском районах Бангладеш. Продуктивны песчаники среднего миоцена на глубинах в основном 1–1,3 км. Лишь на месторождении Титас глубина залежи составляет 2,5–3 км. Газ на 95–99% метановый. Неогеновые отложения (песчано-глинистые) рассматриваются как сингенетично газосная формация. Увеличение с глубиной содержания тяжелых углеводородов позволяет предполагать, что ниже (нижний неоген и палеоген) есть и нефть. Суммарные разведанные запасы газа оцениваются в 150 млрд. м³.

К северу от Нижнеиндского и Бенгальского бассейнов симметрично располагаются два небольших нефтеносных бассейна: Потвар-Пенджабский и Ассамский. В Потвар-Пенджабском бассейне продуктивны в основном отложения эоцена и юры на глубинах от 2,3–2,7 км (Дулиан) до 4 и 4,5 км (Кот-Саранг и Тут). В залежах отмечается аномальное пластовое давление, соответственно меняющееся от 250 до 420 и 480 ат. Нефти Потвара отличаются низким газовым фактором, но увеличивающимся с глубиной. Газовая залежь известна на глубоко погруженном месторождении Дулиан. В Ассамском бассейне нефтеносные горизонты приурочены к миоцену на глубинах от 1 до 2,8–3,3 км. Газовая шапка известна лишь на месторождении Рудрасагар на глубине 3 км.

Таким образом, можно считать, что во всех бассейнах процессы углеводородообразования имели место. В западных бассейнах они протекали в основном в палеогене, а в восточных — в неогене. В Потвар-Пенджабском и Ассамском бассейнах, испытавших вначале значительное погружение, а затем некоторый подъем (Потварское плато, например, располагается на высоте около 1000 м), произошло заполнение ловушек как нефтью, так и газом. Газ при отсутствии надежных покрышек улетучился.

Нижнеиндский и Бенгальский бассейны находятся на стадии формирования молассовой толщи. Обнаруженные газовые залежи занимают при-

поднятые ловушки. Можно предполагать, что на больших глубинах в них будут обнаружены и нефтяные залежи. Наоборот, глубокие горизонты Потвар-Пенджабского и Ассамского бассейнов содержат газовые скопления.

Сравнительный анализ нефтегазоносных бассейнов Индостана показывает, что в настоящее время в Нижнеиндском и Бенгальском бассейнах неогеновые и палеогеновые толщи располагаются в зонах преимущественно газообразования. Процессы нефтеобразования начались сравнительно недавно и проходят на больших (3—4 км) глубинах.

Потвар-Пенджабский и Ассамский бассейны, испытывавшие в конце неогена и в антропогене воздымания, лишены газовых скоплений верхней зоны газообразования. Продуктивные горизонты относятся к зоне, отвечающей условиям существования главной фазы нефтеобразования, охватывая интервал глубин до 4—5 км. Ниже должна располагаться нижняя зона газообразования. Ее изучение может привести к открытию газовых залежей.

Таким образом, раздельное прогнозирование нефтеносности и газоносности бассейна должно сводиться к выяснению влияния конкретных обстановок существования бассейна в связи с теоретической моделью нефтегазообразования.

ЛИТЕРАТУРА

- Алексеев Ф.А.* О зональности нефтегазообразования в земной коре по данным изотопных исследований. — Геология нефти и газа, 1974, № 4.
- Буштар М.С.* Основы теории формирования залежей нефти и газа. М., "Недра", 1973.
- Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. — Изв. АН СССР, серия геол., 1967, № 11.
- Вассоевич Н.Б.* Представления И.М. Губкина о стадийности нефтеобразования. — Изв. АН СССР, серия геол., 1971, № 12.
- Вассоевич Н.Б., Высоцкий И.В., Корчагина Ю.И., Соколов Б.А.* Историко-геолого-геохимический метод оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов. — Изв. АН СССР, серия геол., 1971, № 11.
- Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В., Чернышев В.В.* Главная фаза нефтеобразования. — Вестн. МГУ. Геология, 1969, № 6.
- Воскресенский И.А., Кравченко К.Н., Мовшович Э.Б., Соколов Б.А.* Очерк геологии Пакистана. М., "Недра", 1971.
- Высоцкий И.В.* Вертикальная зональность в распределении скоплений углеводородов. — В сб. "Генезис нефти". М., "Недра", 1967.
- Высоцкий И.В.* Теоретическая модель вертикального распределения скоплений углеводородов в стратифере. — В сб. "Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых". М., "Наука", 1973.
- Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А.* Миграция рассеянных битумоидов. М., "Наука", 1971.
- Геодекян А.А., Троцюк В.Я., Ульмишек Г.Ф.* Геолого-геохимические аспекты оценки перспектив нефтегазоносности акваторий. — Советская геология, 1972, № 10.
- Неручев С.Г.* Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л. "Недра", 1969.
- Неручев С.Г.* К изучению главной фазы нефтеобразования. — В сб. "Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых". М., "Наука", 1973.
- Оленин В.Б., Соколов Б.А.* Распределение природного газа на земном шаре. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1963, № 3.

- Сергеев А.М., Соколов Б.А.* О стадийном развитии нефтегазоносных бассейнов Индостана. – Вестн. МГУ. Геология, 1968, № 1.
- Соколов Б.А., Гайнанов А.Г., Несмеянов Д.В., Сергеев А.М.* Нефтегазоносность морей и океанов. М., "Недра", 1973.
- Соколов Б.А., Мовшович Э.Б.* Эволюция осадочных бассейнов как основа прогноза и нефтегазоносности. – Изв. АН СССР, серия геол., 1973, № 7.
- Соколов В.А.* Процессы образования и миграции нефти и газа. М., "Недра", 1965.
- Соколов В.А.* Геохимия природных газов. М., "Недра", 1971.
- Трофимук А.А., Конторович А.Э., Вышемирский В.С.* Успехи органической теории происхождения нефти. – В сб. "Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых". М., "Наука", 1973.

КАЧЕСТВЕННАЯ И ПОЛУКОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКИХ ГОРИЗОНТОВ РАЗНОВОЗРАСТНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ СССР

Успешное развитие газовой промышленности в значительной степени зависит от опережающего роста разведанных ресурсов этого вида полезных ископаемых. В связи с этим особую актуальность приобретает выбор новых перспективных направлений разведки на газ, к числу которых относится оценка и освоение газовых ресурсов больших глубин (более 5 км).

Обобщение результатов бурения на глубокие горизонты в СССР и за рубежом показало, что в интервале глубин 4–7 км имеются все необходимые и достаточные геолого-геохимические предпосылки для генерации, аккумуляции и консервации промышленных скоплений углеводородов, в том числе и крупных (Соколов, Лоджевская, 1967; Чайковская, 1973, и др.). Газовые и нефтяные месторождения на глубинах свыше 4–5 км открыты во многих странах: СССР, США, Франции, Италии, Австрии и др. Однако в связи с крайне ограниченным объемом геологической информации оценка газонефтеносности больших глубин пока еще носит сугубо вероятностный характер и отражает скорее степень геологической изученности, чем истинные запасы углеводородов, заключенных в глубоких недрах. Отсюда вытекает острая необходимость разработки геолого-геохимических критериев, позволяющих повысить надежность прогноза характера и масштабов генерации и аккумуляции углеводородов (УВ) в глубоких горизонтах.

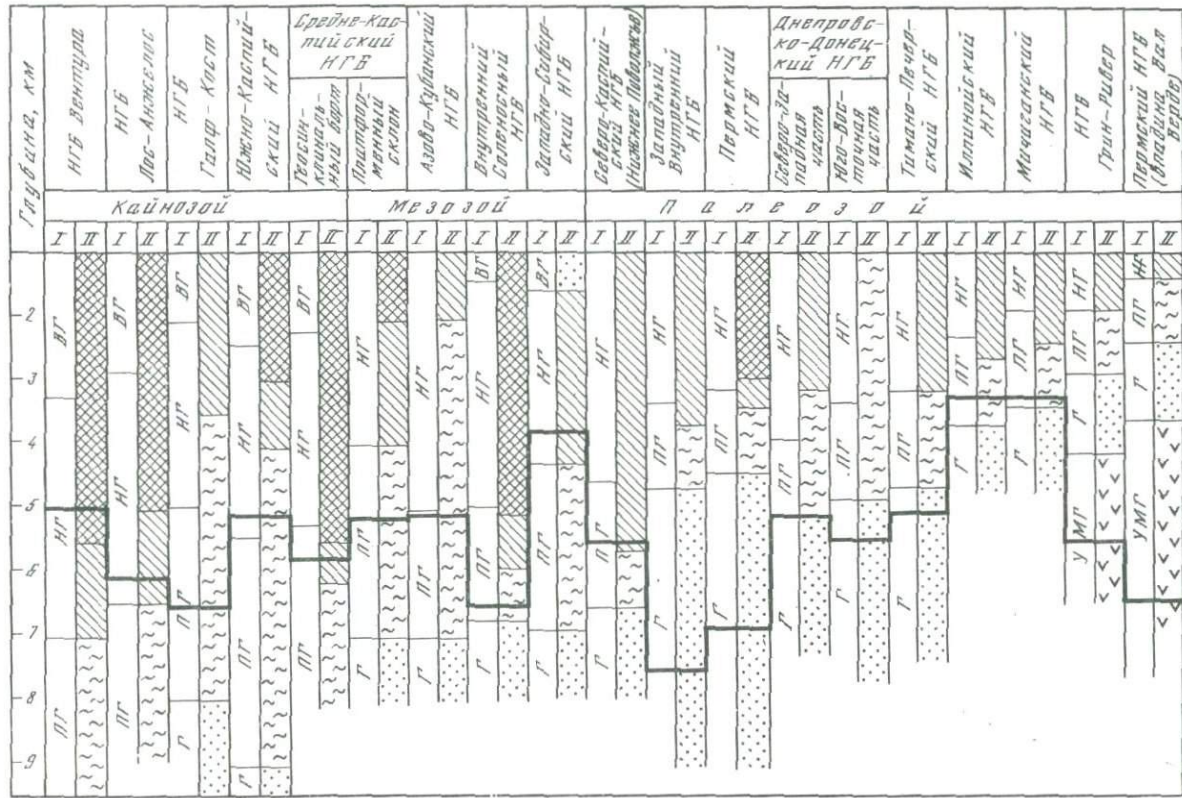
Методы качественной оценки газоносности. Анализ представительного геологического материала показал, что в распределении нефти и газа в различных нефтегазоносных бассейнах (НГБ) наблюдаются некоторые общие закономерности, обусловленные взаимным влиянием ряда геолого-геохимических процессов. Ведущим из них является эволюция во времени типов и стадий катагенеза органического вещества (ОВ). Газообразование — процесс более универсальный, чем нефтеобразование, так как последнее проявляется лишь на средних этапах катагенеза и связано с сапропелевым или смешанным типами ОВ (Вассоевич, 1967). Газообразование протекает на всех стадиях эволюции ОВ — от диагенеза до глубокого катагенеза — и охватывает более широкий спектр осадочных пород, включая континентальные угленосные и субугленосные отложения (Ермаков, 1972; Родионова, Максимов, 1971, и др.). Пространственная фиксация в осадочном комплексе циклов нефтегазообразования (средние этапы катагенеза сапропелевого и смешанного ОВ) и газообразования (гумусовый тип, либо начальные и заключительные стадии катагенеза сапропелевого ОВ) создает зональность в распределении нефти и газа (Соколов, 1948; Вассоевич, 1954; Высоцкий, Оленин, 1964, и др.). Эта зональность может быть названа **генетической**. Установление принадлежности изучаемой части разреза к определенной генетической зоне — первый и необходимый этап

качественной оценки характера нефтегазоносности, полностью применимый и к глубоким горизонтам. Для диагностики генетической зональности разработан обширный арсенал геолого-геохимических методов, среди которых наиболее надежный — определение катагенеза ОВ по отражательной способности витринита. В качестве дополнительного критерия можно использовать определение степени катагенной измененности углеводородов в залежах, так как прогрессивный катагенез ОВ вызывает синхронные изменения ряда геохимических параметров и в порождаемых им УВ. Прослеживание по ряду прямых и косвенных данных смены генетических зон по вертикали в изученных бурением частях НГБ дает возможность более надежно прогнозировать характер нефтегазоносности глубоких горизонтов в малоизученных или вовсе не затронутых глубоким бурением регионах.

Анализ результатов глубокого бурения показал, что в интервале глубин 4,0—7,5 км вскрываются различные генетические зоны: нефтегазогенерации и (или) нижней преимущественной или исключительной газогенерации. В соответствии с этим преобладающий тип продукции представлен широким геохимическим спектром УВ — от циклических нефтей до сухих метановых и даже углекислометановых газов. При этом отчетливо отмечается связь характера нефтегазоносности с возрастом вскрываемых на больших глубинах отложений, а в НГБ с кайнозойско-мезозойским выполнением, кроме указанной связи, проявляется влияние преобладающего типа органического вещества. Весьма примечательно, что от древних нефтегазоносных бассейнов к молодым происходит последовательное углубление генетических зон (см. рисунок). Большинство рассмотренных НГБ относится в основном к унаследованно развивавшимся, так что значительный подъем глубинных генетических зон за счет эрозии значительных частей разреза, а тем более инверсии, по-видимому, исключается. Фиксируемая разница в типах продукции и глубинном положении генетических зон, вероятнее всего, связана с различиями в стадиях катагенной эволюции ОВ и порождаемых им УВ в разновозрастных НГБ (Чайковская, 1972). Прямым подтверждением этому служит то, что в миоценовых отложениях Галф-Коста на глубинах свыше 4 км катагенез ОВ достиг лишь длиннопламенной стадии, а на тех же глубинах в кембryo-ордовикских отложениях Пермского бассейна — антрацитовой (Лопатин, Бостик, 1973). Судя по современным температурам, которые для многих унаследованных НГБ являются максимальными, следовало бы ожидать в изменении глубинного положения генетических зон противоположную тенденцию, а именно — углубление зональных границ от молодых НГБ к

Глубинное положение генетических и морфологических зон в разновозрастных НГБ

I — генетические зоны: 1 — верхняя зона газогенерации, 2 — зона нефтегазогенерации, 3 — зона преимущественной газогенерации, 4 — нижняя зона газогенерации, 5 — зона генерации углекисло-метановых газов; II — морфологические зоны: 6 — зона преимущественной нефтеносности, 7 — зона нефтегазоносности, 8 — зона преимущественной газоносности, 9 — зона исключительной газоносности, 10 — зона распространения углекисло-метановых газов; 11 — выше черты глубинное положение морфологических зон, доказанное бурением, ниже — предполагаемое



I ВГ 1 НГ 2 ПГ 3 Г 4 УМГ 5 II 6 7 8 9 10 11

древним, так как в последних температуры на 5 км составляют 100–150°C, а в молодых 170–215°C. Из сопоставления этих фактов следует, что, по-видимому, глубина катагенной преобразованности ОВ и сопутствующих ему УВ (в залежах) зависит не только от абсолютных величин современных или палеотемператур, но и от длительности их воздействия (Вассоевич и др., 1969; Лопатин, Бостик, 1973; Чайковская, 1974, и др.). В этом случае возраст вмещающих пород является как бы интегрирующей составляющей всей совокупности геохимических и геологических процессов, обуславливающих глубину катагенеза ОВ и УВ. Следовательно, для приближенной качественной оценки характера нефтегазоносности глубоких горизонтов в малоизученных регионах в качестве классификационных признаков могут быть положены возраст перспективных комплексов и вероятный тип преобладающего в них ОВ (сапропелевый, смешанный или гумусовый) (таблица).

Методы количественной оценки газоносности. Количественная оценка ресурсов УВ и истинное соотношение в недрах жидких и газообразных их дериватов обусловлена не только принадлежностью к определенной генетической зоне, но и зависит от влияния ряда других геологических факторов и в первую очередь от масштабов и форм вертикальной и латеральной миграции и условий сохранности залежей. Взаимное влияние суммы геологических факторов приводит к искажению в ряде случаев генетической зональности и формированию видимой или **морфологической** зональности. Поэтому количественная оценка масштабов газонефте-накопления в глубоких горизонтах — задача несоизмеримо более сложная и трудоемкая.

Анализ распределения ресурсов газа и нефти в разнотипных НГБ показал, что определенные их группы имеют одинаковый набор и последовательность сонахождения морфогенетических зон. По этому признаку все НГБ можно разделить на две неравнозначные в практическом отношении группы.

С первой группой — НГБ длительного и устойчивого прогибания на протяжении всей или большей части их геологической истории — связаны основные объемы разведанных и прогнозных запасов УВ мира. Эта группа НГБ характеризуется более полным набором генетических зон и последовательной сменой их по глубинам. Значительное искажение генетической зональности в распределении газа и нефти по глубинам фиксируется относительно редко (чаще всего в регионах с грязевым и соляным диапиризмом). Именно в унаследованно развивающихся бассейнах наблюдается взаимосвязь между глубинами залегания генетических зон и возрастом основных нефтегазоносных комплексов, что значительно облегчает оценку газонефтеносности глубоких горизонтов в их пределах.

Ко второй группе относятся НГБ с полной (неоднократной) или частичной инверсией бассейна в целом или значительных его частей. Бассейны этого типа характеризуются фрагментарным и непоследовательным набором генетических зон. В этой группе НГБ за счет инверсии может быть приближена к поверхности или выведена на нее любая из генетических зон. Возрастной принцип оценки перспектив газонефтеносности глубоких горизонтов в их пределах чаще всего неприменим. Как правило,

ТАБЛИЦА

Качественная оценка нефтегазоносности перспективных на глубинах более 5 км земель СССР*

Нефтегазоносный бассейн		Возраст слагающих пород	Преобладающий тип <i>ОВ</i>	Преобладающий тип продукции УВ
Южно-Каспийский	Центральная часть НГБ (включая акватории)	Кайнозой	Смешанный	Газонефтеносность
	Западные краевые части (Азербайджан)	То же	То же	Нефтегазоносность
	Восточные краевые части (Западная Туркмения)	"	Гумусовый	Газонефтеносность
Азово-Кубанский	Платформенный склон	Мезозой	"	Газоносность (газонефтеносность) **
	Геосинклинальный борт	Кайнозой-мезозой	Смешанный	Нефтегазоносность и нефтеносность
Средне-Каспийский	Платформенный склон	Мезозой	То же	Газонефтеносность
	Геосинклинальный борт	То же	"	Нефтегазоносность (нефтеносность)
Каракумский	Амударьинская впадина	"	Гумусовый	Газоносность
	Мургабская впадина и Предколлетдагский прогиб	"	Гумусовый и смешанный	Газоносность и газонефтеносность
Западно-Сибирский (включая Хатангский прогиб)	Внутренние впадины	"	Смешанный	Газонефтеносность
	Северные районы	Палеозой	Сапропелевый и смешанный	Газоносность

* Не включены нефтегазоносные бассейны с площадью перспективных по глубоким горизонтам земель менее 50 тыс. км².

** Подчиненный тип продукции УВ.

Окончание таблицы

Нефтегазоносный бассейн		Возраст слагающих пород	Преобладающий тип ОВ	Преобладающий тип продукции УВ
Верхоянско-Вилуйский	Краевой прогиб	Мезозой	Гумусовый	Газоносность (газонефтеносность)
	Платформенный склон	Палеозой	Смешанный	Газонефтеносность (газоносность)
Северо-Каспийский	Прикаспийская впадина и Предуральский прогиб	То же	Смешанный и гумусовый	Газоносность (газонефтеносность до 6 км)
	Платформенные краевые части	”	Смешанный	Нефтегазоносность и газонефтеносность
Днепровско-Донецкий	Юго-восточная часть	”	Гумусовый, смешанный	Газоносность
	Северо-западная часть	”	Смешанный	Газонефтеносность
Тимано-Печорский	Платформенная часть	”	То же	Газонефтеносность (нефтегазоносность)
	Предуральский прогиб	”	Смешанный и гумусовый	Газоносность (газонефтеносность)
Тунгусский	Внутренние впадины	Нижний палеозой-рифей	Сапропелевый	Газоносность (газонефтеносность)
Среднерусский	Центральный авлакоген	Рифей	То же	Газоносность (?)
Иркутский	Центральные впадины	Нижний палеозой – рифей	”	Газоносность (газонефтеносность)

эти группы бассейнов характеризуются и максимально неблагоприятными условиями сохранности УВ, особенно газообразных.

Для количественной и качественной оценки масштабов газонефтеаккумуляции в НГБ первой группы в большей степени, чем для второй, применим метод геологических аналогий. Суть его в перенесении выявленных закономерностей распределения газа и нефти по глубинам и площади в хорошо изученных НГБ (прототипах) на менее изученные регионы, сходные по истории геологического развития, с учетом возраста слагающих пород.

Вероятные масштабы газообразования и газонакопления на больших глубинах могут быть оценены различными геохимическими и геологическими методами. Остановимся на двух из них: на определении масштабов генерации газа расчетным и экспериментальными методами и на анализе плотностей разведанных ресурсов газа в наиболее изученных глубоким бурением НГБ.

На больших глубинах органическое вещество находится на средних (НГБ молодых платформ и прогибов) или глубоких (НГБ древних платформ) стадиях катагенеза и принадлежит соответственно генетическим зонам нефтегазогенерации (главная фаза нефтеобразования по Н.Б. Вассоевичу) или преимущественной и исключительной газогенерации. Для гумусового типа ОВ в зоне нефтегазогенерации масштаб образования термокаталитических углеводородных газов достаточно велик, хотя и уступает нижележащей зоне. Это подтверждено расчетными и экспериментальными данными (Рогозина и др., 1974, и др.). При сапропелевом РОВ в этой же зоне, по расчетным данным, происходит максимальный расход ОВ на образование жидких УВ, в связи с чем предполагается резкое снижение масштабов газообразования (Неручев и др., 1973). Однако экспериментальные данные ВНИИГаз свидетельствуют, что главная фаза нефтеобразования сопровождается выделением огромных количеств газообразных продуктов. Поэтому, несмотря на кислый состав газов, абсолютный выход УВ в расчете на кг ОВ сопоставим по масштабу с таковым для гумусовых углей средних стадий катагенеза.

Масштаб образования углеводородных газов в нижней зоне преимущественной или исключительной газогенерации для гумусового типа ОВ максимален как по расчетным (Рогозина и др., 1974), так и экспериментальным данным (Арефьев и др., 1974). Интенсивность генерации метана неуклонно возрастает от коксовой стадии до антрацитово-сапропелевой по шкале углей, также генерирует огромные массы газообразных УВ, теряя до 20% весовых от исходной массы ОВ. Это дало право некоторым исследователям связывать с этими глубокими стадиями катагенеза сапропелевого РОВ главную фазу газообразования (Неручев и др., 1973).

Опыт разведки глубоких горизонтов (свыше 4,5 км) также подтверждает наличие значительных ресурсов природного газа в генетических зонах как нефтегазогенерации (Гальф-Кост, Южно-Каспийский НГБ, Внутренний соленосный и др.), так и нижней-газогенерации (Пермский, Западный внутренний, Днепровско-Донецкий НГБ и др.). В США на начало 1971 г. остаточные разведанные запасы газа на глубинах более 4,5 км

оценивались примерно в 2 трлн. м³, из них в наземной части — в 1,1 трлн. м³, а прогнозные не менее 8—9 трлн. м³. Средняя плотность разведанных запасов газа в глубоких горизонтах впадин Де-лавер—Вал-Верде Пермского НГБ составляет более 200 млн. м³ на 1 км², а в промышленно газоносной зоне достигает 350 млн. м³ на 1 км².

Опыт количественной оценки газовых ресурсов глубоких горизонтов СССР. Учитывая все изложенное, можно приблизительно оценить газовые ресурсы глубоких горизонтов (5—7 км) нефтегазоносных бассейнов СССР. Площадь перспективных земель на глубинах свыше 5 км составляет примерно 3,5 млн. км². Если принять среднюю плотность запасов газа 100 млн. м³ на 1 км² (что в 3,5 раза меньше плотности разведанных запасов в Пермском НГБ), то прогнозные запасы газа в интервале 5—7 км составят 350 трлн. м³. Из них на НГБ Европейской части СССР приходится 110 трлн. м³, на Среднюю Азию примерно 50 трлн. м³, а на Западную и Восточную Сибирь около 190 трлн. м³.

Несмотря на все несовершенство этих ориентировочных подсчетов, можно полагать, что полученные цифры более объективно отражают масштаб газонакопления в глубоких горизонтах, чем базирующиеся только на степени изученности больших глубин, крайне незначительной по Союзу в целом.

В Европейской части СССР к наиболее перспективным объектам для разведки глубоких горизонтов относятся Прикаспийская впадина (площадь перспективных земель 500 тыс. км²) и Тимано-Печорский регион (около 200 тыс. км²). Палеозойский возраст пород, слагающих глубокие горизонты этих регионов, позволяет предполагать, по аналогии со сходными нефтегазоносными бассейнами США, преимущественную или исключительную газоносность их глубоких недр и плотность запасов не меньшую, чем в прототипах.

Для Прикаспийской впадины выполненные ранее расчеты по методу геологических аналогий и с учетом первых успехов освоения подсолевого газа показали, что газовые ресурсы ее глубоких недр могут быть оценены в 100 трлн. м³. Из них на технически доступных глубинах (5—7 км) заключено не менее 20—30 трлн. м³ (Соколов и др., 1972).

Сопоставимые данные были получены и при подсчете газовых ресурсов глубоких недр Прикаспия объемно-генетическим методом, основанным на методике С.Г. Неручева, Е.А. Рогозиной и Л.Н. Капченко (1973). Масштаб газообразования в подсолевом палеозое Прикаспия на высоких стадиях катагенеза РОВ составил 3000 трлн. м³. При коэффициенте концентрации всего лишь 3—4% ресурсы газа глубоких недр оцениваются не менее чем в 100 трлн. м³. Хорошая сходимость этих данных, полученных разными методами, подтверждает высокие перспективы газоносности подсолевого палеозоя Прикаспия и выдвигает последний в число первоочередных объектов разведки на газ.

В свете изложенных данных глубокие горизонты НГБ Европейской части СССР можно рассматривать как значительный резерв для развития газодобывающей промышленности. Экономическая эффективность увели-

чения разведанных запасов газа вблизи основных источников их потребления очевидна. Это позволяет считать техническое освоение больших газовых месторождений в массовом масштабе в Европейской части СССР актуальной народнохозяйственной задачей.

ЛИТЕРАТУРА

- Арефьев О.А., Гуляева Н.Д., Петров Ал.А.* и др. Катагенез органического вещества по экспериментальным данным. — Тезисы докладов IV Союзного семинара "Органическое вещество в современных и ископаемых осадках". Изд-во МГУ, 1974.
- Вассоевич Н.Б.* Основные стадии изменения осадка и породы (стадии литогенеза). — В кн. "Спутник полевого геолога-нефтяника", т. II. Л., Гостоптехиздат, 1954.
- Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. — Изв. АН СССР, серия геол., 1967, № 11.
- Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В., Чернышев В.В.* Главная фаза нефтеобразования. — Вести. МГУ, Геология 1969, № 6.
- Высоцкий И.В., Оленин В.Б.* Глубинная зональность в распределении скоплений углеводородов. — Вести. МГУ, Геология, 1964, № 6.
- Ермаков В.И.* Особенности образования и накопления природного газа в угленосных формациях. — Обзор. Серия "Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа". М., ВИЭМС, 1972.
- Лопатин Н.В., Бостик Н.Х.* Геологические факторы катагенеза углей. — В кн. "Природа органического вещества современных и ископаемых осадков". М., "Наука", 1973.
- Неручев С.Г., Rogozina Е.А., Капченко Л.Н.* Главная фаза газообразования — один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого рассеянного органического вещества. — Геология и геофизика, 1973, № 10.
- Rogozina Е.А., Неручев С.Г., Успенский В.А.* О месте и условиях проявления главной фазы газообразования в процессе погружения осадков. — Изв. АН СССР, серия геол., 1974, № 9.
- Родионова К.Ф., Максимов С.П.* Критерии диагностики нефтегазоматеринских пород. — Труды ВНИГНИ, 1971, вып. 98.
- Соколов В.А.* Очерки генезиса нефти. М., Гостоптехиздат, 1948.
- Соколов В.Л., Лоджéвская М.И.* Эффективность разведочного бурения на большие глубины. — Геология нефти и газа, 1967, № 11.
- Соколов В.Л., Полякова Е.Г., Чайковская Э.В.* Вероятные ресурсы природного газа в Прикаспийской впадине. — Газовая промышленность, 1972, № 1.
- Чайковская Э.В.* Вещественный состав углеводородных скоплений как результат стадийности развития нефтегазоносных бассейнов. — В кн. "Происхождение нефти и газа и формирование месторождений". М., "Недра", 1972.
- Чайковская Э.В.* Прогноз нефтегазоносности больших глубин в разновозрастных бассейнах по данным глубокого бурения в СССР и США. — Обзор. Серия "Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа". М., ВИЭМС, 1973.
- Чайковская Э.В.* Геохимические особенности свободных газов глубоких горизонтов в разновозрастных нефтегазоносных бассейнах США. В сб. "Поиски и разведка газоносных горизонтов на больших глубинах. — Труды ВНИИГаз, 1974, вып. 46/54

О ВЛИЯНИИ ПАЛЕОТЕМПЕРАТУР НА ПРОЦЕССЫ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ

На процессы нефтегазообразования большое влияние оказывает температура захороненного в осадочных породах органического вещества. Многие ученые, придерживающиеся органической теории происхождения нефти и углеводородного газа, считают, что основным производителем этих полезных ископаемых является термokatалитическая зона осадочной толщи земной коры. Предполагается, что верхняя граница этой зоны соответствует глубинам распространения в земной коре температурного пояса в 60–80°C (в некоторых районах 115–120°C). Термokatалитическая зона подразделяется на верхнюю, нефтегазовую подзону и нижнюю, или метановую (В. А. Соколов).

Стремясь, видимо, придать своим взглядам поисковое значение, сторонники термokatалитического образования нефти и углеводородного газа, используя современный геотермический градиент, привязали эту зону к современным глубинам осадочного чехла земной коры. Так, считается, что максимальная интенсивность процессов образования нефти имеет место на глубинах 2–4 км, в зависимости от геохимических условий нефтегазоносного бассейна и особенностей погружения толщ осадочных пород. Указанный интервал соответствует "главной фазе нефтеобразования" Н. Б. Вассоевича, которая реализуется примерно на тех же глубинах.

Изучение максимальных палеотемператур в осадочных породах по катагенному изменению витринита угольных включений, проводимое в ИГиРГИ под руководством И. И. Аммосова, выявило в ряде районов следы повышенных палеотемператур в нефтегазоносных отложениях, не погружавшихся на глубины, значительно превышавшие 1000 м.

Н. А. Кудрявцев в книге "Генезис нефти и газа" (1973) называет несколько нефтеносных территорий, характеризующихся непосредственным залеганием нефтесодержащих осадочных пород на кристаллическом фундаменте, небольшими максимальными палеоглубинами и залежами нефти в условиях, не благоприятных для ее латеральной миграции. В книге указывается на тот факт, что температура в основании осадочных толщ некоторых крупных нефтеносных провинций (Волго-Уральская и др.) не превышает верхнего температурного предела глубин, на которых начинает проявляться главная фаза нефтеобразования. Используя эти соображения, Н. А. Кудрявцев ставит под сомнение теорию термokatалитического образования нефти и газа из органического вещества горных пород.

В связи с этими обстоятельствами необходимо остановиться на рассмотрении некоторых результатов определений максимальных палеотемператур по отражательной способности витринита, выполненных коллективом Лаборатории парагенеза каустобиолитов ИГиРГИ. Следует сразу отметить, что современные пластовые температуры, как и следовало ожидать, оказались значительно ниже палеотемператур. Для примера мож-

Современные пластовые температуры и максимальные палеотемпературы недр некоторых районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции
(по В.И. Горшкову)

Район	Возраст отложений	Интервал глубины, м	Современная пластовая температура, T°, C	Отражательная способность витринита, $10R^a$	Предполагаемая палеотемпература (максимальная), T°, C
Татарский свод (Южное погружение)	C_1	1200–1260	27–29	73–74	110–115
	D_{2-3}	1920–2015	43–47	78–79	135–140
Серноводско-Абдулинская впадина	C_1	1260–1800	23–36	67–72	70–100
	D_{2-3}	1900–2350	43–54	74–76	115–125
Район к югу от Серноводско-Абдулинской впадины	C_1	1340–1730	31–34	73–76	110–115
	D_{2-3}	2540–2600	56–57	77–82	130–155

R^a – отражательная способность витринита в воздухе.

но привести данные В.И. Горшкова по геотермии и палеогеотермии недр южного погружения Татарского свода, Серноводско-Абдулинской впадины и района, расположенного к югу от нее (Волго-Уральская провинция) (таблица).

Учитывая эти данные, вряд ли есть необходимость подробно останавливаться на критике Н.А. Кудрявцевым термokatалитической теории образования нефти и газа из захороненного в осадочных породах органического вещества, поскольку критика эта основывалась не на действительно имевших место температурах (палеотемпературах), а на современных более низких температурах. Нельзя также, на наш взгляд, придавать и всеобщее значение главной фазе нефтегазообразования, особенно тем глубинам, на которых будто бы преобладали основные процессы нефтегазообразования.

В южной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции региональный фон катагенных изменений и палеотемператур продуктивных палеозойских толщ характеризуется увеличением интенсивности от Тиманской антеклизы в сторону Урала¹. В этом направлении возрастает средняя плотность терригенных пород, уменьшается их пористость, а степень катагенеза угольных включений изменяется от стадий длиннопламенной и газовой в девонских и каменноугольных отложениях Ухтинской антиклинали и Омра-Сойвинского выступа до коксовой и тощей стадий во внутренней зоне Предуральского краевого прогиба. Общий фон осложняется аномалиями, связанными с особенностями геологи-

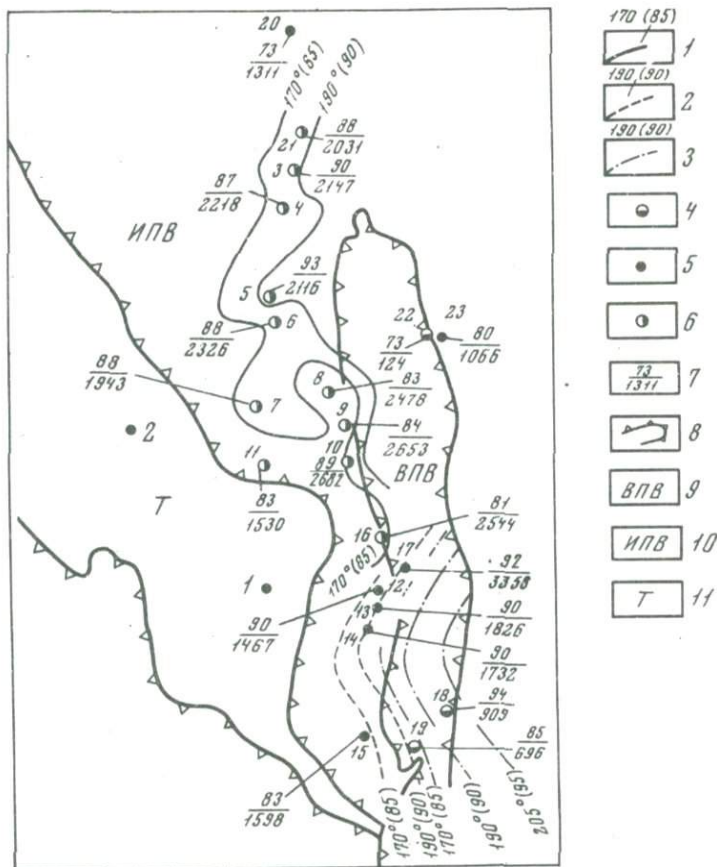
¹ Определение стадий катагенеза и палеотемператур в Тимано-Печорской и Волго-Уральской (север) провинциях выполнено Г.С. Калмыковым.

ческого развития тектонических зон Печоро-Кожвинского авлакогена, Средне-Печорского поперечного поднятия, некоторых глубинных разломов. В этой части провинции выявлено t_r и субмеридиональные зоны примерно одинаковых палеотемператур — в девонских, каменноугольных и нижнепермских отложениях. Зоны смещаются относительно друг друга в восток-юго-восточном направлении, в сторону Колвинской седловины Предуральского прогиба, в указанной стратиграфической последовательности (см. рисунок).

Повышенными стадиями катагенеза и соответственными величинами палеотемператур выделяются девонские отложения на Тэбук-Савиноборской тектонической ступени и южнее, в районе Джебола. Зафиксированные здесь палеотемпературы ($160-180^{\circ}\text{C}$) выше тех, которые можно было бы ожидать, исходя из реконструкций максимальных погружений осадочных толщ. В Серноводско-Абдулинской впадине Волго-Уральской провинции палеотемпература среднедевонских отложений, залегающих на глубинах $1900-2350$ м, не превышала 125°C , а на Западно-Тэбукской и Лемъюской площадях Ижма-Печорской впадины Тимано-Печорской провинции те же самые по возрасту толщи, развитые в интервале указанных глубин, претерпевали палеотемпературы до 190°C . В пределах самой Тэбук-Савиноборской площади катагенез выше, чем в расположенных ближе к Предуральскому краевому прогибу и испытывавших большие погружения девонских отложениях Северо-Савиноборской и Восточно-Савиноборской площадей. Далее к востоку, на Пашнинской площади вновь отмечается увеличение палеотемператур до 185°C .

Более высокими палеотемпературами платформенные районы юга Тимано-Печорской провинции отличаются от аналогичных структурных зон Волго-Уральской провинции и по отложениям нижнего отдела каменноугольной системы. Палеотемпературы нижневизейских отложений в пределах платформенной части Волго-Урала, как правило, не превышали 150°C , и только в зоне Чермозского глубинного разлома (Пермская область), Чинаревской и Ташлинской площадей (юг Оренбургской области) достигают 170°C . На территории Татарского свода отражательная способность витринита этих отложений не превышает 74 ($10R^a$), что примерно соответствует 115°C .

Интересно отметить, что для изученных терригенных отложений девонской и каменноугольной систем Татарского свода характерны минимальные значения отражательной способности витринита во всей Волго-Уральской провинции. Исключение составляет, как это указывалось выше, лишь территория Серноводско-Абдулинской впадины, где развита мощная толща рифейских и вендских осадочных образований. Однако Татарский свод, с точки зрения палеотемператур, можно рассматривать как территорию, где в отложениях девонской и каменноугольной систем существовали благоприятные для нефтеобразования термokatалитические условия. В то же время относительно низкие палеотемпературы, господствовавшие в недрах Татарского свода в процессе его формирования, способствовали сохранению здесь пластов с первоначально хорошими коллекторскими свойствами.



Распределение палеотемператур в палеозойских отложениях южной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

1 — палеоизотермы в °С по отложениям среднего девона (в скобках — величина отражательной способности витринита, 10R^a); 2 — то же, по отложениям нижнего карбона; 3 — то же, по отложениям нижней перми; 4 — площади, опробованные на катагенез по нижнепермским отложениям; 5 — то же, по нижнекаменноугольным терригенным отложениям; 6 — то же, по среднедевонским терригенным отложениям; 7 — в числителе — отражающая способность витринита (10R^a), в знаменателе — глубина отбора пробы (м); 8 — границы крупных тектонических элементов; 9 — Верхне-Печорская впадина; 10 — Ижма-Печорская впадина; 11 — Тиман. Площади (цифры на схеме): 1 — Зеленецкая, 2 — Тиманская, 3 — Верхне-Лыжская, 4 — Лузская, 5 — Ира-Иольская, 6 — Лемьюская, 7 — Западно-Тэбукская, 8 — Северо-Савиноборская, 9 — Восточно-Савиноборская, 10 — Пашнинская, 11 — Джьерская, 12 — Джебольская, 13 — Пальюская, 14 — Правобережная, 15 — Малиновская, 16 — Роща-Иольская, 17 — Ильчская, 18 — Средне-Андогская, 19 — Патраковская, 20 — Большемутнинская, 21 — Тереховейская, 22 — Андроновская, 23 — Еджид-Кыртинская

Рассмотренные палеотемпературные различия девон-карбоновых отложений юга Тимано-Печорской и Волго-Уральской провинций могут быть связаны с более интенсивным тепловым потоком, характеризовавшим байкальский фундамент Тимано-Печорской провинции, и более слабым прогревом в зонах относительно более древнего фундамента Волго-Уральской провинции. Аномалии палеотемператур в пределах Тэбук-Савиноборской ступени связаны с местными геологическими особенностями. Повышение палеотемпературы среднедевонских терригенных отложений на Западно-Тэбукской площади до 180° , по-видимому, обусловлено, с одной стороны, тепловым влиянием фундамента, залегающего здесь относительно близко к продуктивным толщам, и с другой, наличием перекрытых осадочной толщей глубинных разломов. На Джьерской и Савиноборской площадях продуктивные горизонты терригенных девонских отложений отделены от фундамента мощным комплексом додевонских пород и поэтому, несмотря на пребывание их в более погруженных, чем на Западно-Тэбукской площади, условиях, они характеризуются пониженными значениями палеотемператур. На это обстоятельство следует обратить особое внимание, поскольку все исследованные внутриплатформенные впадины Волго-Уральской провинции (Верхне-Камская, Серноводско-Абдулинская), выполненные мощными додевонскими осадочными отложениями, также обладают пониженными палеотемпературными градиентами, рассчитав которые (например, по палеотемпературам брикковских и среднедевонских отложений), можно с некоторой долей вероятности прогнозировать величины палеотемператур в интересующих нас более древних горизонтах и, таким образом, судить о наиболее перспективных направлениях для поисков в них залежей нефти или свободного газа.

Сравнительно резкое повышение палеотемпературы, зафиксированное в терригенных отложениях девона на Пашининской площади, можно объяснить воздействием тепловых потоков, поднимавшихся здесь по имеющимся нарушениям сплошности пород несквозного типа. Такого рода местный палеоразогрев пластов пород и связанное с ним формирование положительных палеотемпературных аномалий наблюдается и в некоторых районах Урало-Поволжья. В частности, можно указать на образование обширной аномалии в зоне развития близкого к широтному простиранию Чермозского разлома, вдоль которого и в несколько удаленных от него участках терригенные отложения франского и визейского ярусов прогревались соответственно до 170 и 150°C .

Характерным как для Тимано-Печорской, так и для Волго-Уральской нефтегазоносных провинций является развитие относительно высоких палеотемператур в палеозойских осадочных отложениях впадин Предуральского краевого прогиба. Особенно высокие значения их фиксируются вдоль внутренних бортов этих впадин.

Указанное явление, по-видимому, связано с процессами распределения глубинных источников тепла и, вероятно, обусловлено приближенным залеганием в этих тектонических зонах к земной коре, по сравнению с Русской платформой, зон "мягкой мантии" (астеносферы), характеризующейся высокими температурами вещества верхней мантии.

Однако следует иметь в виду, что палеотемпературы одновозрастных отложений отдельных впадин неодинаковы. Наименьшие их значения фиксируются в палеозойских отложениях Соликамской впадины, а максимальные — в Верхне-Печорской и Юрюзано-Сылвенской впадинах. Интересно отметить, что имеются и существенные различия в распределении залежей нефти и газа в пределах этих впадин. Так, для Соликамской впадины установлена преимущественная нефтеносность палеозойских отложений, тогда как вдоль восточных бортов Юрюзано-Сылвенской и Верхне-Печорской впадин выявлены газовые и газоконденсатные месторождения.

Высокая стадия катагенеза пермских отложений южной части Ижма-Печорской и Верхне-Печорской впадин способствовала интенсивному термokatалитическому преобразованию органического вещества этих толщ. Здесь в направлении с запада на восток, в сторону Предуральского краевого прогиба, на фоне увеличения палеотемператур и палеопогружений по целому ряду скважин отмечается возрастание относительного количества метана в углеводородных газах замкнутых пор пород пермской системы. Так, по профилю скв. 528, 529, 537, 531 Правобережной площади, где палеотемпературы в пермских отложениях достигали примерно 170°C , содержание метана в углеводородных газах изменяется от 7,1 до 48%. В этой связи показательным является преимущественно метановый состав газовых залежей пермских и каменноугольных месторождений Рассохинского, Пачгинского, Курьинского и Вуктыльского месторождений, расположенных в Предуральском краевом прогибе. Интересно, что содержащие нефтяные углеводороды пермские отложения на юге Ижма-Печорской впадины вряд ли испытывали погружения, значительно превышавшие 1000 м.

Сравнительно неглубокими палеопогружениями характеризуются также и нефтесодержащие терригенные отложения визейского яруса Татарского свода и Бирской седловины Волго-Уральской провинции. Однако обнаруженные здесь палеотемпературы ($75\text{--}100^{\circ}\text{C}$), безусловно, обеспечивали протекание интенсивных термokatалитических процессов нефтеобразования.

Рассмотренные выше данные позволяют выразить мнение, что термokatалитическое преобразование захороненного органического вещества в нефть и газ в благоприятных палеотемпературных условиях могло протекать на разных глубинах. Поэтому не исключено обнаружение залежей нефти и газа и в тех районах, где мощность осадочного чехла является минимальной, а геологическая обстановка неблагоприятна для латеральной миграции углеводородов.

По данным И.И. Аммосова и его соавторов, основная часть суммарных промышленных запасов нефти (около 80%) мезозоя Западно-Сибирской плиты, неогеновых отложений Северного Сахалина, палеозоя Волго-Урала и каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины находится в осадочных породах, в которых отражательная способность витринита ($10R^a$) составляет 71–81, что приблизительно соответствует интервалу палеотемператур $95\text{--}150^{\circ}\text{C}$. В связи с этими фактическими материалами возникает необходимость уточнения современных представлений о тем-

пературных пределах главной фазы нефтеобразования. Возможно, что и эти границы термokatалитической зоны нефтеобразования окажутся не универсальными.

Все вышеизложенное, на наш взгляд, касается и позднекатагенетического процесса газообразования.

ЛИТЕРАТУРА

- Аммосов И.И.* Литификация и нефтеносность. – В кн. "Петрология углей и парагенез горючих ископаемых". М., "Наука", 1967.
- Аммосов И.И., Горшков В.И.* Палеотемпература нефтеносных пород. – В кн. "Проблемы диагностики условий и зон нефтеобразования". М., ИГиРГИ, 1971.
- Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В., Чернышов В.В.* Главная фаза нефтеобразования. – Вестн. МГУ. Геология, 1969, № 6.
- Кудрявцев Н.А.* Генезис нефти и газа. Л., "Недра", 1973.
- Соколов В.А.* Процессы образования нефти и газа. – В сб. "Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений". М., "Недра", 1971.

ГЛОБАЛЬНАЯ ТЕКТНИКА И ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

На современном этапе научно-технической революции осуществляются новые качественные преобразования в науке и технике. В геологической науке они знаменуются появлением новой концепции глобальной тектоники или тектоники литосферных плит (Hess, 1962; Dietz, 1961; Wilson, 1965; Le Pichon, 1968; Morgan, 1968; Isaks, Oliver, Syxes, 1968, и др.). Среди советских геологов идеи глобальной тектоники развиваются П.Н. Кропоткиным, А.В. Пейве, Л.П. Зоненшайн (1972), О.Г. Сорохтиным, С.А. Ушаковым, В.В. Фединским (1974) и др.

Эти идеи вызвали коренной переворот в научной геологической мысли и, по выражению некоторых исследователей, обусловили революцию в науках о Земле. Начался процесс переосмысливания устоявшихся представлений о развитии Земли и окружающей ее природы и, в частности, суждений о закономерностях образования и размещения месторождений полезных ископаемых.

Основная сущность этой концепции, связавшей воедино широкий круг фактов из разных областей геологии, геофизики и геохимии, сводится к обоснованию существования в истории Земли шести главных так называемых литосферных плит: Евразийской, Тихоокеанской, Американской, Африканской, Индийской и Антарктической.

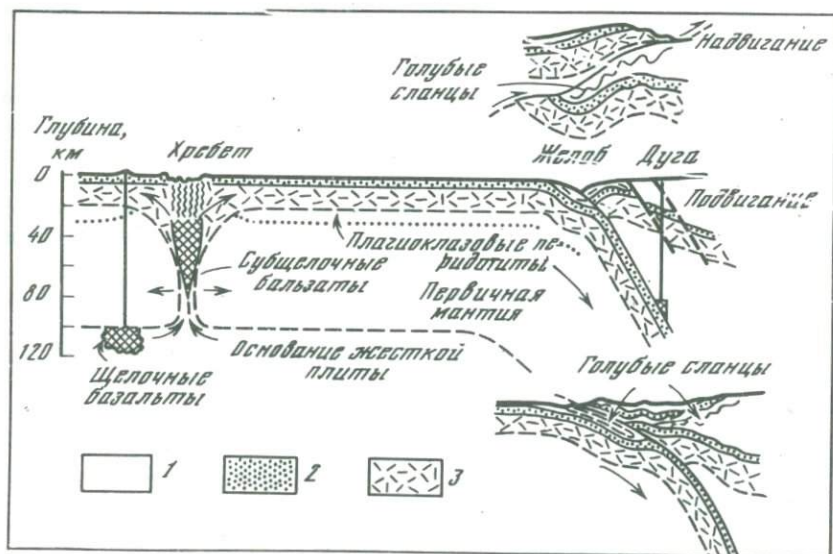


Рис. 1. Принципиальная схема образования океанической коры и поглощения ее в зонах Беньофа (по Р. Колману)

1 — континентальная кора; 2 — океаническая кора; 3 — мантия

В последующей истории, вследствие дифференциальных движений главных плит, возникли второстепенные плиты типа: Филиппинской, Карибской, Юго-Восточно-Азиатской, Восточной Тихоокеанской, Аравийской и др. Допускается, что Евразийская плита в прошлом также подразделялась на Европейскую и Азиатскую.

На границах между плитами, согласно данной концепции, сосредоточена практически вся тектоническая, сейсмическая и вулканическая активность Земли. Эти границы по своей природе и характеру тектонических процессов подразделяются на три типа. Первого типа границы выражены рифтовыми зонами срединно-океанических хребтов. В их пределах происходит раздвижение литосферных плит и формирование новой коры. Второго типа границы выражены глубоководными желобами (зонами Беньофа), окаймляющими континенты или островные дуги. В их пределах происходит сближение литосферных плит в виде поддвигов или надвигов и разрушение земной коры. Третьего типа границы представлены так называемыми трансформными разломами, вдоль которых кора не создается и не разрушается. Иногда границы плит представляют собой комбинацию из отмеченных трех типов. Так, например, Аравийская плита отделена от Африки Аденско-Красноморским океаническим хребтом, одноименной системой разломов и разломом Акаба — Мертвое море. От Индийской плиты она отделена трансформным разломом Оуэн и от Евразийской — структурами сжатия, прослеживающимися в Иране и Турции.

Считается, что Красное море, на дне которого формируется новая кора, представляет собой зарождающийся океан. Еще один океан зарождается в Калифорнийском заливе. Здесь Срединно-Тихоокеанский хребет переходит в систему разломов Сан-Андреас, Тихоокеанская плита передвигается на северо-запад по отношению к Северо-Американской, последняя в свою очередь движется на запад от Срединно-Атлантического хребта.

Исследованиями установлено, что растяжение, осуществляющееся в рифтовых зонах срединно-океанических хребтов, компенсируется сжатием и поддвигом океанической коры под континентальную в зонах Беньофа по периферии океанов. Растяжение литосферы осуществляется вследствие восходящей ветви конвекционных течений мантии; генерируемых теплом радиоактивного распада, а сжатие — нисходящей (рис. 1).

Это подтверждается повышенным тепловым потоком в рифтовых зонах срединно-океанических хребтов и минимальным — в пределах глубоководных желобов. На основании тектоники литосферных плит по-новому (Dickinson, 1971; Dietz, 1972; Зоненшайн, 1972, и др.) рассматривается также развитие геосинклиналей. Согласно этим представлениям, литосферные плиты, заключающие земную кору и часть верхней мантии и обладающие толщиной примерно 120–150 км под континентами и 50–60 км под океаническим дном, передвигаются по пластической части мантии — астеносфере.

Вследствие движения литосферных плит и событий, происходящих в зонах их сочленения, происходит возникновение и развитие геосинклиналей. При этом внешние зоны геосинклиналей — миогеосинклинали об-

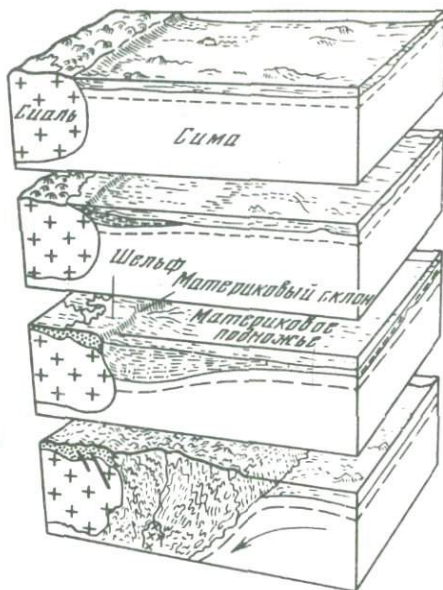
Рис. 2. Геосинклинальный цикл и рост материков (по Р. Дитцу)

разуются в пределах шельфа, т.е. на континентальной (сиалической) коре, а внутренние зоны — эвгеосинклинали — в области континентального склона и его подножья, т.е. в основном на океанической (симатической) коре (рис. 2). Это подтверждается нахождением в эвгеосинклинальных зонах офиолитового комплекса пород (гипербазиты, габбро, высокометаморфизованные голубые сланцы), являющегося характерным для срединно-океанических хребтов. К тому же эвгеосинклинали отличаются повышенной тектонической и магматической активностью. В них в процессе горообразования вследствие сопутствующего вулканизма, интрузий и метаморфизма значительно (в два-три раза) увеличивается мощность осадочных образований.

Эти особенности в развитии миогеосинклинальных и эвгеосинклинальных зон геосинклиналей объясняют их тектонический стиль. Породы миогеосинклиналей, выраженные, как правило, флишевой и молассовой формациями, получили развитие на континентальной плите, т.е. в более спокойной тектонической обстановке, вследствие чего они менее интенсивно дислоцированы. Породы эвгеосинклинальных зон, накапливавшиеся на океанической коре, резко усложнены складчатостью и дизъюнктивными нарушениями, динамически сильно метаморфизованы и превращены в почти геологически некартируемую область.

Образование горного складчатого сооружения осуществлялось в заключительные этапы развития геосинклиналей в процессе их сжатия. При этом устанавливается два основных типа горообразования. Первый тип — результат схождения плит и поддвига океанической коры под континентальную (кордильерный тип). Второй тип горных сооружений возникает в результате столкновения континента с островной дугой или континента с континентом.

Для горных поясов кордильерного типа примечательным является развитие эвгеосинклинальных и миогеосинклинальных зон, отвечающих соответственно континентальному склону, с примыкающим к нему желобу, и континентальному шельфу. В надвигообразовании в этом случае участвуют клинья океанической коры, движущиеся к океану, и более поверхностные покровы осадочных пород и континентального основания, движущиеся к континенту.



Для горных поясов другого типа характерны совмещения, с одной стороны, осадочных формаций континентального шельфа и континентального склона, а с другой — вулканических формаций желоба и островной дуги. Надвигообразование выражается преимущественно в сторону поглощающейся плиты.

В отдельных случаях горные пояса возникают в результате сложной комбинации механизмов горообразования. Так, эволюция Аппалачского горного пояса происходила в ордовике по кордильерному типу и типу островной дуги, а в девоне — по типу столкновения (Дж. Берд, Дж. Дьюи). Альпийско-Гималайская горная система развивалась с раннемезозойского времени вследствие многочисленных столкновений, собравших вместе все микроконтиненты и островные дуги, разбросанные по Тетис-Индийскому океану. Горная система Урала возникла в результате сложных комбинаций разнообразных по возрасту поясов кордильерного типа, микроконтинентов и вулканических дуг, которые затем совмещались при закрытии геосинклинали.

Трансформные разломы, развивавшиеся в большинстве случаев вкрест простирания горных поясов обоих типов, вызывали резкое обрывание линейных зон вулканизма, деформации и метаморфизма геосинклиналей.

Таким образом, согласно новым представлениям, геосинклинали развиваются по краям литосферных плит, в зонах, где осуществляется взаимодействие между континентальной и океанической корой. В процессе горообразования осуществляется перенос пород, накопившихся на океаническом дне, обратно на континент. Здесь они совместно с интрузивными и эффузивными образованиями геосинклиналильных областей обуславливают разрастание континентов.

В свете изложенных новых представлений о развитии Земли и основных ее геоструктурных элементов — геосинклиналей находят подтверждение наши суждения о генезисе нефти и газа, их миграции и накоплении в земной коре (Доленко, 1966, 1967, 1968, 1969).

На основании широких обобщений и анализа фактических материалов по условиям нефтегазоносности земного шара в свое время мы сделали заключение, что основное нефтегазонакопление в земной коре осуществлялось в предгорных прогибах и внутригорных впадинах геосинклиналильных областей, на платформенных склонах, примыкающих к геосинклиналям, и внутриплатформенных впадинах, развивавшихся по геосинклиналильному циклу.

Образование и развитие этих геоструктурных элементов осуществлялось в общей связи с геотектоническим развитием геосинклиналей, обусловленным процессами, происходившими в условиях астеносферы Земли.

В соответствии со схемой образования горных систем, базирующейся на глобальной тектонике, данные геоструктурные элементы являются составной частью внешних зон геосинклиналей — миогеосинклиналей, возникших, как отмечалось, в пределах шельфа континентальной коры. Формирование их осуществлялось в заключительные этапы геотектонического цикла развития геосинклиналей, когда тектонические напряжения достигали своего максимального значения. Это время соответствует пе-

риоду, когда океаническая кора, испытывающая засасывание в зоне Бенюфа, достигала максимальных глубин погружения. Вследствие этого активизировались различного характера процессы астеносферы, вызвавшие в результате инверсию геотектонического режима.

Мы полагаем, что в этих процессах осуществлялся также синтез нефтяных углеводородов. При этом многокомпонентный состав нефти формировался на более погруженных участках астеносферы, где господствовали критические термодинамические условия, а газа — на относительно возвышенных участках при относительно пониженных температуре и давлении. Процесс синтеза газа мог происходить по схеме



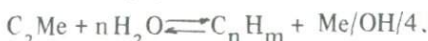
Формирование нефти осуществлялось за счет химических и полиформных превращений метана



до образования всей сложной гаммы нефтяных углеводородов. Синтез нефти мог осуществляться также при взаимодействии карбидов металлов с водой по схеме



или в общей форме



Эти процессы минерального синтеза нефти фундаментально обоснованы Е.Б. Чекалюком (1971) и И.В. Гринбергом (1971). Е.Б. Чекалюк, в частности, отмечает, что нефтепродуктивным слоем мантии может быть известный слой Гутенберга, залегающий под континентами на глубинах 120–200 км. В интервале этого слоя давления изменяются в пределах 30–80 кбар, а температуры — 1200–1800°К. Нефтепродуктивность этого слоя связана, очевидно, с его определенным вещественным составом, т.е. в основном с содержанием двухвалентного железа, воды и углекислоты (Чекалюк, 1971).

Одновременно с геохимическими процессами синтеза нефтяных углеводородов в условиях астеносферы зарождались и развивались к поверхности литосферы глубинные разломы трансформного типа, служившие, в нашем представлении, каналами, по которым глубинные флюиды поднимались из очагов астеносферы к поверхности земной коры. Наиболее проводящими они были на участках максимального смещения пород, в зонах резкого своего изгибания и пересечения с другими разломами, т.е. там, где осуществлялась максимальная деформация пород.

Надо полагать, что весь процесс — синтез нефтяных углеводородов, миграция их по глубинным разломам к поверхности земной коры, фор-

мирование структурно-тектонического плана нефтегазоносных территорий и образование промышленных месторождений нефти и газа — представлял собой единое генетическое целое. Эта взаимосвязь отображена на схеме развития нефтегазоносных провинций (рис. 3). Подчеркнем, что понятие нефтегазоносная провинция, как никакое другое, отображает историю геологического развития нефтегазоносных территорий во взаимосвязи с генезисом нефти и газа. Вместе с тем они характеризуют собой основную закономерность нефтегазонакопления в земной коре.

В пределах нефтегазоносных провинций, в зависимости от условий геологического развития отдельных геоструктурных элементов второго порядка, выделяются районы нефтяного, газового и смешанного накопления. Районы нефтяного накопления располагаются на участках, где поверхность астеносферы испытывает погружение, районы газонакопления — на участках максимального ее воздымания, а районы нефтегазового и газоконденсатного накопления — между ними.

В случае если нефтегазоносная провинция связана с предгорным прогибом или внутригорной впадиной, районы нефтяного накопления располагаются на наиболее прогнутых участках (внутренние зоны предгорных прогибов, центральные депрессии внутригорных впадин), районы газового накопления — на относительно приподнятых участках (внешние зоны предгорных прогибов, бортовые склоны внутригорных впадин). В нефтегазоносных провинциях, связанных с платформенными склонами, примыкающими к геосинклиналям, или внутриплатформенными впадинами, районы нефтяного, газоконденсатного, газонефтяного и газового накопления приурочиваются к отдельным приподнятым и опущенным крупным блокам фундамента, образующим поперечную тектоническую зональность провинции. Нефтяные районы в большинстве случаев располагаются на блоках приподнятого залегания фундамента, газовые, наоборот, — на опущенных, газоконденсатные и газонефтяные — на блоках, занимающих промежуточное положение.

В районах нефтяного, газового и нефтегазового накопления развитие геоструктурных элементов третьего порядка — региональных поднятий и депрессий продольного и во многих случаях поперечного к основному простиранию геоструктурных элементов направлений — обусловило образование зон нефтегазонакопления. Они располагались в большинстве случаев на промежуточных участках между поднятиями и депрессиями, где в истории геологического развития концентрировались породы-коллекторы, аккумулирующие нефть и газ, структуры-ловушки, улавливающие их в процессе миграции, региональные разрывные нарушения — подводящие каналы для мигрирующих нефтяных углеводородов и благоприятная гидрогеологическая обстановка, способствующая сохранению залежей нефти и газа от разрушения.

В пределах зон нефтегазонакопления осуществлялось формирование промышленных месторождений нефти и газа. При этом залежи нефти и газа в месторождениях концентрировались по всему вертикальному разрезу стратиграфического комплекса пород, независимо от их возраста и битумологических особенностей. С глубиной увеличивалось нефтегазонасыщение пород и развивались избыточные аномально высокие

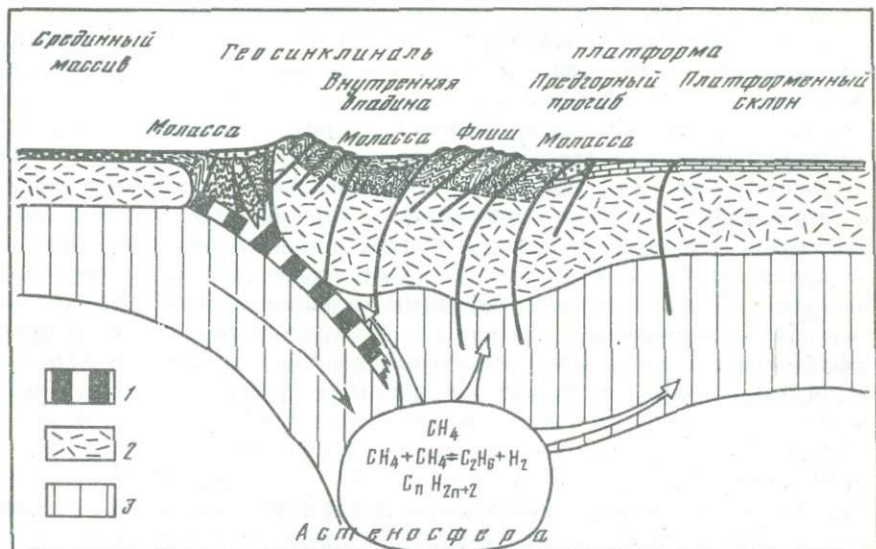


Рис. 3. Схема развития нефтегазоносных провинций

1 — океаническая кора; 2 — континентальная кора; 3 — мантия

давления в залежах. При стечении благоприятных обстоятельств, главным образом при интенсивном развитии глубинных разломов и пересечении их между собой, имели возможность образоваться месторождения-гиганты.

Таким образом, во взаимосвязи развития нефтегазоносных провинций с процессами формирования геосинклиналей по краям литосферных плит находят свое объяснение главные проблемы нефтяной геологии — происхождение нефти и газа, их миграция и образование месторождений нефти и газа.

В дополнение отметим, что из позиций признания мантийного синтеза нефти и газа и миграции их по глубинным разломам логично интерпретируется целый ряд на первый взгляд парадоксальных явлений геолого-разведочной практики. Это прежде всего неравномерное распределение нефтегазонакопления в земной коре и в отдельных нефтегазоносных провинциях. Так, на пяти континентах 88% запасов нефти сосредоточено на 71 месторождениях-гигантах из 28 000 выявленных. На 6 месторождениях-супергигантах сконцентрировано 45% всех мировых запасов нефти (кроме социалистических стран). В 24 газовых месторождениях-гигантах из 5000 разведанных сосредоточено 70% мировых запасов газа. В пределах Аравийской нефтегазоносной провинции насчитывается 26 месторождений-гигантов. Среди них 14 — сверхгигантов с запасами от 800 млн. до нескольких миллиардов тонн нефти. Уникальными, самыми богатыми в мире являются месторождения Бурган с запасами 11 385 млн. т и Гвахар — 10 700 млн. т. Эти два месторождения вместе с семью другими содержат в своих недрах 32 млрд. т нефти, или 99% запасов всей Аравийской провинции. Весьма показательными в этом отношении являются битуминозные пески Атабаски, заключающие 84 млрд. м³ нефти, т.е. почти половину мировых запасов.

Процессами миграции нефти и газа по глубинным разломам объясняется концентрация залежей нефти и газа по вертикальному разрезу месторождений и увеличение нефтегазонасыщения в нижних стратиграфических комплексах пород.

Связь нефтегазоносных провинций с геосинклинальными областями объясняет основные периоды нефтегазонакопления в земной коре: постгерцинский и постальпийский. Время образования месторождений нефти и газа в первом случае послепермское, во втором — послеплиоценовое. На этом основании по физико-химическим свойствам выделяются палеозойские и кайнозойские нефти. Кроме того, по групповому составу углеводородов и сопутствующих элементов отличаются нефти предгорных прогибов, внутригорных впадин, платформенных склонов и внутриплатформенных впадин. В принципе же все нефти по своим коренным физико-химическим свойствам однотипны: содержание углерода в них достигает значительных величин и колеблется в небольших пределах — от 83,5 до 87%, содержание водорода — от 11,5 до 14%, изотопов $C^{12/13}$ — от 91 до 99; H/D — от 3895 до 4436; $S^{32/34}$ — от 22 до 25%; N — 273 до 277. Это свидетельствует, что образование нефти по всему земному шару происходило в аналогичных условиях. Вторичные изменения их осуществлялись в процессе миграции по глубинным разломам и непосредственно в осадочном комплексе пород в условиях ловушки.

Признание главенствующей роли миграции нефти и газа по глубинным разломам литосферы позволяет более логично объяснить явление избыточных аномальных давлений в нефтяных и газовых залежах. В этом случае имеются все основания полагать, что заполнение глубинными флюидами ловушек происходило под давлением, превышающим давление окружающей среды. Для сохранения в таких случаях избыточных аномальных давлений необходимо лишь присутствие в разрезе перекрывающих ловушки пород непроницаемых покрышек и благоприятной гидрогеологической обстановки.

В свете мантийного синтеза нефти и газа логически объясняется также пониженный общий геотермический фон территорий нефтегазоносных провинций, вызванный, скорее всего, эндотермическими процессами синтеза нефтяных углеводородов, забирающими огромное количество энергии конвекционных потоков астеносферы. Положительные же геотермические аномалии в пределах отдельных месторождений нефти и газа рассматриваются как следствие распада нефтяных углеводородов в условиях ловушки, сопровождающегося выделением тепла.

Наконец, во взаимосвязи развития нефтегазоносных провинций с процессами верхней мантии находят свое объяснение закономерности в формировании солевого и газового состава нефтяных вод. Исследования показывают, что воды нефтяных и газовых месторождений по своему химическому составу и газовым компонентам значительно отличаются от вод погребенных морских. Без особых трудностей выделяются воды, заполнявшие структуру-ловушку до внедрения в нее нефти или газа, и воды, поступившие в коллектирующие породы вместе с нефтью и газом. В подошвенных и контурных водах нефтяных и газовых залежей выделяются гидрохимические аномалии по радю, стронцию, аммонию и

гелию и аномалии по концентрации тяжелого изотопа водорода (дейтерия). По химическому составу нефтяные воды в большинстве случаев хлорнатриево-кальциевого типа, со значительной концентрацией солей. Все это говорит о том, что глубинные воды поступали в ловушку, по-видимому, вместе с нефтью и газом. Не исключается возможность, что поступление нефти и газа в ловушки происходило в чистом виде, т.е. без водных растворов. Но в этом случае солевой состав и газовые компоненты вод, сопровождающих залежи нефти и газа, несут на себе следы воздействия внедрившихся в ловушку глубинных нефти и газа. В итоге следует отметить, что концепция глобальной тектоники или тектоники литосферных плит значительно укрепляет позиции сторонников неорганического происхождения нефти и газа. Она дает возможность рассматривать проблему происхождения нефти и газа и формирование их залежей комплексно с учетом всех данных геологии, геофизики и геохимии.

ЛИТЕРАТУРА

- Гринберг И.В. Геохимические и физико-химические основы глубинного синтеза углеводородов. — В сб. "Происхождение нефти и газа и формирование их промышленных залежей". Киев, "Наукова думка", 1971.
- Доленко Г.Н. Закономерности нефтегазоаккумуляции в земной коре и теория неорганического синтеза нефти и газа. — В сб. "Проблема происхождения нефти и газа и образование их промышленных залежей". Киев, "Наукова думка", 1966.
- Доленко Г.Н. Основные закономерности формирования и размещения месторождений нефти и газа в земной коре. — В сб. "Условия формирования и закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений на Украине". Киев, "Наукова думка", 1967.
- Доленко Г.Н. Формирование нефтегазоносных провинций в связи с процессами верхней мантии Земли. — В сб. "Геология и геохимия горючих ископаемых", № 15. Киев, "Наукова думка", 1968.
- Доленко Г.Н. Геологічні аспекти глибинного походження нафти і газу. — Вісник АН УРСР, 1969, № 4.
- Зоненшайн Л.П. Учение о геосинклиналях и его приложение к Центрально-Азиатскому складчатому поясу. М., "Недра", 1972.
- Кропоткин П.Н. Механизм движения земной коры. — Геотектоника, 1967, № 5.
- Кропоткин П.Н. Динамика горизонтальных движений земной коры. — Вестник АН СССР, 1972, № 7.
- Сорохган О.Т., Ушаков С.А., Фединский В.В. Динамика литосферы плит и происхождение нефти и газа. — Докл. АН СССР, 1974, т. 214, № 6.
- Чекалюк Е.Б. Термодинамические основы теории минерального происхождения нефти. Киев, "Наукова думка", 1971.
- Dewey J.F., Bind I. Plate tectonics and geosynclines. — Tectonophysics, 1970, v. 10, N 5/6.
- Dickinson W.R. Plate tectonic models of geosynclines. — Earth and Planet. Sci. Letters, 1971, v. 10, N 2.
- Dietz R.S. Continent and ocean basin evolution by spreading of the sea floor. — Nature, 1961, v. 190, N 4779.
- Dietz R.S. Geosynclines, mountains and continent-bulding. — Scient. Amer., 1972, v. 226, N 3.
- Isaks B., Oliver J., Sykes L.R. Seismology and the new global tectonics. — J. Geophys. Res., 1968, v. 73, N 18.
- Le Pichon X. Sea-floor spreading and continental drift. — J. Geophys. Res., 1968, v. 73, N 12.
- Morgan W.I. Rises, trenches, great faults and crustal blocks. — J. Geophys. Res., 1968, v. 73, N 6.
- Wilson G.T. A new class of faults and their bearing of continental drift. — Nature, 1965, N 4995.

ЗОНАЛЬНОСТЬ РАЗМЕЩЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ И ДРУГИХ УГЛЕРОДИСТЫХ ОБРАЗОВАНИЙ С ПОЗИЦИИ ГЛУБИННОГО ИХ ПРОИСХОЖДЕНИЯ

Проблема закономерностей размещения нефтяных и газовых месторождений, в частности вопрос обособленности газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений, уже длительное время разрабатывается на основе органической теории происхождения углеводородов. Результаты этих исследований широко известны. До недавнего времени не было достаточного геологического материала для рассмотрения этой проблемы с позиции неорганической теории, однако с появлением новых геофизических данных и с достижением успехов в последние годы в области изучения неорганического генезиса углеводородов возникла возможность рассмотреть этот вопрос с новых позиций.

Исследованием глубинных геохимических сред установлено, что в породах верхней мантии могут возникнуть возможности образования разных углеводородных смесей (Чекалюк, 1971). Теоретические (расчетные) исследования подтверждены экспериментальными работами (Чекалюк и др., 1969). Состав этих смесей определяется термодинамическими условиями, т.е. в основном глубиной их формирования. При средней прогретости недр (характерной для нефтегазоносных провинций) углеводороды начинают синтезироваться в породах верхней мантии с глубины 60 км, где они в основном представлены чистым метаном. С увеличением глубины углеводородопroduцирующей среды постепенно повышается средний молекулярный вес образующихся углеводородных смесей (жирный газ, газоконденсат, газонефтяная смесь) и на глубинах 100–120 км формируются углеводородные смеси, соответствующие по составу углеводородам природных нефтей. Таким образом, оптимальные условия для образования углеводородов газа, газоконденсата, нефти существуют в недрах Земли в ограниченном интервале глубин 60–120 км. На этих глубинах в нефтегазоносных провинциях обнаруживается астеносферный слой верхней мантии. Следовательно, можно предположить, что именно в этом слое (по всей вероятности, в его кровле) в зависимости от его погружения возникают в определенных условиях очаги тех или иных углеводородных смесей.

Нами сделана попытка найти связь размещения нефтегазоносных провинций, а также газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений в пределах отдельных провинций, с глубинным строением Земли, в частности с закономерностями залегания астеносферного слоя. При этом поскольку углеводороды, согласно неорганической теории, являются естественным продуктом глубинных зон, а таковыми являются и другие эндогенные углеродистые образования (углекислые газы вулканических процессов, графиты, карбонаты, алмазы), закономерности

распространения углеводородов рассматривались в комплексе с другими глубинными углеродистыми образованиями. Теория предусматривает дифференцированные глубины образования очагов разных углеродистых соединений.

Поиск связи базируется на концепции вертикальной миграции, из которой следует, что размещение глубинных углеродистых образований в осадочном слое в плане соответствует расположению глубинных очагов их образования.

Данные по глубинам залегания астеносферы имеются для территорий Восточной Сибири, Южно-Каспийской депрессии, центральных районов Русской платформы, Карпат и др. За рубежом глубины астеносферы определялись в основном на территории США и Канады. Во всех этих районах наблюдается закономерная связь между геологическим строением и глубинами залегания астеносферы: на древних платформах — максимальные глубины, на молодых платформах и эпигеосинклинальных регионах — средние, в районах современного вулканизма — минимальные.

Взаимосвязь между размещением месторождений разнотипных углеводородов и глубинным строением хорошо прослеживается на примере Калифорнии (Nuttli, Bolt, 1969). В Калифорнийском регионе на участке распространения газонефтяных месторождений кровля астеносферы находится на глубине 70—100 км, на участке распространения газовых месторождений — на глубине 60—70 км. В Южно-Калифорнийском регионе в направлении к участку относительно минимального погружения астеносферы увеличивается газоносность залежей. Кроме того, такая взаимосвязь прослеживается в Примексиканской впадине. В направлении от погруженных участков астеносферы до приподнятых увеличивается газоносность разреза.

В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в северных районах, где размещены газовые месторождения, глубины астеносферы оцениваются на 70—80 км. В центральных районах (область газонефтяных месторождений) глубины астеносферы 100—140 км (Вашилов, 1971). В Карпатском регионе Внутренне-Карпатская нефтеносная область располагается на участке погружения астеносферы на 100—120 км.

Связь углеводородного состава залежей с глубинным строением нефтегазоносной провинции прослеживается в Южно-Каспийском регионе. В этом регионе минимальные глубины залегания астеносферы определены в центральной части Южно-Каспийской впадины (Бердичевский и др., 1971). В направлении к этому району наблюдается увеличение газоносности залежей в Азербайджане и в Западной Туркмении. Так, например, четко прослеживается изменение состава углеводородов месторождений Апшерона и Южно-Апшеронского акватория. На северо-западе преимущественно нефтяные залежи (Балаханы, Сабунчи, Рсманы, Сураханы, Карачухур, Зых), в залежах промежуточного положения увеличивается роль газов (месторождений Песчаный-море) и наряду с легкой нефтью открыты значительные объемы конденсата и газа на юго-востоке от Апшерона (месторождение Бахар).

Перечень примеров можно продолжить, но необходимо отметить, что в некоторых провинциях площадная зональность выражена нечетко.

Это, по-видимому, обусловлено дифференциацией и преобразованиями углеродных смесей при формировании залежей и месторождений.

Таким образом, фактические материалы позволяют сделать вывод, что обособленность районов газовых, газоконденсатных, газонефтяных и нефтегазовых месторождений вызвана обособленностью питающих очагов. При этом разноглубинность и соответственно разный состав углеродистых образований отдельных очагов обуславливает площадную зональность в распределении залежей разнотипных глубинных углеродистых ископаемых.

В алмазоносных провинциях прослеживается следующая последовательность. В центральных частях провинции выступают кимберлиты алмазной субфации. Вокруг них наблюдаются кимберлиты алмазной и пироповой субфации, а в периферийных зонах — кимберлиты пироповой субфации (Милашев, 1972). В последних с пиропом ассоциирует углерод в виде графита. Барофильность алмаза и необходимость меньших давлений для образования пироба объясняет причины такого распределения. Изменение давлений может обуславливаться только глубинами очагов образования, т.е. глубинами астеносферы. Рассмотренная зональность проявляется и в распределении алмазов по их морфологии кристаллов. Известно, что морфология кристаллов является также показателем условий образования.

Суммируя, следует отметить общую зональность в распределении глубинных углеродистых образований в масштабах крупных геотектонических единиц. В регионах максимального погружения астеносферы, на древних платформах, размещаются алмазоносные провинции. В обрамляющих, промежуточных регионах (краевые прогибы, синеклизы), где глубины залегания астеносферы средние, расположены нефтегазоносные провинции. Эти регионы окружены зонами минимального погружения астеносферы, в пределах которых развиты гидротермальные образования и магматический вулканизм. В качестве примеров можно привести Восточно-Сибирскую платформу, Северо- и Южно-Американскую платформы.

Полученные результаты являются итогом обобщения фактических данных, независимо от предвзятых концепций. Тем не менее они хорошо совпадают с теоретическими предсказаниями термодинамических основ образования углеводородов. Это совпадение, видимо, не случайно, поэтому дает нам право на составление общей схемы зонального распределения углеродистых образований в земной коре.

Выявленная закономерность открывает перспективы прогнозирования районов нефти или газонакопления на основе геофизических данных по изучению глубинных зон Земли.

ЛИТЕРАТУРА

- Бердичевский М.Н., Дубровский В.Г., Любимова Е.А.* Аномалии электропроводности верхней мантии и их геотермическая интерпретация. — Физика Земли, 1971, № 7.

- Ващюлов Ю.Я.* Структура верхней мантии и земной коры Западно-Сибирской низменности. – Физика Земли, 1971, № 1.
- Милашев В.А.* Физико-химические условия образования кимберлитов. М., "Недра", 1972.
- Чекалюк Э.Б., Бойко Г.Е., Бакуль В.Н., Прихна А.И., Шульженко А.А.* Первые опыты по высокотемпературному синтезу углеводородных систем. – В сб. "Проблемы геологии и тектоники освоения сверхглубокого бурения на нефть и газ в Украинской ССР". Киев, "Наукова думка", 1969.
- Чекалюк Э.Б.* Термодинамические основы теории минерального происхождения нефти. Киев, "Наукова думка", 1971.
- Nuttli O.W., Bolt V.A.* P-wave residuals as a function of azimuth. 2. Undulations of the mantle low-velocity as an explanation. – J. Geophys. Res., 1969, N 27.

(ИГиРГИ)

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗОН ПРЕИМУЩЕСТВЕННОГО РАЗВИТИЯ ГАЗОВЫХ И НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРЕДКОПЕТДАГСКОГО И ДРУГИХ АЛЬПИЙСКИХ КРАЕВЫХ ПРОГИБОВ

Исследователи уже давно обратили внимание на то, что в ряде провинций или в отдельных зонах преимущественным развитием пользуются или нефтяные, или газовые месторождения. В краевых прогибах часто наблюдается сосредоточение на одном борту газовых, а на другом — нефтяных месторождений. Например, в Предкарпатском прогибе, во внешней его зоне, заложенной на перикратонном крае платформы, развиты многочисленные залежи газа, связанные с юрскими рифогенными постройкиками, образующими останцы на размытой поверхности мезозоя, или с брахиантиклинальными поднятиями в отложениях молассовой формации верхнемиоценового возраста, протягивающимися вдоль регионального надвига внутренней зоны прогиба на внешнюю. Во внутренней зоне этого прогиба развиты преимущественно нефтяные залежи, протягивающиеся вдоль регионального Карпатского надвига. Приурочены они к антиклинальным складкам, образующим протяженную зону поднятий. Залежи связаны с верхнемеловыми, палеогеновыми и нижнемиоценовыми отложениями.

Такая же избирательная закономерность в распределении залежей газа и нефти характерна и для Западно-Кубанского краевого прогиба. В Месопотамском и Терско-Каспийском прогибах намечается несколько иная закономерность. Здесь как во внутренних, так и во внешних зонах развиты преимущественно залежи нефти, тогда как в Предкопетдагском прогибе на всей его территории наблюдались в процессе бурения скважин в основном газопроявления. Правда, местами, на западе внешнего борта этого прогиба (Кызыларватский выступ) в скважинах из отложения сеномана с пластовыми водами наблюдались не только выбросы газа, но и пленки нефти. Западная часть прогиба, по-видимому, характеризуется газо- и нефтеобразованием. Об этом свидетельствует наличие залежи нефти на Модарском выступе в непосредственной близости от внешней зоны прогиба.

Интересно в связи с этим отметить, что в соседних с краевыми прогибами районах платформ обычно развиты преимущественно те виды залежей углеводородов, которые характерны для внешних зон краевых прогибов, или наоборот. Наглядными примерами являются внешние зоны Азово-Кубанского, Терско-Каспийского прогибов и прилегающие платформенные области Среднего Предкавказья, а также зоны сочленения Аравийской плиты с Месопотамским краевым прогибом. Сходная аналогия наблюдается и в зоне сочленения Туранской плиты с Предкопетдагским прогибом в его восточной части, что весьма убедительно.

тельно подтверждается наличием в восточной части платформенного борта Шатлыкского газового месторождения.

Определенные закономерности в преимущественном развитии залежей нефти или газа характерны не только для молодых альпийских, но и более древних палеозойских — герцинских прогибов. В их пределах наблюдается обратная зависимость. Так, в Предуральском и Предапшачском краевых прогибах во внутренних зонах развиты преимущественно газовые месторождения.

Как показали исследования, в основе условий формирования особенно крупных залежей нефти или газа лежит несколько важных факторов: 1) преимущественное развитие морских фаций в выполняющих и подстилающих прогибы формациях; 2) длительность и непрерывность их накопления, не считая кратковременных размывов, при условии, если они не часты и охватывают не только формации, выполняющие прогибы, но и подстилающие; 3) мощности и состав формаций; 4) тектоническая активность, степень и темпы прогибания; 5) термодинамические условия; 6) наличие мощных покровов. Перечисленные особенности важны прежде всего для зон, в пределах которых формируются месторождения-гиганты.

Кратко рассмотрим каждый из приведенных факторов на примере альпийских краевых прогибов. Зоны преимущественного развития газовых месторождений характеризуются длительными перерывами в осадконакоплении не только в формациях, выполняющих прогибы и впадины, но и в подстилающих. Например, на территории внешней зоны Предкопетдагского прогиба палеозойские образования представлены преимущественно сланцевой формацией карбонового возраста и континентальной обломочно-вулканогенной формацией пермотриасового возраста, контактирующих непосредственно с докембрийским кристаллическим основанием. В пределах этой территории частыми, местами длительными перерывами отличаются и мезокайнозойские отложения до полного выпадения из разреза юрских отложений на выступах древнего фундамента (соседние районы Мургабской впадины, например Карабиль-Бадхызская зона древних поднятий) или ниже- и частично верхнеюрских отложений на Центрально-Каракумском и Красноводском сводах.

В западных районах платформенного склона размывы в конце палеогена и миоцена (одна из главных эпох формирования залежей нефти и газа) уничтожили полностью огромную толщу осадочных пород, начиная с миоценового до палеогенового возраста, а на большей части Карабогазгол-Кызыларватской антеклизы до сеноманского и апт-альбского возраста включительно. В то же время здесь, как и в западных частях внутренней зоны прогиба, в разрезе палеозоя большое распространение получают отложения нижнего, среднего и верхнего палеозоя. Они представлены слабо дислоцированными осадочными образованиями. Учитывая этот факт и то, что глубоким размывом охвачены определенные тектонические зоны, которые претерпели в конце миоцена подъем и не являются характерными для всей территории прогиба и прилегающих частей платформы, можно предположить наличие здесь нефтегазовых и нефтяных залежей.

В глубоко погруженных внутренних и центральных частях Предкопетдагского прогиба мезокайнозойские и палеозойские отложения имеют мощное и повсеместное развитие. Причем они преимущественно морского генезиса. Сравнивая этот район с внутренними зонами других альпийских прогибов, можно было бы здесь ожидать крупные скопления нефти. Однако анализ истории развития этих формаций показал, что в разрезе мезозоя, кайнозоя и палеозоя здесь наблюдаются частые размывы, хотя и кратковременные. Скважины, пробуренные вдоль внутреннего борта Предкопетдагского прогиба, почти повсеместно отмечали признаки газоносности в мезозойских отложениях.

Месопотамский прогиб отличается почти непрерывностью осадконакопления начиная с инфракембрия, а Терско-Каспийский — с палеозоя, особенно с пермотриасового времени и карбона. Такая же закономерность в осадконакоплении характерна и для внутренней зоны Предкарпатского прогиба, а также для внешних зон герцинских прогибов, таких, как Предуральский и Предапалачские. В пределах последних непрерывность осадконакопления, хотя и не столь мощного, начинается с кембрия и силур-девона. Как видно из сравнения, зоны преимущественного и обильного нефтенакпления Месопотамского прогиба отличаются наибольшей длительностью непрерывного осадконакопления и преимущественно осадками морского генезиса.

Мощности осадочных образований, особенно морских, играют огромную роль, но не всегда самую главную. Например, мощности осадочного чехла внутренних зон большинства альпийских краевых прогибов превышают 12 км, однако в отношении пресеперспектив нефтегазонности резко отличаются. Из них наибольшими перспективами обладает Месопотамский прогиб.

Мезозойские отложения во всех упомянутых прогибах накапливались в морских условиях. Причем мощности их в Предкавказских и Предкопетдагском прогибах наибольшие, свыше 4000—5000 м, тогда как в Месопотамском прогибе они едва превышают 3000 м. В то же время в Месопотамском прогибе мезозойские отложения обладают наиболее высокими потенциальными ресурсами в отношении нефтегазонности.

Мощности молассовой формации играют весьма существенную роль в отношении степени перспектив нефтегазонности краевых прогибов. Например, в Месопотамском, Предкавказских и Предкарпатском прогибах палеоген-неогеновое время отличается огромными амплитудами прогибания, и мощности осадков этого времени там превысили 5—8 км. Палеогеновые и нижние горизонты миоценовых отложений в этих прогибах отличаются максимальной нефтенасыщенностью. Тогда как в Предкопетдагском прогибе моласса накапливалась в условиях замедленного прогибания. Мощности ее едва превышают 3000—3500 м и перспективы нефтегазонности ее весьма низкие.

Формационный состав тоже является важным фактором, но не исключительным. Например, в Месопотамском прогибе палеогеновые, мезозойские и палеозойские формации, подстилающие молассу, представлены преимущественно рифогенными известняками, мощность

которых местами превосходит 5—7 км. Однако в западных частях внешней зоны прогиба роль карбонатных пород в разрезе мела резко сокращается, но от этого количественная характеристика нефтегазоносности существенно не уменьшается, судя по нефтяному месторождению-гиганту Бурган.

В Предкарпатском, Западно-Кубанском и Терско-Каспийском прогибах наблюдается мощное развитие глинистых высокобитуминозных толщ в разрезах палеогена и неогена (менилитовая и майкопская свиты и др.), а также в разрезах апт-альба, нижней и средней юры. В Предкавказских краевых прогибах широко развиты и известняки в разрезах верхнего мела, неокома и верхней юры. Нефтегазоносность в этих прогибах связана и с терригенными, и с карбонатными коллекторами, однако их потенциальная нефтеносность значительно слабее.

В Предкопетдагском прогибе малым, неоком, верхний мел, а также низы палеогена сложены преимущественно органогенно-обломочными известняками. Мощное накопление известняков характерно и для подстилающих верхнепалеозойских отложений во внутренней зоне прогиба. Глинисто-сланцевые толщи здесь наблюдаются преимущественно в разрезах карбона во внешней зоне прогиба. Остальная часть осадочного чехла в Предкопетдагском прогибе представлена преимущественно песчаными фациями с прослоями алевролитового и глинистого материала. По набору формаций в разрезе мезозоя Предкопетдагский прогиб приближается к Месопотамскому прогибу, а по преимущественному преобладанию терригенных фаций в апт-альбе — к Предкавказским. Однако по преобладанию континентальных образований в разрезе верхней молассы он резко от них отличается, как отличается и меньшей степенью нефтегазоносности осадочного чехла в целом.

Из приведенного видно, что рифогенные и глинисто-сланцевые формации отличаются наибольшими нефтегенерирующими свойствами, так как они наиболее богаты органикой.

Однако при наличии перечисленных факторов, но при отсутствии тектонической активности развития этих нефтегазоносных комплексов или подстилающих их формаций отмечается слабая насыщенность разреза нефтью или газом. Как показывают многочисленные исследования, тектонический фактор играет главенствующую роль не только в распределении залежей, но и в преобразовании органики в углеводороды того или иного ряда. Мы уже выше отмечали, что в Месопотамском и Терско-Каспийском нефтеносных прогибах как во внутренних, так и во внешних зонах именно регионально нефтеносные комплексы или непосредственно подстилающие их формации отличаются высокой тектонической активностью своего развития. Например, во время накопления продуктивной юрской формации в Месопотамском прогибе происходило формирование самостоятельных зон прогибания — палеовпадин и линейных палеопробигов, как во внутренней его зоне, так и на внешнем борту. Мощности юрских отложений в этих палеопробигах достигали свыше 1500 м. На внешнем борту формирование линейных зон погружения сопровождалось даже проявлением основного вулканизма (поперечная система Оман).

Сходными особенностями развития отличаются и продуктивные мезозойские формации Предкавказья, особенно Восточного Предкавказья. В юрское и меловое время здесь тоже наблюдались дифференцированные движения с формированием палеовпадин и палеопрогибов. Для Кавказа юрское время отличалось довольно сильным проявлением основного магматизма.

В районах Копетдага, в прилегающих перикратонных погружениях Туранской плиты и Мургабской впадины юрское, апт-альбское и сеноман-туронское время тоже отличалось повышенной тектонической активностью, приведшей к значительной дифференциации структуры этих комплексов. Огромная территория, охватывающая юг Мургабской впадины и Северный Афганистан, в конце юры была приподнята и выведена на поверхность, тогда как соседние зоны, наоборот, испытывали глубокое погружение. Дифференцированные движения на юге Мургабской впадины и в Северном Афганистане сопровождались проявлением основного вулканизма. Последний наблюдался и вдоль платформенного склона Предкопетдагского прогиба, судя по наличию эффузивных образований среди юрских терригенных сланцевых пород в районе Бахардокской опорной скважины. Наиболее активные складчатые движения с проявлением магматизма наблюдались в районах Копетдага на границе апт-альба и сеномана, о чем свидетельствуют находки рудных скоплений вдоль главной разломной зоны Копетдага (Западного Копетдага) в разрезах апт-альбских и сеноманских отложений. Юрские, нижнемеловые и сеноманские отложения в пределах этих регионов являются основными нефтегазосносными комплексами.

Рассматриваемые провинции испытали высокую тектоническую активизацию на границах верхнего мела и палеоген-неогена, а также в антропогене. Это основные фазы формирования альпийских краевых прогибов. Например, интенсивные погружения в Месопотамском прогибе и соседних частях Аравийской плиты в палеоген-неогеновое время периодически сопровождались интенсивными проявлениями основного магматизма, достигшего в антропогене максимума — трапзовый вулканизм (В.В. Козлов, Е.Д. Суиди-Кондратьев). В Месопотамском прогибе, как и в соседних частях Аравийской плиты, излившиеся андезитовые эффузивы образуют обширные покровы. Верхнемеловые и палеогеновые карбонатные формации в Месопотамском прогибе, как известно, являются основными промышленными нефтеносными комплексами. Палеоген-неогеновое осадконакопление Предкавказья тоже сопровождалось проявлением основного магматизма, на что указывает наличие среди палеогеновых отложений включений, состоящих из магматических пород. По данным Е.Е. Милановского и др., в Терско-Каспийском прогибе проявление эффузивного магматизма наблюдалось в четвертичное время вдоль Терско-Сунженской зоны складчатых дислокаций. Весьма широкое проявление основного магматизма наблюдалось на Кавказе и Предкавказье в акчагыльское время, о чем свидетельствуют пепловые осадки акчагыльского яруса Апшеронского полуострова и других районов (Крайшкин В.А.). Палеоген-неогеновые формации в Предкавказье почти столетие представляли основные промышленные нефтедобывающие объекты.

Складчатые движения Карпат и интенсивные прогибания краевой Предкарпатской зоны в палеогеновую и неогеновую фазы тектогенеза тоже сопровождалось проявлением основного эффузивного магматизма. Песчано-глинистые отложения палеогенового и неогенового возраста в Предкарпатском прогибе местами тонко переслаиваются с туффитами, туфами и окварцованными породами. Эти комплексы обладают наиболее высокими потенциальными возможностями в отношении нефтеносности и преимущественной нефтеносности.

Высокую активизацию тектонических движений с проявлением основного магматизма в палеоген-неогеновое время испытала также Западно-Туркменская впадина. Наличие грязевых вулканов на территории этой впадины и ее южного обрамления, располагающихся цепочками вдоль крупных разломов и действующих ныне, указывают на то, что Западно-Туркменская впадина продолжает активно развиваться и в настоящее время, испытывая интенсивное погружение и осадконакопление. Высокий термодинамический режим осадочного чехла и тектоническая активность впадины обусловили высокие перспективы нефтегазоносности пестроцветно-красноцветного комплекса неогенового возраста не только за счет формирования в них первичных залежей, но в большей степени вторичных в результате перетока углеводородов по пронизаемым трещиноватым зонам из подстилающих мезокайнозойских толщ морского генезиса (К.К.Тумарев). Об этом свидетельствует приуроченность зон нефтегазоаккумуляции к зонам крупных региональных разломов.

Южные окраины Западно-Туркменской впадины, расположенные на территориях Ирана и СССР, определяются иранскими геологами вслед за нами (М.И. Варенцов, З.И. Алешина) тоже как высокоперспективные (Джафари А., Гайдн М.). Эти предположения подтверждаются широким развитием здесь грязевого вулканизма, а также открытием залежей газа в карбонатных отложениях малм-неокомского возраста в районе Горгана (Кызыл-Тепех) и красноцветах неогена на северном борту Горганской зоны погружения.

Тектоническая активизация в палеогеновое и неогеновое время характерна и для южных районов Мургабской впадины, а также Северного Афганистана. Здесь формирование глубоких прогибов (Келькорского и др.) сопровождалось в палеогене активным трапповым вулканизмом. Андезитовые лавы на юге Мургабской впадины образуют сравнительно небольшие покровы и пластовые интрузии. Проявление основного магматизма в это же время характерно и для Серахско-Герирудской зоны прогибания, осложняющей Предкопетдагский прогиб вкрест его простираения. Об этом свидетельствует довольно широкое развитие туффитов, туфов, туфобрекчий в глинисто-песчаных отложениях олигоцене в горном Бадхызе.

Эти процессы обусловили повышенную газоносность верхнемеловых и палеогеновых отложений на юге Мургабской впадины. В местах, где эти осадки надежно перекрыты покрывками, они содержат залежи газа (Ислим, Карачоп, Карабиль). В южных частях Бадхыза (Серахская долина) иранскими геологами в разновозрастных образованиях встречены поверхностные выходы газа и нефти.

На большей части Предкопетдагского прогиба молассовая формация палеоген-антропогенного возраста, в отличие от одновозрастных осадков других краевых прогибов и впадин, характеризуется менее контрастными подвижками. Проявление основного эффузивного магматизма в ее разрезе не установлено. Молассовая формация Предкопетдагского прогиба, в сравнении с другими альпийскими прогибами, отличается весьма слабой насыщенностью углеводородами. Для широкого их образования здесь не было благоприятных термодинамических условий. Но в отдельных зонах они наблюдались. К таким зонам относятся поперечные зоны дробления и формирующиеся над ними современные прогибы и палеопрогибы (М.И. Варенцов, З.И. Алешина).

Как показывает анализ, наиболее высокими термодинамическими условиями, благоприятными для превращения органики в углеводороды нефтяного ряда, отличаются области глубокого и интенсивного прогибания типа Западно-Туркменской и Южно-Таджикской межгорных впадин, Месопотамского, Терско-Каспийского, Азово-Кубанского, Предкарпатского, Предкопетдагского и других прогибов, а также другие зоны активного погружения типа окраинных впадин (Мургабская, Прикаспийская, Мексиканская и др.), авлакогены (Днепровско-Донецкий прогиб) и др.

Так, по данным исследований И.М. Бучайдзе и др., глубина залегания поверхности с температурами 50°C в краевых прогибах Предкавказья не превышает 800–1000 м, а в отдельных зонах и того менее. Тогда как в прилегающих районах Русской платформы она погружается на глубины свыше 2000–3000 м. На этих же глубинах в краевых прогибах температуры пластовых вод достигают $100\text{--}120^{\circ}\text{C}$. Особенно они высокие в пределах Серахско-Герирудской зоны дробления, на востоке Предкопетдагского прогиба. Приуроченное к этой зоне Шатлыкское газоконденсатное месторождение-гигант характеризуется наиболее высокими температурами пластовых вод в разрезе готеривской песчаной продуктивной толщи. На глубинах 3400–3500 м температуры в ней достигают $120\text{--}138^{\circ}\text{C}$ (В.Я. Соколов и др.). В пределах соседней Мургабской впадины, вдоль одноименной разломной зоны, температуры, замеренные на этих же глубинах, но уже в гаурдакских (титонских) слоях, составляют, по данным В.Я. Соколова и др., 125°C на Байрамалыском и 135°C на Марыйском и Майском газовых месторождениях.

Вдоль разломов и более крупных зон дробления резко улучшаются коллекторские свойства песчаных, карбонатных и сланцевых пород за счет развития широкой сети тектонических трещин. Трещинная разновидность гранулярных и карбонатных коллекторов весьма характерна для краевых прогибов и их аналогов. Залежи, формирующиеся в таких коллекторах, отличаются самой высокой отдачей. Например, дебиты нефти одной скважины на месторождениях Месопотамского прогиба составляют 1000–2000 т/сутки, а на отдельных площадях и до 1400 т/сутки.

Процессы магматизма, как проявление глубинного тектогенеза, обычно отражают степень тектонической активности региона, а также степень прогретости осадочного чехла и степень его трещиноватости над

зонами активизации. Например, Месопотамский и Предкарпатский прогибы отличаются высоким развитием основного эффузивного магматизма и характеризуются повышенной проницаемостью осадочного чехла. По широкой сети трещин термальные воды и магма устремляются в осадочную толщу, неся в нее глубинное тепло и активные катализаторы. В результате всех этих процессов в осадочной толще в отдельные этапы тектогенеза создаются благоприятные условия для быстрой переработки органического материала в углеводороды того или иного ряда. Последние зависят от комплекса вышеприведенных факторов. Формирующиеся углеводороды, обладая еще высокой подвижностью, быстро продвигаются в проницаемой толще осадков. Их продвижению вверх препятствуют лишь тектонические экраны и покрывки. Чем покрывка мощней, чем герметичность ее выше и шире ее региональное распространение, тем более крупные скопления формируются под этими экранами, заполняя структурные ловушки.

Анализ распространения крупнейших скоплений нефти и газа в различных нефтеносных, нефтегазоносных и газоносных областях показал, что в зонах распространения мощных глинистых покрывок или эвапоритовых, превышающих первые сотни метров, или представленных чередованием покрывок и коллекторов, можно встретить крупные месторождения-гиганты. Наглядным примером служат Шатлыкское и Хангиренское газоконденсатные месторождения на юго-востоке Туркмении. Первое из них расположено на платформенном борту Предкопетдагского прогиба на границе с Мургабской впадиной, а второе — на внутренней зоне этого прогиба. Оба эти месторождения лежат в области развития Серахско-Герирудской зоны поперечного современного прогибания. Промышленный неокомский комплекс в пределах этой зоны перекрывается доломитами и загипсованными породами барремского яруса, а также мощной толщей, свыше 700 м, глинистых осадков апт-альб-сеноман-туронского возраста. Наличие такого мощного экрана-покрывки обусловило формирование крупнейшего гиганта — Шатлыкского месторождения с запасами газа свыше 1 трлн. м³ и крупного Хангиренского с запасами газа свыше 500 млрд. м³. Соседние структурные ловушки этой же зоны также перспективны, но ввиду своих небольших размеров ловушек имеют значительно меньшие запасы. Об этом свидетельствуют недавно выявленные залежи газа в районах Серахса и Теджена. В соседних районах Мургабской впадины эта мощная покрывка удерживает основные залежи газа, конденсата и нефти в подстилающих осадках неокома и верхней юры. Последние являются здесь основными нефтегазоносными комплексами.

В западной части Предкопетдагского прогиба глинистая покрывка в разрезах апта, альба и сеномана претерпевает резкие фациальные изменения; ее глины полностью замещаются песчаниками. Глинистые толщи палеогена и миоцена вдоль складчатого борта полностью выведены на поверхность, а вдоль платформенного борта, в пределах Карабогазгол-Кызыларватской антеклизы, полностью размыты. В этих зонах на западе прогиба весь осадочный чехол до среднеюрских отложений включительно не содержит покрывок, значительно раскрыт и не представ-

ляет серьезного объекта для поисков крупных залежей углеводородов. Об этом свидетельствуют многочисленные скважины, вскрывшие палеогеновые и меловые отложения вдоль Карабогазгол-Кызыларватской антеклизы. Лишь местами в песчаниках сеномана наблюдались небольшие выбросы газа и пленки нефти с пластовыми водами. Но, как показал анализ, небольшие скопления углеводородов вдоль тектонических экранов, являются вторичными, они поступают по разломам из соседних зон погружения. В пределах рассматриваемых зон основную роль покрышек выполняют глинисто-сланцевые осадки нижней и средней юры.

Региональное развитие залежей нефти в верхних слоях осадочного чехла Азово-Кубанского прогиба контролируется мощной (до 1500 м) майкопской глинистой серией, а также вышележащими глинистыми толщами морского неогена. В местах, где глины майкопской серии замещаются песчаными коллекторами, она сама становится продуктивной, но где она подвержена интенсивному размыву, там залежи нефти поднимаются выше (Терско-Каспийский прогиб).

В Предкарпатском прогибе основными мощными покрышками являются менилитовая сланцево-глинистая толща морского генезиса, а также вышележащая мощная эвапоритовая формация, под которыми залежи нефти во внутренней зоне и залежи газа во внешней заполнили почти все структурные ловушки. Однако широкое развитие выходящих на дневную поверхность разломов, выклинивание эвапоритовой толщи к бортам и сильное опесчанивание менилитовой толщи в сторону складчатого борта обусловили значительную разгрузку и раскрытость, от чего залежи Предкарпатского прогиба, хотя и многочисленные, сильно обводнены и недонасыщены, широко развиты выходы нефти на поверхность.

Среди упомянутых краевых прогибов Месопотамский занимает наиболее выгодное положение. Он характеризуется широким развитием в разрезе неогеновой молассы соленосной толщи, мощности которой изменяются от 750 до 6000 м и более. Эта мощная герметичная покрышка, в отличие от Предкарпатского прогиба, образует свой структурный план над палеогеновыми нефтегазоносными формациями и контролирует распространение залежей нефти и газа в подстилающих слоях кайнозоя, мезозоя и палеозоя. Большая часть залежей нефти во внутренней зоне прогиба непосредственно экранируется этой покрышкой. Ее высокие герметичные свойства обуславливают хорошую сохранность крупнейших и гигантов залежей нефти (Киркук и др.) и газа (Пазанун). Наличие такой мощной региональной покрышки позволяет удерживать крупные залежи нефти и под маломощными слабопроницаемыми покрышками-горизонтами в разрезе мезозоя. Средние суточные дебиты нефти скважин на месторождениях Месопотамского прогиба составляют 1000–3000 т/сутки, а на отдельных гигантах — до 1400 т/сутки.

Во внешней зоне Месопотамского прогиба в его юго-восточной части роль покрышки выполняет соляно-гипсовая толща верхнеюрского возраста. Она контролирует крупнейшие скопления нефти в юрских органогенных известняках валообразного поднятия Эпнала (Гхавар и др.).

В данной работе мы не останавливались на структурных особенностях зон крупного нефтегазоаккумуляции, так как этот вопрос широко проанализирован в геологической литературе (М.И. Варенцов и др.; А.А. Бакиров, М.И. Варенцов и др., и многие другие). Следует только подчеркнуть, что локальные гигантские скопления нефти или газа при наличии всех благоприятных факторов, безусловно, связаны с крупными тектоническими структурами-валами (Эпнала) или зонами поднятий, такими, как Терско-Сунженский хребет в Терско-Каспийском, или Покутско-Бориславская зона поднятий в Предкарпатском прогибах или отдельными длительно развивающимися поднятиями типа Джудуклинского (Шатлыкского) в Предкопетдагском и выступе Бурган в Месопотамском прогибах.

Заканчивая рассмотрение геологических особенностей областей и зон преимущественного развития газовых, газонефтяных и нефтяных месторождений, еще раз следует подчеркнуть, что зоны развития крупнейших скоплений нефти характеризуются наличием всех вышеупомянутых факторов. При нарушении этой связи тотчас наблюдаются преимущественное развитие газовых залежей или нефтегазовых, а также слабая продуктивность нефтегазоносных комплексов.

Учитывая комплекс отмеченных факторов, можно с большей уверенностью планировать поисково-разведочные работы на нефть и газ не только в слабоизученных краевых прогибах, но и в межгорных впадинах и в платформенных областях, где отдельные зоны погружения испытывают или испытали сходные условия осадконакопления и развития.

К слабо изученным краевым прогибам относится Предкопетдагский. Наиболее перспективными направлениями дальнейших поисково-разведочных работ на его территории авторы считают поперечные зоны активного погружения, осложняющие Предкопетдагский прогиб, и непосредственно прилегающие к ним районы и зоны поднятий, а также лежащие на их продолжениях соседние области орогена и платформы. Это прежде всего Серахско-Герирудская, Артыкская, региональная Арчман-Бахарден-Каракалинско-Горганская, Межбалхан-Узбойская и др. (М.И. Варенцов, З.И. Алешина). Отмеченные зоны осложняют внутренние впадины (Каахкинскую, Ашхабадскую и Казанджикскую), располагаясь на раздробленных погружениях выступов фундамента.

Они обычно отличаются развитием благоприятных погребенных ловушек поднятий, зон выклинивания и замещения, стратиграфического несогласия, тектонических экранов, а также повышенным термодинамическим режимом, широким развитием трещинных коллекторов с высокой проницаемостью, наличием мощных покрышек и других геологических особенностей, благоприятных для формирования крупных скоплений и разнообразных типов залежей нефти и газа.

В Предкопетдагском прогибе наглядным примером таких зон является Серахско-Герирудская зона погружений, к которой приурочены газоконденсатное месторождение-гигант на платформенном борту (Шатлыкское), крупное газовое месторождение Хангирен во внутренней части прогиба и более мелкие залежи в центральной части прогиба. На ее территории еще не изучены зоны замещения продуктивных песчаных коллекторов

готерива карбонатными в восточном направлении, т.е. в наиболее погруженные части прогиба. Здесь по аналогии с гигантским американским месторождением газа Панхендл, приуроченного к бортовой части Предвичитской зоны краевых погружений, могут быть развиты залежи нефти или конденсата. Еще не изучены в пределах этой же зоны погруженные структурные осложнения и зоны выклинивания, замещения, формирующиеся на погружениях Бадхызского выступа. Здесь со стороны Предкопетдагского прогиба намечается (и частично в юго-западной бортовой части Мургабской впадины) замещение карбонатных пород верхней юры песчаными, а в пределах юга Мургабской впадины — полное выклинивание верхнеюрских отложений. В этих зонах могут быть широко развиты залежи литологического и смешанного типов.

Весьма перспективными являются также зоны литологического замещения и стратиграфического несогласия, широко развитые вдоль Карабогазгол-Кызыларватской антеклизы на западе Предкопетдагского прогиба. Это крупное поднятие контролирует развитие Предкопетдагского прогиба на север в области Казанджикской впадины. Здесь вдоль Североприкопетдагского разлома на сотни километров и более прослеживаются зоны полного выклинивания миоценовых, палеогеновых и верхнемеловых отложений, а также смены литологического состава юрских и триасовых отложений, в которых могут быть развиты протяженные зоны нефтегазонакопления. Аналогичные зоны литологического замещения, выклинивания и стратиграфического несогласия широко развиты вдоль всего южного, юго-западного и юго-восточного бортов Мургабской впадины. Эти зоны также представляют большой интерес для разведки на нефть и газ. Из них юго-восточная прибортовая часть Мургабской впадины характеризуется повышенной нефтеносностью, на что указывает открытие нефтяного месторождения в соседних с впадиной районах Северного Афганистана (Андохского).

В заключение следует отметить, что зоны высокой тектонической активизации и связанные с ними перспективы нефтегазонаосности характерны не только для краевых прогибов и перикратонных погружений платформ, но и межгорных впадин, авлакогенов и палеопроегибов в пределах платформ, где отдельные структурно-тектонические комплексы активно развивались (И.И. Аммосов). Они также заслуживают глубокого всестороннего изучения.

ОБРАЗОВАНИЕ И СОХРАНЕНИЕ ГАЗА В КАМЕННОУГОЛЬНЫХ БАССЕЙНАХ И ГАЗОНОСНОСТЬ НИЖНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЕВРОПЫ

Нижнепермские отложения регионально газоносны от Северного моря до Приуралья. Газовые месторождения прослеживаются полосой длиной 5000 км от Вуктыла, вдоль Приуралья, через Прикаспийскую и Днепровско-Донецкую впадины, Польшу, ГДР, ФРГ, Голландию до берегов Англии.

Суммарные запасы выявленных месторождений оцениваются в 6 трлн. м³, отдельных залежей (Гронинген, Оренбург) — порядка 1,5 трлн. м³. Промышленные залежи нефти отсутствуют или имеют небольшие значения.

Геологические условия залегания и генезис газа в пермских отложениях Северо-Западной Европы описаны в ряде статей (Боровиков, Козлов, 1971, 1973; Глушко, Дикенштейн, 1971), закономерности размещения газа и нефти в Днепровско-Донецкой впадине — в статье В.В. Глушко, Р.М. Новосилецкого, И.А. Корчинской (1971). Нефтяные и газовые месторождения Урало-Поволжья и Тимано-Печорской провинции описаны С.П. Максимовым и др., А.Я. Кремсом и др. (1974). Газовые месторождения описаны во многих статьях и книгах В.Г. Васильева и др.¹.

На этом громадном пространстве, с точки зрения газоносности, выделяются 3 толщи: карбон угленосный и нефтегазоматеринский, нижняя пермь — коллектора карбонатные или красноцветные терригенные, верхняя пермь — наилучшая покрывка (соли). Для газоносности нижнепермских отложений очень большое значение имеют верхнепермские соли. Крупные газовые залежи располагаются непосредственно под толщей солей. Менее значительные залежи газа встречены на более высоких и низких уровнях, но редко далеко за пределами распространения солей. Эта закономерность объясняется тем, что соленосные толщи распространены в зонах относительно значительного прогибания, а быстрое накопление осадков благоприятно для газообразования в больших масштабах.

Во многих отношениях важно, что соли являются прекрасной покрывкой и обеспечивают сохранность газов. Некоторое, но, видимо, не решающее значение имеют и чисто геохимические факторы — эффект высаливания растворенных газов, консервации органического вещества.

Известно, что большая мощность осадочных пород вообще благоприятна для образования газовых и нефтяных месторождений, а для газа особенно благоприятна большая мощность угленосных толщ (Васильев и др., 1972).

Интересующая нас зона пермских газов характерна широким (хотя и не повсеместным) развитием угленосности в карбоне. Наиболее круп-

¹ В списке литературы не даны общеизвестные работы. Многие вопросы освещены в статьях настоящего сборника.

ные месторождения газа с высоким содержанием метана именно и связаны с каменноугольными бассейнами (Шебелинка, Силезская моноклиналь в Польше, Гронинген, месторождения Северного моря). На территории с малым развитием в карбоне углей встречены или азотные газы или газоконденсатные залежи.

В месторождениях Северного моря обычно углеводородов больше 95%, азота 4–5%, сероводород отсутствует, конденсата незначительное количество. Восточнее содержание азота возрастает, в ФРГ, ГДР и Польше оно достигает 60–99%. В ДДВ газ метановый, здесь мало азота, гомологов метана и конденсата. В Приуралье содержание тяжелых углеводородов высокое. На Вуктыльском месторождении в 1 м³ газа 360 г конденсата. На ряде месторождений на краю Предуральского прогиба (Оренбургское, Кедровское, Саратовское) содержание H₂S достигает 3–5%. Отсюда видно, что газы нижней перми Северо-Западной Европы и частично ДДВ связаны с углефикацией органических остатков в карбоне.

Отсутствие нефти в роллигендесе Северо-Западной Европы объясняется историей геологического развития, температурным режимом и тем, что углеводороды связаны с углефикацией гумусового вещества, при которой образуется метан и мало тяжелых углеводородов (Боровиков, Козлов, 1971).

В Приуралье газовые залежи тесно связаны с нефтеносностью. В Оренбургском и Вуктыльском месторождениях в газоносных известняках имеются десятки или сотни миллионов тонн рассеянной остаточной нефти. Здесь отсутствие промышленной нефти в нижнепермских отложениях объясняется дифференциальным улавливанием. Хорошая покрывка галогенных пород выдерживает газовые залежи очень большой высоты (на Вуктыльском месторождении около 1500 м), и бывшая здесь нефть по мере накопления газа из первоначальной оторочки перетекает через гидрозамок (Н.Д. Кованько и др.; А.Л. Козлов; В.П. Савченко; А.Я. Кремс и др.).

На рифовых массивах Ишимбаевского района, где соляная покрывка имеет малую мощность и нарушена, газовые шапки ушли в атмосферу и здесь остались нефтяные залежи. Доказательством негерметичности соляной покрывки являются выходы нефти над этими массивами.

На месторождениях Среднего Урала — Бухаровском, Кедровском, Саратовском и других, которые располагаются на борту глубокого прогиба, геохимическая обстановка другая. В соответствии с положением о вертикальной зональности углеводородов в земной коре в глубоких зонах происходит деструкция тяжелых углеводородов с образованием высокотемпературных метана и сероводорода, которые поступали в ловушки, расположенные в окраинных зонах прогиба. Нефть на большой глубине разрушилась и отсутствует.

Уже многие годы обсуждается проблема связи угленосности и нефтеносности и вопрос о присутствии тяжелых углеводородов в углях.

Многие исследователи, сопоставлявшие газы угольных пластов и газы нефтегазоносных бассейнов, утверждают, что по ряду признаков (в основном по содержанию тяжелых углеводородов) они существенно отличаются между собой. Однако эти утверждения неправильны.

Угольные организации Донбасса и других бассейнов в связи с необходимостью проектирования глубоких угольных шахт, в которых газообильность является важнейшим показателем, провели громадную работу по изучению газов угольных пластов. Отобраны десятки тысяч проб газа, которые привязаны к маркам углей, условиям залегания пластов, особенности отборов проб газа и т.д. Эти исследования изложены в таких трудах, как "Методика разведки угольных месторождений Донецкого бассейна" (1972 г.). Геологи-нефтяники часто не учитывают эти материалы, они сопоставляют данные по очень ограниченному числу проб газов, отобранных из пластов углей без учета специфики образования и сохранения угольных газов.

Ошибочность такого подхода убедительно вскрыта в статье сотрудников треста "Артемгеология" Б.М.Косенко и М.Л.Левенштейна (1972). Эти авторы критически рассматривают статью М.Е. Петриковской и А.К. Иванова (1970).

М.Е. Петриковская и А.К. Иванов пишут, что угольные газы характеризуются низким содержанием гомологов метана (среднее 0,46%) и высоким — азота (до 10%). Тогда как газы газовых месторождений ДДВ в среднем имеют 6,1% гомологов-метана и только 3% азота. Б.М. Косенко и М.Л. Левенштейн, однако, указывают, что М.Е.Петриковская и А.К. Иванов обошли полным молчанием хорошо изученные зависимости распределения газов в угольных пластах от степени изменения (метаморфизма) углей и глубины залегания пластов. Сейчас установлено, что газы углей различных марок имеют различное содержание тяжелых углеводородов. Их процент высок в углях средней стадии метаморфизма, где присутствуют даже гексаны и гептаны. По данным Косенко и Левенштейна, среднее содержание этана в газах углей марки Ж по 257 определениям составляет 10,34%, а содержание C_3H_8 + + высшие — 4,34%. Между тем угли марок Б и Д, а также антрациты содержат часто только метан.

Газы угольных пластов изменяются под влиянием выветривания (взаимодействия с атмосферой). Окисление газов угольных пластов в Донбассе прослеживается до глубины порядка 500 м. Эта глубина может существенно изменяться в зависимости от условий залегания (моноклиналь, свод антиклинали, наличие разрывов и т.д.). Тяжелые углеводороды окисляются легче метана и появляются только в нижней части зоны выветривания. Стабилизация содержания газов в угольных пластах отмечается на глубинах свыше 800—1000 м.

Состав газов, отобранных из углей, резко изменяется от условий дегазации. Первые порции при десорбции состоят преимущественно из метана, а последние обогащены тяжелыми углеводородами. М.Е. Петриковская и А.К. Иванов отбирали пробы из дегазационных скважин и шпуров, т.е. именно первые порции. Естественно, что М.Е. Петриковская и А.К. Иванов, отобрав всего 15 проб угольных газов без всякого учета характера углей и условий залегания (следуя в этом отношении многим предыдущим исследователям) и осреднив их состав не могли сделать обоснованные выводы о распределении тяжелых углеводородов и азота.

При катагенезе образование и эмиграция углеводородов происходят в зависимости от температуры пластов. Каждой температуре отвечают определенное количество и состав углеводородов, образовавшихся на грамм ОВ.

При снижении температуры за счет подъема пород при инверсии седиментационных бассейнов метаморфизм углей и образование углеводородов прекращаются¹.

Образование газов возобновится только в случае, если породы за счет последующих тектонических погружений окажутся на такой глубине, что их температура будет выше предыдущего этапа катагенеза. Постуглефикация приведет к возобновлению образования газов (Боровиков, Козлов, 1971).

В открытых (ныне разрабатывающихся) каменноугольных бассейнах, претерпевших складчатость и инверсию (Донбасс, Кузбасс, Рур, бассейны Англии, Пенсильвании), нет крупных залежей свободного газа, хотя при углефикации здесь образовались громадные количества углеводородов (иногда триллионы кубических метров), а в пластах каменных углей содержатся сотни миллиардов кубических метров адсорбированных газов.

Причиной этого является прекращение метаморфизма углей и образования газов после инверсии, а ранее образовавшийся газ в большей своей части мигрировал в краевые зоны бассейнов и в атмосферу при тектонических движениях. Эмиграции газа способствовало то, что при высокой температуре — 100° и выше коэффициент сорбции газа углем очень мал, т.е. почти весь газ находился в свободной фазе.

По данным И.Л. Эттингера (1966), при охлаждении со 100°С до 20–30°С коэффициенты сорбции увеличиваются в 6–10 раз. Соответственно при инверсии угли поглощают свободный газ, оставшийся в угленосной толще; сохраняется в свободном состоянии только та часть газа, которая оказалась вне контакта с углем. Таким образом, газовые залежи образуются и сохраняются в тех каменноугольных бассейнах, которые не претерпели инверсий и в которых угли и сейчас залегают на больших глубинах. В качестве примера можно привести меловые отложения Западной Сибири, где, как известно, в субугленосной покутской толще наряду с пластами каменного угля находятся крупнейшие в мире газовые месторождения. Однако эти угленосные бассейны, где угли залегают на глубинах 1–2 км и более, не считаются промышленными. Они изучаются при поисках нефти и газа, но остаются вне интересов угольщиков.

Газовые месторождения сохраняются также в краевых зонах угленосных бассейнов или переходных зонах от областей поднятий к областям погружений, где не было тектонических инверсий и существенных подъемов пород. Особенно благоприятны зоны постоянного или молодого значительного погружения, где протекают процессы постуглефикации.

¹ Известно, что метаморфизм углей в природе — процесс медленный. Соответствие между температурой и степенью метаморфизма углей требует миллионов лет. Следовательно, небольшие понижения температуры не могут полностью прекратить процесс углефикации — образования газов.

Например, для каменноугольных бассейнов, подвергшихся вариссийской складчатости, области пермских и мезокайнозойских погружений. Показательный пример — бассейн Северного моря. На юге этого бассейна располагается вариссийская складчатая система, в которой интенсивной складчатости и последующей инверсии подверглись каменноугольные (и девонские) отложения большой мощности, к которым приурочены каменноугольные бассейны Англии, Бельгии, Голландии и ФРГ. После вариссийской орогении территория, прилегающая с севера к каменноугольным бассейнам, а частично и перекрывающая их, подверглась интенсивному прогибанию в пермское и мезокайнозойское время. Местами мощность осадков, перекрывающих карбон, превысила 6 км. Каменноугольные отложения в период первоначального прогибания были существенно, но неравномерно метаморфизованы и в них образовалось большое количество газа, который, однако, в большей своей части эмигрировал. Современные залежи газа образовались уже в мезокайнозойское время за счет постуглефикации, связанной с молодым глубоким погружением.

Условия образования газовых месторождений Днепровско-Донецкой впадины геохимически близки к вышеописанным, но здесь переход Донбасса в ДДВ проходил по простиранию авлакогена, а не в условиях краевого прогиба, как в бассейне Северного моря. В пределах собственно ДДВ не было периодов интенсивной орогении. Соответственно здесь газообразование, а также и нефтеобразование происходило без больших перепадов. Распределение нефтяных и газовых залежей в значительной степени отражает принцип вертикальной зональности. Там, где мощности велики, наблюдается преобладание газа. В зонах малых мощностей — на западе ДДВ — преобладает нефть.

В бассейнах, постоянно прогибающихся, процесс углефикации (газообразования) непрерывен. В бассейнах с тектоническими движениями разного знака — прерывистый. Для понимания условий формирования газовых месторождений необходимо изучить мощность и скорость накопления осадков, температурный режим, развитие тектонических форм, условия миграции в разные моменты тектонической истории. Примеры: Донбасс (область инверсии) — Шебелинка (переходная) — Днепровско-Донецкая впадина (зона длительного постоянного погружения). Каменноугольные бассейны Западной Европы — Англия, Франция, Бельгия, ФРГ и газоносные зоны Северного моря, Северо-Германской впадины отражают влияние упомянутых факторов и процессов.

ЛИТЕРАТУРА

- Боровиков В.Н., Козлов А.Л. Углефикация карбона и газоносность нижней перми Голландии и прилегающей части ФРГ. — Газовая промышленность, 1971, № 4.
- Боровиков В.Н., Козлов А.Л. Газовые месторождения нижней перми (ротлигендеса) Северного моря и прилегающих стран. — Газовая промышленность, 1972, № 7.
- Васильев В.Г., Ермаков В.И., Елин Н.Д. и др. Перспективы поисков газовых месторождений в угленосных толщах Советского Союза. — Научно-технический обзор, ВНИИЭгазпром. М., 1972.

- Глушко В.В., Дикенштейн Г.Х.* Газоносность нижнепермских отложений Северо-Западной Европы. — Геология нефти и газа, 1971, № 9.
- Глушко В.В., Новосилецкий Р.М., Корчинская И.А.* Основные закономерности размещения газоконденсатных и нефтяных залежей в Днепровско-Донецкой впадине. — Геология нефти и газа 1972, № 1.
- Косенко Б.М., Левенштейн М.Л.* Замечания по поводу сравнения метановых газов Донецкого бассейна и Днепровско-Донецкой впадины. — Геол. журнал (Киев), 1972, № 4.
- Кремс А.Я., Вассерман Б.Я., Матвиевская Н.Д.* Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа. М., "Недра", 1974.
- Методика разведки угольных месторождений Донецкого бассейна. М., "Недра", 1972.
- Петриковская М.Е., Иванов А.К.* Сравнительная характеристика метановых газов Донецкого угольного бассейна и Днепровско-Донецкой впадины. — Геология нефти и газа, 1970, № 1.
- Эттингер И.Л.* Газоёмкость ископаемых углей. М., "Недра", 1966.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ФОРМИРОВАНИЯ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ПРЕДЕЛАХ ПЛАТФОРМЕННОЙ ЧАСТИ ЗАПАДА СРЕДНЕЙ АЗИИ

Территория исследования расположена в пределах Туранской плиты эпипалеозойской платформы юга СССР и из крупных тектонических элементов включает в себя Центрально-Каракумский и Карабогазский своды, Амударьинскую синеклизу и южный склон платформы (рис. 1).

Большая часть территории принадлежит Амударьинской синеклизе, северо-восточная часть которой включает в себя Бухарскую, Чарджоускую и Багдажинскую ступени, отделенные друг от друга прогибами и региональными разломами. От северной Бухарской ступени к южной, Багдажинской, происходит ступенчатое погружение палеозойского фундамента от 2000 до 6000 м. В юго-восточной части территории расположена Мургабская впадина, осевая часть которой является наиболее погруженной в Амударьинской синеклизе, глубина залегания фундамента в ней достигает 10 км.

Центрально-Каракумский свод морфологически довольно четко выражен во всех слоях земной коры — от поверхности Мохоровичича до неоген-четвертичного комплекса. Мощность платформенного чехла в пределах свода составляет 1,5–3 км. Южный склон свода переходит в так называемую Бахардокскую моноклираль, которая в свою очередь сопряжена с Предкопетдагским краевым прогибом, вытянутым вдоль подножий Копетдага почти на 700 км и имеющим мощность покровных отложений в своей осевой части не менее 12 км.

Карабогазский свод отличается более приподнятым залеганием поверхности фундамента по сравнению с Центрально-Каракумским, и в районе Карабогазской косы он вскрыт на глубине 1000–1100 м.

В геологическом строении рассматриваемой территории принимает участие комплекс покровных отложений от ниже-среднеюрских до неоген-четвертичных включительно, залегающий на сильно дислоцированных породах палеозойского фундамента и пермотриасовых образованиях переходного комплекса.

Переходный комплекс сложен пестроцветной вулканогенно-осадочной толщей. Максимально вскрытая мощность комплекса — 1000 м (Ачак). Нижне-среднеюрские отложения имеют широкое распространение и сложены преимущественно континентальными терригенными породами со спорадическими включениями углистого материала и растительных остатков. Максимальная мощность отложений 1100 м.

Верхнеюрские отложения представлены различными литолого-фациальными комплексами пород. Нижняя часть келловей-оксфорда — морскими песчано-глинистыми породами, верхняя — морскими карбонатными образованиями. Залегающие выше кимеридж-титонские отложения на большей части территории бассейна представлены сульфатно-галогенной толщей, известной под названием гаурдагской свиты, максимальная

мощность которой достигает 1000 м. Меловые отложения представлены терригенно-карбонатными породами. Наиболее распространенными являются песчано-алевролитоглинистые разности. Мощность их колеблется от первых десятков до 2500 м.

Палеогеновая толща сложена глинами, известняками, ангидритами и мергелями. Мощность толщи варьирует от 0 до 850 м. Неоген-четвертичные отложения характеризуются переслаиванием песчаников, глин и алевролитов. Их мощность меняется от 0 до 1700 м.

В пределах платформенной части запада Средней Азии известны преимущественно газовые и газоконденсатные месторождения, в отдельных случаях с нефтяными оторочками и с непромышленными залежами нефти. Газонефтяные месторождения известны лишь на северо-востоке территории и расположены на Бухарской и Чарджоуской тектонических ступенях.

Количество всех месторождений достигает здесь 75. Среди открытых газовых месторождений известны уникальные по запасам (Шатлык), крупные (Газли, Багаджа, Наип, Саман-Тепе, Ачак), средние (Кирпичли, Беурдешик, Карабиль и др.) и мелкие (Зеагли-Дарвазинская группа и др.). Диапазон газоносности месторождений достаточно широк и включает в себя отложения от бухарского яруса палеогена (Карабиль) до коры выветривания фундамента (Гугуртли). Однако основные запасы газа приурочены к терригенным отложениям апта и неокома и карбонатным верхнеюрским отложениям.

Следует отметить, что территория исследования становится одним из ведущих районов в газодобывающей промышленности страны. В 1973 г. здесь было добыто и транспортировано по магистральным газопроводам в районы центра 60 млрд. м³ газа, а в ближайшие годы, после введения в промышленную эксплуатацию Шатлыкского месторождения, добычу газа планируется довести до 100 млрд. м³.

Для стабилизации сырьевой базы газовой промышленности необходимы открытия новых месторождений. Изучение закономерностей размещения и условий формирования их залежей на рассматриваемой территории приобретает самое актуальное значение. Все выявленные здесь к настоящему времени зоны газонакопления приурочены к бортам различных впадин и прогибов и контролируются разнопорядковыми положительными структурными элементами (свод, валы, ступени).

Большая роль в размещении и формировании газовых месторождений исследуемой территории принадлежит соленосным отложениям, слагающим гаурдакскую свиту кимеридж-титонского возраста. Мощность солей достигает 1000 м (Мургабская впадина), а площадь распространения 180 000 км². Толща солей имеет пластовое строение и, как правило, подстилается и перекрывается пачками ангидритов, которые вместе с солями образуют комплекс гидрохимических осадков. В.Я. Соколовым и Я.А. Чилипом (1965) были выделены и списаны два существенно различных по фациальному облику типа разрезов солей — амударьинский и мургабский.

Главной особенностью амударьинского типа является пластичность соли и как следствие этого — ее надежность как флюидоупора. В поло-

се распространения указанного типа солей все залежи газа обнаружены только в подсолевых отложениях. Мургабский тип разреза солей отличается фациальной неоднородностью и частичной проницаемостью для миграции флюидов. Все известные месторождения газа Мургабского района, включая уникальное Шатлыкское, приурочены к надсолевым отложениям. Отложения гаурдакской свиты этого района характеризуются трещиноватостью и, по данным исследований Г.А. Габризянца, В.И. Терехова (1968) и В.М. Бузиновой, минерализация трещин посторонним, несоляным веществом свидетельствует о гидрогеологической связи соляной толщи с подстилающими отложениями. Вероятно, были периоды, когда многочисленные трещины становились "зияющими" и по ним могли проникать углеводородные флюиды из подсолевых в надсолевые отложения.

Исходя из наблюдаемых условий размещения газовых месторождений, распределения гипсометрического и стратиграфического диапазона газоносности, а также степени заполненности ловушек, можно предположить, что миграция углеводородов происходила со стороны Предкопетдагского прогиба и глубоких прогибов Амударьинской синеклизы — Балкуинского, Илимского, Карабекаульского и Северо-Карабельского (см. рис. 1).

Относительно углеводородпродуцирующих возможностей покровных отложений территории существуют различные точки зрения, большинство из которых базируется на данных по исследованию рассеянного органического вещества и его битумоидных компонентов. Так, например, по мнению А. Алланова, нефтегазогенерирующими могут быть неокомские надсолевые отложения Амударьинской синеклизы. Битуминологические исследования О.В. Барташевич карбонатных и терригенных пород морского генезиса показали, что условия для накопления органического вещества и дальнейшего битумообразования в неокомское время были благоприятными. А.Г. Бабаев (1966), З.А. Табасаранский и ряд других исследователей также считают, что в меловых отложениях рассматриваемой территории имеются собственные нефтегазопроизводящие свиты. Существует точка зрения, что регионально продуцирующими здесь могли быть межсолевые терригенно-карбонатные образования гаурдакской свиты (Алиев, 1966).

Потенциальные возможности каждой из выделенных толщ оцениваются неодинаково. Однако предпочтение обычно отдается юрскому комплексу отложений. в то время как породы нижнего мела, по мнению большинства исследователей, обладают ограниченными возможностями в отношении генерации углеводородов (Старобинец, 1966; Оводов, 1970; Оводов и др., 1972; Крылов и др., 1973; Арнольд).

Прежде всего следует еще раз подчеркнуть, что рассматриваемая территория является преимущественно газоносной, а наибольшее количество метана, как это было показано многими исследователями (Васюкович, 1967; Нестеров, 1969; Родионова, 1967; Соколов, 1971, и др.), образуется при метаморфизации угольной органики. Исходя из этих соображений, сразу же следует отдать предпочтение юрской терригенной, или угленосной, формации как наиболее вероятной газогенерирующей толще.

В осадочной толще платформенной части запада Средней Азии юрские отложения содержат наибольшее количество органического углерода и наиболее битуминозны.

Результаты определения органического (некарбонатного) углерода ($C_{нк}$) и люминесцентно-битуминологические анализы, выполненные для юрских терригенных отложений В.Н. Арнольдом, Л.И. Овчинниковой, М.В. Лубянской, свидетельствуют о содержании $C_{нк}$ в этих породах в количестве от 0,03 до 4,35% (со средним значением 1,16%) и указывают на отсутствие в них гуминовых кислот и увеличение битуминозности пород по мере их литификации. Среднее значение коэффициента $\beta_{хл}^1$ для аргиллитов терригенной толщи юры возрастает от 7% на буроугольной стадии катагенеза до 16% на длиннопламенной и до 24% на газовой.

Для характеристики термобарических условий недр исследуемой территории был использован метод определения отражательной способности (ОС) витринита — одного из компонентов углей и обугленного растительного детрита, который широко распространен в терригенной толще юры. При глубине определения 1100–3600 м ОС витринита изменяется здесь от 62 до 93 единиц $10R^a$ (от стадии буроугольной до жирной) Предположительно максимальные температуры недр в прошлом для этого диапазона составляли 65–190°C (Аммосов, Горшков, 1971). Карта изореспленд иллюстрирует зональность их распределения в нижней части аален-байосских отложений средней юры (см. рис. 1). В целом для рассматриваемой территории степень катагенеза пород и палеотемпературы увеличиваются с северо-запада на юго-восток и юг.

Сильнее преобразована юрская толща Дарьялык-Дауданского и Балкуинского прогибов и Беурдешикской ступени. Так, в Балкуинском прогибе катагенез пород и органического вещества достигает стадии жирных углей. Предположительно еще значительнее были прогреты породы в низах осадочной толщи Илимского прогиба, Багаджинской ступени и особенно Мургабской впадины.

Если сравнить палеотемпературы с современными (см. рис. 1), то реально предположить, что юрские отложения рассматриваемой платформы достигли оптимальных для газообразования термобарических условий на глубинах, близких к современным, и, вероятно, поныне продуцируют газ.

Последнее положение подтверждается химическим обликом юрских вод, которые представляют собой типичные рассолы с минерализацией от 150 до 300 г/л и относятся к хлоркальциевому типу ($\frac{rCl - rNa}{rMg} = 2,5-9,9$). Повышенное содержание специфических микрокомпонентов в водах свидетельствует о длительном времени их метаморфизма в условиях затруднения водообмена и застойного водного режима. Для большей части территории бассейна коэффициент метаморфизации $\frac{Na}{Cl}$ равен 0,7 и соответствует зонам распространения вод высокой минерализации.

¹ $\beta_{хл}$ — доля хлороформенного битумоида в % на $C_{орг}$.

Практическая бессульфатность юрских вод ($\frac{rSO_4}{rCl} = 0,006-0,0$) свидетельствует о наличии восстановительной обстановки.

Состав водорастворенного газа юрских отложений преимущественно углеводородный. Периферийные участки бассейна, примыкающие к области современной инфильтрации (Туаркыр, Гиссар), а также районы Питняка и Устюрта характеризуются азотным составом водорастворенного газа (значение коэффициента $\frac{C_{H_2} + 2}{N_2} = 0,4-0,6$).

Воды юрских отложений характеризуются наибольшими величинами газонасыщения. Максимальные фоновые значения газового фактора юрского комплекса установлены в пределах Багаджинской и Чарджоуской ступеней (Джилликумы – 1600; Кабаклы – 1100; Гадын – 1200 нсм³/л), а также в пределах южного и северного погружений Центрально-Каракумского свода (Атабай – 360; Шарлык – 1000; Курук – 1050; Нурумгур – 828,4; Жохсакыр – 920 нсм³/л. Следует отметить, что при погружении юрских отложений в направлении Предкопетдагского, Бешкентского, Балкуинского и Дарьялык-Дауданского прогибов и Мургабской впадины величина газонасыщения вод постепенно увеличивается. Соответственно этому к районам максимально глубокого погружения отложений комплекса приурочены зоны наибольших значений упругости водорастворенных газов. Так, например, высокие значения упругости установлены в пределах Дарьялык-Дауданского прогиба на площадях Нурумгур, Жохсакыр, Койкырлан, Курганчик и Октябрьская, где они составляют от 100 до 140 ат.

Еще большие значения упругости растворенных газов отмечаются в юрских отложениях южного погружения Центрально-Каракумского свода, Бахардокской моноклинали и на отдельных площадях Чарджоуской и Бухарской ступеней, где они достигают 200–300 ат при глубинах 2500–4000 м. Хотя предельное насыщение вод юрских отложений растворенным газом зафиксировано пока только в приконтурных зонах свободных скоплений углеводородов, есть все основания предполагать, что в погруженных частях Амударьинской синеклизы и в Предкопетдагском краевом прогибе значение упругости и степень насыщения юрских вод растворенным газом достигает предельных величин.

Состав растворенных газов меловых и особенно палеогеновых отложений в отличие от юрских характеризуется полным преобладанием азота. Углеводороды играют подчиненную роль, и лишь вблизи газовых залежей отмечается резкое возрастание их содержания. Как отмечают М.И. Суббота с соавторами (1971), углекислоазотный состав растворенных газов неокком-аптского и альб-сенманского комплексов, а также преимущественно сульфатно-натриевый и гидрокарбонатно-натриевый типы вод характеризуют геохимическую обстановку, чуждую выявленным в данных отложениях залежам.

Фоновые значения газонасыщенности водоносных комплексов меловых отложений составляют 300–350 нсм³/л (упругость около 20 ат), а для полного насыщения при существующих термодинамических усло-

виях необходим объем газа — 1500—1700 нсм³/л. Это наглядно свидетельствует об отсутствии в настоящее время потенциальных возможностей формирования углеводородных залежей за счет ресурсов меловой пластовой системы, где воды почти в 5 раз недонасыщены газом.

На большинстве многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений исследуемой территории фиксируется "облегчение" конденсатов и газов от залежи к залежи снизу вверх по всему разрезу продуктивной толщи и параллельно этому уменьшение в конденсатах содержания ароматических углеводородов. Это явление известно на месторождениях Газли, Ачак, Северный Ачак, Гугуртли, Наип и др. Здесь налицо существование одного источника всех залежей — юрского, а вышеперечисленные факты объясняются фильтрационным и адсорбционно-хроматографическим эффектом.

Открытие Южно-Иолотанской газоконденсатной залежи в Мургабской впадине, приуроченной к внутрисолевым доломитам гаурдакской свиты, еще раз подтверждает существование вертикальной миграции углеводородных флюидов из подсолевых юрских отложений. Начальное пластовое давление в упомянутой залежи сверхвысокое и близко к геостатическому, что косвенно указывает на относительную, гидродинамическую изолированность залежи (Оводов, Кубасов, Саркисов, 1973).

Латеральные потоки флюидов внутри галогенных отложений к "запечатанной" Южно-Иолотанской залежи трудно себе представить, и возможность существования здесь артезианского напора исключается. То есть единственный путь потока флюидов, способствующих созданию здесь аномально высоких пластовых давлений, — это вертикальный, снизу, из подсолевых юрских отложений.

Огромная роль в формировании, разрушении и размещении газовых месторождений, распределении диапазона газоносности и создании пластовых давлений принадлежит гидродинамике напорных комплексов Каракумского артезианского бассейна. В мезозойской части разреза здесь четко выделяются юрский, неоком-аптский, альб-сеноманский и верхнетурон-сенон-палеоценовый водоносные комплексы. Главными разделяющими водоупорами служат верхнеюрский соляно-гипсовый и глинистые — верхнеаптский, нижнетуронский и эоценовый. Однако в целом ряде районов, ввиду нарушения монолитности указанных водоупоров или сокращения их мощности вплоть до полного выклинивания, наблюдается гидравлическая связь между названными водоносными комплексами.

Распределение напоров пластовых вод юрских отложений довольно сложно и, вероятно, подчинено двум гидродинамическим режимам — инфильтрационному и элизионному. Область питания горизонтов юрского водоносного комплекса намечается в пределах юго-западных отрогов Гиссарского хребта, где они обнажаются на дневной поверхности.

Участие Копетдага в балансе природных вод бассейна полностью не определено, однако первые результаты опробования скважин в предкопетдагском прогибе подтверждают гидравлическую разобщенность Копетдага и указанного прогиба по мезозойским отложениям. Расчеты баланса расхода подземных вод свидетельствуют о том, что основная масса

инфильтрующихся в пределах Копетдага вод разгружается в многочисленных источниках "термальной зоны", а также скрыто поступает в отложения пролювиального шельфа (Соколовский, 1966).

В целом площадь и глубина влияния областей инфильтрации в Каракумском артезианском бассейне является резко ограниченной, и динамика вод погруженных горизонтов, в первую очередь юрских, подчинена элизионному режиму, развитому в глубоких прогибах и впадинах, в пределах которых в недалеком геологическом прошлом происходило и происходит поныне уплотнение пород и отток седиментационных вод по проницаемым горизонтам в направлении периферийных частей впадин.

К возможности транзита подземных юрских вод на большие расстояния следует относиться критически. Наличие многочисленных зон разрывных нарушений, значительная литолого-фациальная изменчивость пород юрского комплекса, большие мощности глинистых отложений очень затрудняют такое сплошное движение. В свете сказанного схемы приведенных напоров вод юрских отложений не отражают полностью все нюансы динамики вод, а лишь в какой-то мере иллюстрируют общую картину.

В целом постепенное снижение приведенных уровней юрского водонапорного комплекса происходит от юго-восточной части Бухарской ступени в сторону Зеагли-Дарвазинского выступа Центрально-Каракумского свода. Вероятнее всего, высокий гидродинамический потенциал юрского комплекса восточной части Каракумского артезианского бассейна обусловлен влиянием района новейшей тектонической активности, т.е. Бешкентского прогиба, в пределах которого уровень пластовой энергии определяется геостатическими нагрузками и тектоническим напряжением. Как известно, большинство газовых месторождений, обладающих аномально высокими начальными пластовыми давлениями (АВПД) в карбонатных подсолевых юрских отложениях, расположено в юго-восточной части Чарджоуской ступени, погружающейся в Бешкентский прогиб, и приурочено к Денгизкульскому, Култаскому и Испанлы-Чандырскому выступам.

Причем, если для большинства месторождений, расположенных в пределах платформ и имеющих сверхвысокое начальное пластовое давление, характерно так называемое избыточное давление (термин Н.А. Еременко) за счет огромных высот газовых залежей (Шебелинка, Лак, Ист-Вессон и др.), то из месторождений с АВПД Каракумского артезианского бассейна лишь Саман-Тепе имеет относительно большую высоту залежи — 225 м и избыточное давление в кровле. Во всех остальных месторождениях мы имеем типичный пример АВПД не только в кровле, но и в подошве залежей.

Помимо влияния районов новейшей тектоники, возникновение АВПД в восточной части Каракумского бассейна некоторые авторы склонны объяснять выделением огромных масс воды, связанных с метаморфизацией и дегидрацией глубоко погруженных пород переходного комплекса пермотриасовых образований (Роговская, Соколовский, 1972).

Очень вероятно, что в терригенных юрских отложениях глубокопогруженных впадин будут открыты газовые месторождения с АВПД, поскольку

ку юрские глины обладали низкой гидравлической проводимостью, выход поровой воды в процессе накопления осадков мог задерживаться, вследствие чего темп уплотнения становился медленнее и поровые воды принимали на себя часть веса вышележащих пород. В результате происходило сжатие флюидов под возрастающей геостатической нагрузкой и могли возникнуть аномально высокие пластовые давления.

Кроме Бешкентского и Предкопетдагского прогибов, зоной создания напоров юрского водонапорного комплекса является область Амударьинской синеклизы, на большей части которой отложения рассматриваемого комплекса изолированы надежным соленосным флюидоупором.

По периферии распространения солеродной линзы гаурдакской свиты (см. рис. 1), а также в районах, где ее изолирующие свойства ослаблены разрывными нарушениями и значительной примесью терригенного материала, существует гидравлическое сообщение между юрским и неоком-аптским водонапорными комплексами.

Таковыми участками являются Центрально-Каракумский свод, территория, непосредственно прилегающая к полосе выклинивания солеродных отложений гаурдакской свиты кимеридж-титона (Султан-Санджарский, Гугуртлинский, Ачакский и Наипский валы, Бухарская ступень, частично Беурдешикская ступень, Кушкинская антиклинальная зона, северный борт Дарьялык-Дауданского прогиба, Шорджа-Айбугурский выступ) и, вероятно, большая часть Мургабской впадины.

Большинство выявленных на рассматриваемой территории газовых месторождений свидетельствует об определенной приуроченности их к районам, прилегающим к зонам региональных пьезоминимумов (Оводов, Кудашев, Зверева, 1972), что связано с миграцией флюидов к участкам скрытой разгрузки подземных вод. Так, все месторождения с большим диапазоном газоносности (от юрского до верхнемелового) пространственно размещены в зонах выклинивания верхнеюрской соленосной региональной покрывки (Наип, Северный Ачак, Ачак, Гугуртли и др.).

Следует также отметить, что пьезоминимумы представляют собой совокупность очагов не всегда скрытой и распыленной, но и открытой разгрузки подземных вод. Последняя препятствует сохранению залежей углеводородов. Так, например, на Кошабулакской и Центрально-Сарыкамышской площадях, приуроченных соответственно к Питнякскому и Сарыкамышскому пьезоминимумам, представляющим собой очаги открытой разгрузки подземных вод, встречены лишь непромышленные скопления углеводородов.

Большой стратиграфический диапазон газоносности месторождений, расположенных в районах пьезоминимумов, лишний раз подтверждает мнение, что в пределах рассматриваемой территории основной газогенерирующей толщей является юрская, а залежи газа в меловых отложениях являются вторичными.

Большинство локальных поднятий платформенной части запада Средней Азии являются постседиментационными. Формирование Ачакского, Северо-Ачакского, Гугуртлинского, Дая-Хатынского, Кульбешкакского и Карабильского поднятий произошло в послепалеогенное время, хотя ан-

тиклинальные перегибы незначительной высоты имели место в меловое время, но затем полностью раскрылись (Оводов, 1974).

Более сложную историю развития претерпело Шатлыкское поднятие, где уже к началу накопления аптских отложений обособились два самостоятельных купола с амплитудой около 30 м. Затем в период накопления меловых и палеогеновых отложений геометрия структуры и гипсометрическое положение куполов по продуктивному неокомскому горизонту неоднократно менялись и только в преднеогеновое время складка приобрела очертания, близкие к современным (рис. 2).

Зная запасы газа в перечисленных месторождениях, объемы потенциально-продуктивных палеоловушек и учитывая закон сжатия газов $\left(\frac{V_1}{V_2} = \frac{P_2}{P_1}\right)$, легко подсчитать, что формирование залежей газа начало происходить в них не ранее палеогенового времени и, вероятно, происходит поныне.

* * *

Таким образом, на основе обобщения геологических, геохимических и гидрогеологических данных можно сделать вывод, что юрская угленосная формация является основной газогенерирующей толщей, а

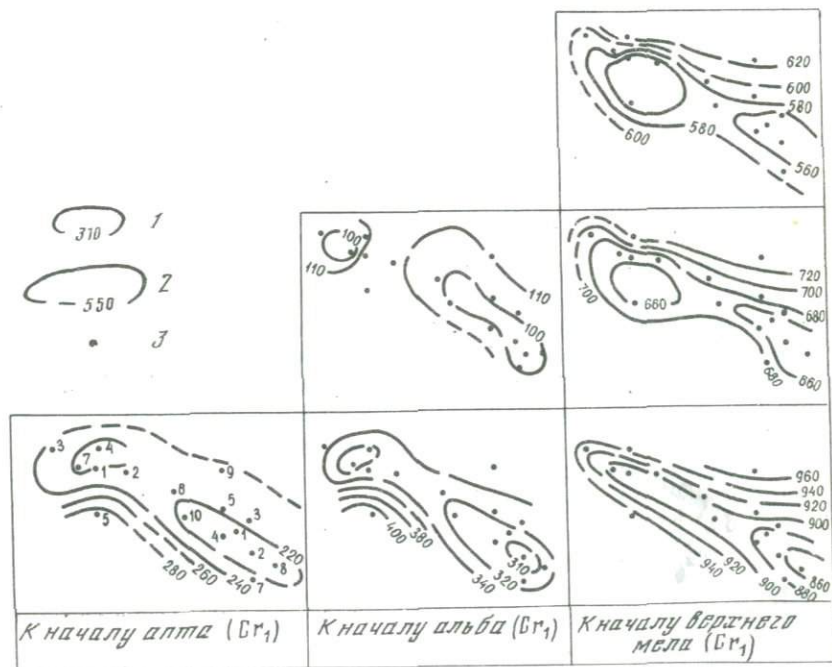
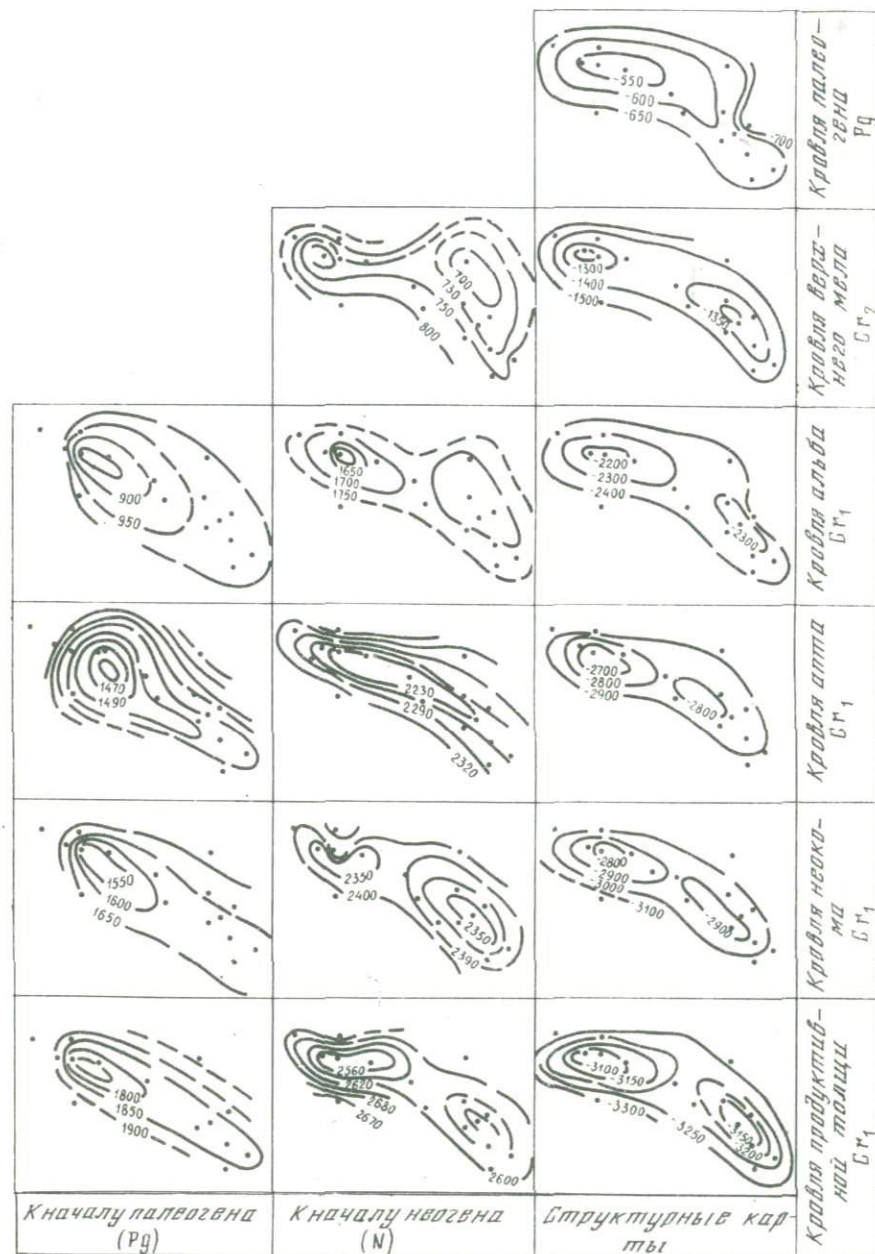


Рис. 2. Схема формирования Шатлыкской структуры
1 — изобахты; 2 — изогипсы; 3 — разведочные скважины



между залежами газа (и газоконденсата) меловых и юрских отложений существует генетическая связь.

Изучение геотермического и палеогеотермического режима недр показало, что юрские отложения при погружении достигли оптимальных для газообразования термобарических условий на глубинах, близких к современным, и что газовые залежи являются продуктом конечных стадий катагенеза.

Значительный прогрев юрских отложений в пределах Илимского прогиба, Багаджинской ступени и Мургабской впадины позволяет предположить открытие здесь в подсолевых отложениях исключительно газовых месторождений.

В заключение следует отметить, что существенное восполнение запасов газа в ближайшем будущем можно осуществить за счет поисково-разведочных работ на подсолевые известняки Багаджинской ступени, Кирпичлинского вала и Бешкентского прогиба, а также за счет над- и подсолевых отложений Учаджинского блокового поднятия. Фонд подготовленных структур в пределах перечисленных тектонических элементов может обеспечить фронт работ на ближайшее десятилетие.

Поиски и подготовка структур за пределами распространения региональной солеродной покрывки следует продолжить в Балкуинском прогибе и на Бадхыз-Карабильской ступени.

Стабилизация сырьевой базы газовой промышленности рассматриваемой территории осуществима прежде всего за счет увеличения объема поисково-разведочных работ по указанным направлениям.

ЛИТЕРАТУРА

- Алиев И.М.* Меловые отложения Байрамалийского района и перспективы их нефтегазоносности. Автореф. канд. дис. М., ВНИГНИ, 1966.
- Аммосов И.И., Горшков В.И.* Палеотемпературы нефтеносных пород. — В сб. "Проблемы диагностики условий и зон нефтеобразования. М., ИГиРГИ. Ротапринт, 1971.
- Бабаев А.Г.* Геотектоническая история Западного Узбекистана и региональные закономерности скопления нефти и газа. М., "Недра", 1966.
- Бузинова В.М.* О трещиноватости солей гаурдакской толщи в связи с возможностью проникновения через нее газа (зона Репетек-Келифского разлома Каракумской платформы). — Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. 1968, № 4.
- Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. — Изв. АН СССР, серия геол., 1967, № 11.
- Габриэлянц Г.А., Терехов В.И.* О возможности прорыва газа через соленосную толщу. — Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений, 1968, № 1.
- Еременко Н.А.* Геология нефти и газа. М., "Недра", 1968.
- Крылов Н.А., Васильев Е.П., Глумаков П.В.* и др. Закономерности размещения и поиски залежей нефти и газа в Средней Азии и Казахстане. М., "Наука", 1973.
- Крылов Н.А., Оводов Н.Е., Силич А.М.* Некоторые особенности пространственного размещения газовых и нефтяных месторождений в пределах платформенной части Туркмении и Западного Узбекистана и направления поисково-разведочных работ на нефть и газ. — В кн. "Проблемы геологии нефти", вып. 3. М., "Недра". 1972.
- Нестеров И.И.* Критерии прогнозов нефтегазоносности. — Труды Зап.-Сиб. НИГПИ 1969, вып. 15.

- Оводов Н.Е.* Оценка перспектив газонефтеносности мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. Битуминологическая характеристика. – Труды треста Союзбургаз, 1970, вып. 8.
- Оводов Н.Е.* Геологические предпосылки открытия новых газовых месторождений на территории Северной и Северо-Восточной Туркмении. В кн. "Проблемы геологии нефти". – Труды ИГиРГИ, 1974, вып. 4.
- Оводов Н.Е., Кубасов И.М., Саркисов В.А.* О природе аномальновысоких начальных пластовых давлений в мезозойских отложениях платформенной части запада Средней Азии. – Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений, 1973, № 9.
- Оводов Н.Е., Кудашев Э.Т., Зверева О.В.* О связи пространственного размещения и формирования газовых месторождений центральной части Туранской плиты с гидрогеологическими аномалиями. – Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений, 1972, № 4.
- Роговская Н.В., Соколовский Л.Г.* О некоторых гидродинамических закономерностях мезозойских отложений центральных и западных районов Туранской плиты. – Советская геология, 1972, № 8.
- Родионова К.Ф.* Геохимия рассеянного органического вещества и нефтематеринские породы девонских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной области. М., "Недра", 1967.
- Соколов В.А.* Геохимия природных газов. М., "Недра", 1971.
- Соколов В.А., Пилип Я.А.* Вопросы перспектив нефтегазоносности надсолевых отложений Восточной Туркмении в районах распространения толщи солей. – Нефтегазовая геология и геофизика, 1965, № 11.
- Соколовский Л.Г.* Гидрогеология мезозойских отложений Туркменской ССР в связи с нефтегазоносностью и возможностью промышленного использования подземных вод. Автореф. канд. дис. М., ИГиРГИ, 1966.
- Старобинец И.С.* Геохимия нефтей и газов Средней Азии. М., "Недра", 1966.
- Субботта М.И., Ходжакулиев Я.А., Клейменов В.Ф.* и др. Гидрогеологические бассейны Средней Азии и их нефтегазоносность. М., "Недра", 1971.
- Табасаранский З.А., Громадина Н.И., Тарханов М.И.* Сравнительный анализ закономерностей размещения и условий формирования месторождений нефти и газа эпигерцинской платформы юга СССР. – В кн. "Генезис нефти и газа". М., "Недра", 1967.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ СРЕДНЕЙ АЗИИ И НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ИХ ПРОИСХОЖДЕНИЯ

На территории Средней Азии устанавливается вертикальная зональность распределения углеводородов, подобная наблюдаемой для других регионов (Высоцкий, Оленин, 1964; Соколов, 1966, и др.). Наиболее четко она прослежена в восточной части Каракумского газонефтеносного бассейна (Буялов и др., 1971). Здесь отмечается переход от газовых (на глубинах 0,25–1 км), газоконденсатных и газонефтяных (на глубинах 1–2 км) залежей разнообразного углеводородного состава (0–16% C_2H_6 + высшие; 0–250 $см^3/м^3$ конденсата) в окраинной зоне к преимущественно газоконденсатным и более однородным (5–6% C_2H_6 + высшие и до 80 $см^3/м^3$ конденсата) – в средней (на глубинах 2,2–3,0 км) и далее к практически метановым (1,1–2% C_2H_6 + высшие; 0–1,5 $см^3/м^3$ конденсата) в наиболее погруженной (2,5–3,5 км) центральной зоне.

К окраинной зоне относятся Бухарская ступень Амударьинской синеклизы, Гиссарская мегантиклиналь и Кушкинская зона поднятий; к средней – Чарджоуская ступень Амударьинской синеклизы, Балхунский и Заунгузский прогибы и Беурдешикская ступень; к центральной – Мургабская впадина.

В рассмотренной зональности сопоставление проведено по всему мезозойскому разрезу в целом и без строгой последовательности изменений термодинамических условий, так как глубины залегания перекрываются при переходе из одной зоны в другую.

В отдельных же комплексах отмечается различное изменение фазового состава углеводородов при изменении термодинамических условий. В меловых отложениях к глубинам 0,25–1 км и соответствующим температуре и давлению (см. рис. 1) приурочена область А, в которой распространены газовые залежи (с содержанием в газе 0–3,6% C_2H_6 + высшие; 0–5 $см^3/м^3$ конденсата); к большему погружению (до 1,4 км) приурочена область Б с разнообразными залежами – газовыми, газонефтяными и газоконденсатными (1,3–8,7% C_2H_6 + высшие; от 3–5 до 50–70 $см^3/м^3$ конденсата); на еще больших глубинах (до 2,7 км) выявлена область В с газоконденсатными залежами (2,0–5,5% C_2H_6 + высшие; от единиц до 40–50 $см^3/м^3$ конденсата); наконец, в области Г, на глубинах, достигающих 3,5 км, выявлены газовые или близкие к ним залежи (1,3–2,4% C_2H_6 + высшие; 0–15 $см^3/м^3$ конденсата).

В юрских отложениях (рис. 2), где залежи выявлены лишь в окраинной и средней зонах, число газовых залежей очень мало. В области А (0,7–1,8 км) встречены разнообразные залежи – в основном газонефтяные, в меньшей мере газоконденсатные и лишь единичные – газовые (2,3–16,3% C_2H_6 + высшие; 15–250 $см^3/м^3$ конденсата). С погружением до 3 км в области Б выявлены преимущественно газоконденсатные и в мень-

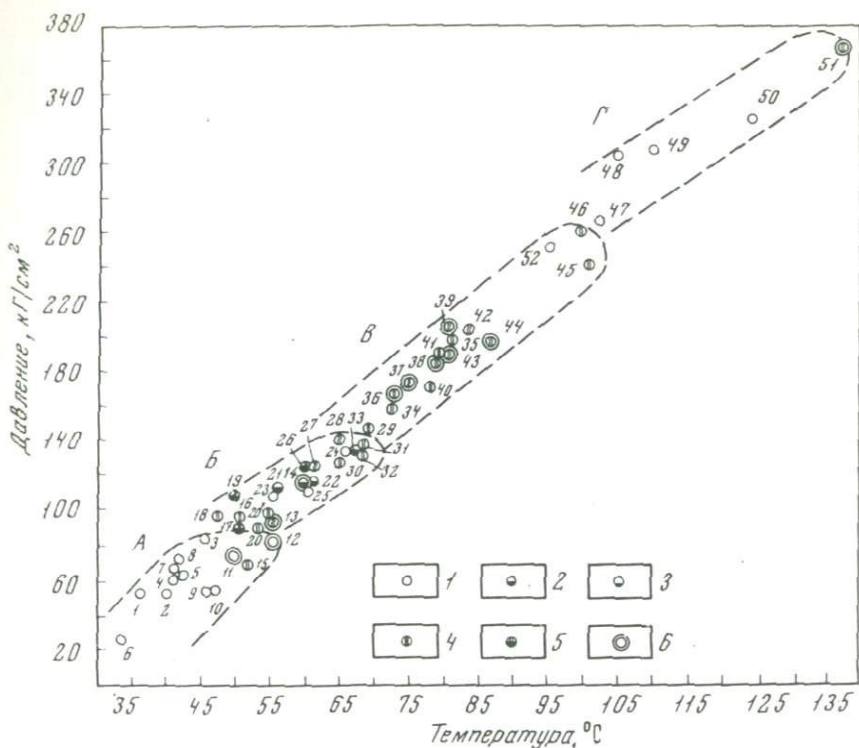


Рис. 1. Взаимосвязь характера залежей с термодинамическими условиями в восточной части Каракумского газонефтяного бассейна. Меловые отложения

Залежи: 1 – газовая; 2 – газонефтяная; 3 – то же, с непромышленной оторочкой нефти; 4 – газоконденсатная; 5 – нефтегазоконденсатная; 6 – уникальная.

Области распространения залежей: А – газовых; Б – газовых, газонефтяных и газоконденсатных; В – газоконденсатных, Г – газовых и газоконденсатных (с низким конденсатосодержанием). Месторождения и горизонты: 1 – Ташкудук, IX; 2, 3 – Сеталантепе, XI, XII; 4, 5 – Шурчи, XII, XIII; 6–8 – Акжар, IX, XII, XIII; 9, 10 – Карактай, XII, XIII; 11 – 14 – Газли, IX, X, XII, XIII; 15 – Карачоп, Ст₂; 16, 17 – Джаркак, XII, XIII; 18, 19 – Караулбазар, XII, XIII; 20, 20¹ – Юлдузкак, XII, XIII; 21 – Западный Юлдузкак, XIII; 22 – Юго-Западный Юлдузкак, XIII; 23 – Сарычи, XII, XIII; 24 – Унады, XII, XIII; 25 – Карабаир, XII; 26 – Западный Ташлы, XIII; 27–29 – Янгиказан, XII, XIII, XIV; 30, 31 – Южный Мубарек, XII, XIII; 32, 33 – Шуртепе, XII, XIII; 34, 35 – Гугуртли, XI + XII; XIII + XIV; 36–39 – Ачак, II – V; 40 – Учкыр, XIV; 41, 42 – Северный Ачак, III, IV; 43–44 – Наип, II, IV; 45 – Беурдешик; 46 – Ислим; 47 – Кёли; 48 – Байрамали; 49 – Еленское; 50 – Майское; 51 – Шатлык; 52 – Шарапли

шей мере – газоконденсатно-нефтяные залежи (2,2–16,5% C₂H₆ + высшие; от 5–10 до 100 и более см³/м³ конденсата); наконец, в области В на глубинах 2,6–3,3 км¹ встречены газоконденсатные и единичные газоконденсатно-нефтяные залежи (6–15% C₂H₆ + высшие; от 40 и предположительно до 100 и более см³/м³ конденсата).

¹ К этой области приурочены месторождения, характеризующиеся аномально высоким пластовым давлением (Култак, Камаш, Зеварды).

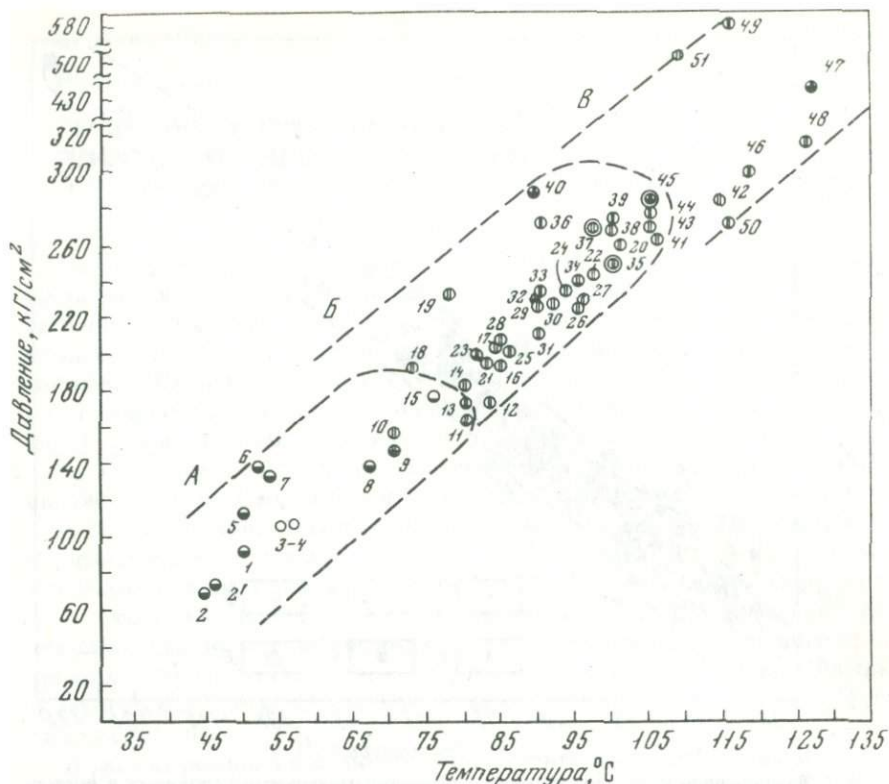


Рис. 2. Взаимосвязь характера залежей с термодинамическими условиями в восточной части Каракумского газонефтяного бассейна. Юрские отложения (Условные знаки см. на рис. 1)

Области распространения залежей: А – газовых и газонефтяных; Б – газоконденсатных (преимущественно) и газоконденсатно-нефтяных; В – газоконденсатных. Месторождения и горизонты: 1 – Карактай, XV; 2, 2' – Шурчи, XV, XVI; 3, 4 – Сеталантепе, XVI, XVII; 5 – Джаркак, XV; 6 – Сарыташ, XV; 7 – Караулбазар, XV; 8 – Карабаир, XV; 9 – Западный Ташлы, XV; 10 – Ташлы, XVI; 11, 12 – Адамташ, XV, XVI; 13, 14 – Учкыр, XV, XVI; 15 – Ходжихайрам, XV; 16, 17 – Кульбешкак, XV, XVI; 18–20 – Аккум, XV, XVI, XVIII; 21, 22 – Даяхатын, XV, терригенная юра; 23, 24 – Северный Мубарек, XV, XVIII; 25–27 – Гугуртли, XV + XVI, XVII, XVIII; 28–30 – Ачак, VI, IX, X; 31 – Каракум, XV; 32 – Карим, XV; 33 – Ходжикандым, XV; 34 – Фараб, XV; 35 – Наип, IX + X; 36 – Денгизкуль, XV; 37 – Самантепе, XV; 38 – Хаузак, XV; 39 – Киждуван, XV; 40 – Гумбулак, XV; 41–42 – Кариль, XV, XVI; 43 – Метеджан, XV; 44 – Сакар, XV; 45 – Уртабулак, XV; 46 – Бурдешик, верхняя юра (келловой – оксфорд); 47 – Камаша, XV; 48 – Багаджа, XV; 49 – Култак, XV; 50 – Ислим, келловой – оксфорд; 51 – Зеварды, XV

Если в меловых отложениях газонефтяные залежи встречены на глубинах всего до 1,4 км, то в юрских отложениях область их распространения простирается до 1,8 км; в меньшей мере она распространена в пределах всех вскрытых в данном комплексе глубин; нефть выявлена лишь в карбонатных отложениях верхней юры.

Из приведенного материала можно заключить следующее:

1) в рассматриваемом регионе распространены залежи как газообраз-

ных (преимущественно), так и жидких углеводородов;

2) вертикальная зональность углеводородов для различных комплексов существенно отличается друг от друга, что, по-видимому, связано с различием природы исходной органики;

3) при определенных термобарических условиях (на глубине 1–1,4 км для меловых и 0,7–1,8 км — для юрских отложений) распространены чрезвычайно разнообразные залежи.

Генерация углеводородов происходит за счет органического вещества осадочной толщи. Это подтверждается следующими данными.

1. Геохимическая зональность углеводородов согласуется с известными материалами о распределении в рассматриваемом бассейне исходной органики и о путях миграции углеводородов (см. ниже).

2. Теоретически рассчитанное содержание в газах гелия приблизительно соответствует фактическому, т.е. имеется равенство возраста газа и возраста вмещающих или смежных с ними пород.

Инертные компоненты в составе природных газов в рассматриваемом и других регионах Средней Азии содержатся в основном в количестве, способном поступать из атмосферы (преобладающая доля азота и аргона) и из газомещающих пород под влиянием распада содержащихся в них радиоактивных элементов (гелий и в меньшей степени аргон). Поступление их в газовую фазу происходит через пластовые воды, в соответствии с законами фазового распределения компонентов в данных геолого-геохимических условиях. В большинстве случаев, особенно в крупных газовых залежах, газовая фаза недонасыщена инертными компонентами, так как состояние равновесия возможно лишь в случае предельно малой доли газовой фазы по сравнению с водой. Степень недонасыщенности газа всеми инертными компонентами примерно равная; при наличии показателей активного подземного окисления углеводородов (например, для месторождений Таджикистана и юга Киргизии) количество всех инертных компонентов возрастает приблизительно в соответствии с теоретически ожидаемым при этом процессе (Нарижная, 1971б).

3. Появление в газах сероводорода и углекислого газа (по крайней мере преобладающего их количества) указывает на подземное окисление углеводородов в осадочной толще. Этими компонентами особенно обогащены газы карбонатных коллекторов верхней юры средней зоны (ряд месторождений Чарджоуской ступени).

Связь кислых компонентов с процессом десульфатизации (в рассматриваемом регионе древнем) подтверждается: а) неизменным облегчением углеводородного состава таких газов, свидетельствующим об исчезновении в них относительно более окисляемых высококипящих углеводородов; б) примерно эквивалентным содержанием обоих кислых компонентов (в условиях их сохранности) в соответствии с ожидаемым при указанном процессе; в) четко выраженной взаимосвязью процесса окисления и сульфатностью вод (Нарижная, 1965, 1971б).

4. Наилучшая концентрация (видимо, и генерация) углеводородов наблюдается в рифовых образованиях, т.е. в тесной взаимосвязи с живыми организмами.

Преимущественная генерация углеводородов в восточной части Каракумского газонефтеносного бассейна, по-видимому, происходила в юрских отложениях, так как при их изоляции (соляно-гипсоангидритовой толщей) вышележащие слои непродуктивны. Существенная роль, вероятно, принадлежит углестому веществу, которым обогащены нижне-среднеюрские отложения. Это обуславливает преобладающую долю газообразных углеводородов, региональную газонасыщенность коллекторов в отложениях юры и заметное обогащение газов углекислым газом. Те же углеводороды поступают и в вышележащие слои в районах отсутствия соляно-гипсо-ангидритовой толщи, особенно в зоне ее выклинивания, что способствует образованию здесь крупнейших месторождений (Крылов, 1973; Шейн и др., 1971, и др.).

Признавать роль углекислого вещества исключительной или подавляющей затруднительно ввиду ощутимой доли тяжелых (в том числе жидких) углеводородов в значительном количестве залежей, особенно в окраинной зоне.

Легчайшие газы, подобные газам угольных месторождений, в рассматриваемом и других регионах Средней Азии неизменно приурочены к низкотемпературным пластам; однако подобные же газы встречаются, как указывалось, и на больших глубинах, где они, по-видимому, связаны с углестым веществом.

Тяжелые (в том числе жидкие) углеводороды, по-видимому, генерировались в верхнеюрских отложениях (содержащих сапропелевую органику) в наиболее погруженных частях окраинной и средней зон (вероятно, в геологическом прошлом при термодинамических условиях, отличающихся от современных). Миграционная способность этих углеводородов значительно возростала по мере поступления сюда метанового газа, генерирующегося в нижне-среднеюрских отложениях. Последующее "внутризональное" распределение углеводородов обуславливалось вертикальной и латеральной миграцией газоконденсато-нефтяной смеси, влиянием глубины залегания, гидрогеологических и литологических условий, окисления и других факторов. Однако не следует отводить значительную роль адсорбционно-хроматографическим процессам, так как все поровое пространство литосферы, за исключением нефтегазонасыщенного, заполнено водой.

Напомним, что при хроматографическом анализе углеводородных газов по мере (даже слабого) увлажнения сорбента отмечается необратимая потеря углеводородов последовательно, начиная от высококипящих к нижекипящим с исчезновением их пиков на хроматограмме; это связано, по-видимому, с растворимостью и другими осложняющими сорбцию процессами.

ЛИТЕРАТУРА

Буялов Н.И., Васильев В.Г., Рыжов О.А. и др. О закономерностях в размещении нефтяных, газоконденсатных и газовых залежей Каракумского газонефтеносного бассейна. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1971, № 4.

- Высоцкий И.В., Оленин В.Б.* Глубинная зональность в распределении углеводородов. — Вестн. МГУ. Геология, 1964, № 6.
- Крылов Н.А., Васильев Е.П., Глумаков П.В.* и др. Закономерности размещения и поиски залежей нефти и газа в Средней Азии и Казахстане. М., "Наука", 1973.
- Нарижная В.Е.* Геохимия природных газов Средней Азии. Л., "Недра", 1965.
- Нарижная В.Е.* К вопросу о возможной оценке потенциального содержания гелия в природных газах. — Труды ВНИГРИ, 1971а, вып. 298.
- Нарижная В.Е.* Характеристика природных газов Амударьинской впадины. — Газовая промышленность, 1971б, № 7.
- Сokolov В.А.* Геохимия газов земной коры и атмосферы. М., "Недра", 1966.
- Шейн В.С., Рыжков О.А., Хаимов Р.Н.* Размещение крупнейших месторождений газа Среднеазиатской платформы. — ВНИИЭгазпром, Экспресс-информ., 1971, № 13.

ОСОБЕННОСТИ ПРОИСХОЖДЕНИЯ БЕССЕРНИСТОГО ГАЗА И ФОРМИРОВАНИЯ ЕГО ЗАЛЕЖЕЙ В МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ АМУДАРЬИНСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

В размещении газовых залежей синеклизы важная роль принадлежит мощной верхнеюрской соленосной толще, которая контролирует не только пространственное положение, но и состав природного газа залежей. В подстилающих эту толщу верхнеюрских карбонатных отложениях сосредоточены газовые скопления, содержащие в тех или иных концентрациях сероводород. За пределами распространения солей стратиграфический диапазон газонасности увеличивается, и в аналогах надсолевых отложений получают распространение преимущественно бессернистые газы.

Ряд исследователей в качестве основной газогенерирующей толщи этого региона рассматривает угленосные ниже-среднеюрские терригенные и верхнепалеозойские осадочные накопления.

Преимущественно латеральная миграция газа в подсолевых отложениях, на первых этапах развивавшаяся по зонам пологих палеоподнятий, была в значительной степени видоизменена в неоген-четвертичное время. Активные позднеальпийские тектонические движения обусловили существенную перестройку и усложнение структурного плана. Заложение системы компенсационных синорогенных прогибов привело к образованию нескольких самостоятельных узлов газовыделения. Рост региональных и местных углов наклона газомещающих отложений, возрождение старых и возникновение новых разломов способствовали аккумуляции газа в ловушках и увеличению этажа их газонасности.

Изменения структурного плана способствовали перемещению сероводородсодержащего газа из подсолевых верхнеюрских отложений в надсолевые, главным образом терригенные природные резервуары, обогащенные окислами железа, способными активно связывать сероводород.

Степень и скорость очистки газа от сероводорода при миграции газа зависит от комплекса факторов и в первую очередь от объема мигрирующего газа, содержания в нем сероводорода, обогащенности пород активными железистыми соединениями, расхода газа. При прочих равных условиях степень и скорость очистки должны быть тем выше, чем больше путь миграции (Гончаров и др., 1973а,б).

При содержании FeO 0,5%, распределенного в виде пленки на поровой поверхности, в 1 м^3 коллектора может быть связано свыше 3000 л H_2S (Амурский и др., 1973б), т.е. природный газ, заключенный в этом объеме коллектора при пластовом давлении 200 ат, коэффициенте открытой пористости 0,3, коэффициенте газонасыщенности 0,5, будет полностью освобожден от сероводорода даже если он содержит 16% H_2S .

Содержание реакционно-способных форм железа в нижнемеловых отложениях Амударьинской синеклизы колеблется от долей процента до 3% и более, наивысшим содержанием окислов железа характеризуются широко распространенные здесь красноцветные лагунно-континентальные

образования. В целом концентрация железа в различных отложениях нижнего мела синеклизы возрастает с увеличением дисперсности осадков (Алданов, 1968; Бакиров, Бордовская, 1969).

На участках интенсивных перетоков сероводородсодержащего газа при малой протяженности миграционного пути ресурсы реагентно-способного железа могут быть полностью исчерпаны на сульфидообразование (пиритизацию) и в дальнейшем не оказывать воздействия на концентрацию сероводорода в мигрирующем газе. Такие условия иногда имеют место при вертикальных перетоках газа. С этой точки зрения становится понятной обычная приуроченность месторождений самородной серы к зонам разрывных дислокаций, в частности в районах обрамления Амударьинской синеклизы (Гаурдак, Ходжа-Гугердаг, Газли). По-видимому, иногда месторождения самородной серы образуются за счет непосредственной разгрузки сероводородсодержащего природного газа в кислородсодержащую среду и последующего окисления сероводорода до элементарной серы.

Важную роль в изменении концентрации сероводорода в газе в процессе его миграции и аккумуляции играют пластовые жидкости, так как он обладает наивысшей среди всех природных газов растворимостью. Только в пластовых (остаточных, отжимаемых и подошвенных) водах ловушки (при концентрации H_2S в заполняющем ее исходном газе 0,3% об.) может раствориться вдвое больше сероводорода, чем его содержится в таком же объеме газа (Амурский и др., 1973б).

Гораздо большее влияние на распределение концентраций сероводорода в газовой залежи могут оказывать остаточная нефть и нефтяная оторочка залежи. Растворимость сероводорода в нефти и конденсате в несколько раз превышает его растворимость в воде. Аномальное содержание нефти в отдельных участках залежи газа может привести к почти полному исчезновению сероводорода в газе (например, на месторождении Панхендл-Хьюгтон; А.Л. Козлов, 1950).

В трещинных карбонатных коллекторах с относительно низким содержанием железа, реагентноспособная часть которого распределяется лишь непосредственно по поверхности трещин, пластовым жидкостям принадлежит главенствующая роль в изменениях концентрации сероводорода в природном газе.

Таким образом, условия формирования залежей бессернистого газа под воздействием процессов естественной сероочистки определяются:

- 1) литолого-геохимическими особенностями природных резервуаров, вмещающих газ — ресурсами реагентноспособного железа и характером его распределения, составом остаточных и гомогенных пластовых жидкостей и особенностями их размещения в поровой системе, особенностями строения порового пространства и т.п.;

- 2) литолого-структурными особенностями газоносных отложений — пространственным положением газогенерирующих, газопроводящих и газоаккумулирующих секций геологического разреза, определяющих действие процессов естественной сероочистки на различных этапах формирования газовых скоплений.

Изучение условий формирования выявленных залежей сероводородсодержащего и бессернистого газов Амударьинской синеклизы и их пространственной взаимосвязи позволяет наметить ряд сочетаний литолого-структурных особенностей, характерных для формирования скоплений бессернистого газа.

Особое значение имеют положение ловушки в надсолевых отложениях и их аналогах относительно солевого ареала, мощности и условия залегания соленосной толщи, определяющие механизм перемещения сероводородсодержащего газа из подсолевых карбонатов в меловые преимущественно терригенные породы с формированием в последних залежей бессернистого газа.

В условиях Амударьинской синеклизы эмиграция газа из подсолевых отложений в надсолевые и их аналоги осуществляется за счет:

1) центробежного перемещения газа в бортовые зоны синеклизы, где соленосная покрывка отсутствует (Бухарская, Карабиль-Бадхызская ступени);

2) перетока сероводородсодержащего газа в надсолевые преимущественно терригенные отложения по разломам и сопровождающим их зонам повышенной трещиноватости, нарушающим карбонатную (продуктивную) и соленосную толщи;

3) вертикального перетока газа в надсолевые отложения в зонах активного солевого диапиризма, преимущественно в узлах пересечения разломов разных направлений, с формированием литологических окон и окон выщелачивания, обеспечивающих непосредственную связь надсолевого и подсолевого этажей газонакопления (например, в Репетекской зоне соляных диапиров, в юго-западном Гиссаре).

Кроме того, формирование залежей бессернистого газа происходит в зонах сочленения окраинных частей Амударьинской синеклизы с другими крупными прогибами и впадинами, где соленосная покрывка выклинивается вниз по падению пластов за счет миграции из сопредельного бассейна (Шатлык, Байрамали и др.). При незначительных углах падения пластов и относительно резком сокращении мощности солей могут иметь место встречные или противоположно направленные уклоны над- и подсолевых отложений, благоприятствующие и перетоку подсолевого газа в подсолевые отложения.

Залежи бессернистого газа в пределах бортовой части синеклизы (Бухарская ступень), расположенные по восстанию пластов выше линии выклинивания региональной соленосной покрывки, образовались в результате миграции сероводородсодержащего природного газа со стороны более погруженной Чарджууской ступени. Миграционные пути углеводородов (см. рисунок) характеризуются сменой литологической среды: от чисто карбонатной (Уртабулак, Самантепе и др.) до выраженной преимущественно песчаниками (Газли, Шурчи и др.).

По мере увеличения доли терригенных пород в разрезе келловей-оксфордской толщи в свободном газе происходит уменьшение концентрации сероводорода вплоть до полного исчезновения (Шурчи, Янгиказган и др.).

О прохождении через ловушки в юрско-меловых отложениях Бухарской ступени первоначально сероводородсодержащего газа, мигрировав-

шего из подсолевых отложений, свидетельствуют наличие сероводорода в свободной и воднорастворенной газовой фазах VIII горизонта месторождения Газли и присутствие его в виде следов в газах залежей других месторождений, проявления элементарной серы в кайнозойских отложениях Газлинского поднятия (в зоне окисления). Возможно, повышенное содержание в терригенных продуктивных нижнемеловых отложениях на месторождениях Газли, Джаркак и других сульфидных форм железа обусловлено взаимодействием миграционного сероводорода с окислами железа пород. Этим же процессом, видимо, обусловлена и пиритизация карбонатных пород в зоне ГВК некоторых подсолевых залежей.

Генетическая связь свободных газов месторождений Бухарской ступени со свободными газами внутренних районов Амударьинской синеклизы подтверждается изучением физико-химических свойств конденсатов нефтей и газов и составляющих их компонентов месторождений Амударьинской синеклизы (Старобинец, 1966; Великовский, Саввина, 1966, и др.), воднорастворенных газов и гидрохимии пластовых вод юрских и меловых водоносных горизонтов (Корценштейн, 1964, и др.).

На фоне установленной закономерности в распределении по разрезу мезозойских отложений сероводородсодержащего и бессернистого газов, заключающейся, в частности, в приуроченности залежей бессернистого газа преимущественно к терригенным коллекторам бортовых зон синеклизы, за зоной выклинивания солей, аномальным является наличие сероводорода в газе Карабильского месторождения.

Концентрация сероводорода в газах терригенных неокомских отложений составляет 0,16–0,96%, гипсово-карбонатных палеоценовых – 0,2–0,3%. Формирование месторождения связывается с миграцией газа из подсолевых отложений глубокой Сандыкачинской зоны прогибов, где предполагается распространение высокосернистого газа (Амурский и др., 1973а).

Возникновение на рубеже олигоцен–неогена Карабиль-Гельчешминской системы разломов, одним из которых контролируются газовые залежи Карабильского месторождения, обусловило вертикальный переток газа в палеоценовые отложения. Восточнее (Ходжа-Гугердаг) с этой же зоной разломов связаны многочисленные серопроявления. Самородная сера на контакте олигоценовых (?) и миоценовых отложений образовалась в результате поступления по разломам в зону окисления (на донеогеновую поверхность) сероводородсодержащего газа.

Присутствие сероводорода в газах терригенных отложений Карабильского месторождения можно объяснить следующими причинами:

1) ограничением ресурсов реакционно-способных форм железа в меловых отложениях Карабильского поднятия в силу отсутствия здесь красноцветных образований и повышенной карбонатности разреза;

2) весьма высокой начальной концентрацией сероводорода в газе, поступающем из подсолевых отложений Сандыкачинской зоны прогибов;

3) большим объемом сероводородсодержащего газа, прошедшего через ловушку;

4) относительно коротким путем миграции сероводородсодержащего газа по терригенным породам.

Поэтому современная концентрация сероводорода в газах залежей Карабильского месторождения может рассматриваться как остаточная. Огромные запасы бессернистого газа сосредоточены в надсолевых красноцветных отложениях в районе сочленения Амударьинской синеклизы и Предкопетдагского прогиба, выделяемого в качестве Шатлыкской межбассейновой зоны газонакопления (Амурский, Соловьев, 1974).

Вероятно, в красноцветные отложения этой зоны поступал сероводородсодержащий газ, на что указывает высокое содержание сероводорода в свободном газе подстилающих карбонатных верхнеюрских отложений на месторождении Хангирен (до 4%) и в растворенном газе подсолевых отложений площади Байрамали (Гончаров и др., 1973а,б). При латеральной миграции газа по хорошо выдержанному, обладающему высокими фильтрационными свойствами пласту красноцветных песчаников происходила вначале почти полная очистка газа от сероводорода (Теджен, содержание H_2S — 0,0007% об.), затем (Шатлык, Майское и другие) в конце пути миграции — полная очистка.

Верхнеюрские карбонатные и терригенно-карбонатные отложения рассматриваются как регионально перспективные на бессернистый газ только за пределами распространения сульфатных пород кимеридж-титона. В пределах солевого ареала верхнеюрские карбонатные отложения зонально перспективны лишь на участках обогащения их терригенными породами.

По-видимому, этим, в частности, объясняется формирование залежей бессернистого газа в верхнеюрских отложениях западного борта Амударьинской синеклизы (месторождения Беурдешик, Кирпичли и др.). По данным А.М. Эйвазова, здесь в разрезе келловей-оксфордских образований с востока на запад возрастает доля терригенного материала, причем отдельные его пласты и пропластки довольно хорошо выдержаны по площади. Кроме того, залежи газа ХУ-2, ХУ-3 продуктивных горизонтов Беурдешикского и "рухлякового" Кирпичлинского месторождений контролируются не сульфатными, а плотными глинисто-карбонатными покрывками, что не может способствовать интенсивному протеканию сульфатредукции и длительной консервации сероводорода в залежах.

ЛИТЕРАТУРА

- Алланов А. Литология нижнемеловых отложений Восточного Туркменистана и перспективы их нефтегазоносности. М., "Недра", 1968.
- Амурский Г.И., Гончаров В.С., Гончаров Э.С., Соловьев Н.Н. Рекомендации по увеличению прироста запасов сероводородсодержащих свободных газов. М., ВНИИГаз. Ротапринт, 1973а.
- Амурский Г.И., Гончаров В.С., Орел В.Е., Соловьев Н.Н. Естественная очистка сероводородсодержащих газов. — Газовая промышленность, 1973б, № 8.
- Амурский Г.И., Соловьев Н.Н. Условия формирования Шатлыкской межбассейновой зоны газонакопления. — Геология нефти и газа, 1974, № 1.
- Бакиров Э.А., Бордовская М.В. Распределение рассеянного органического вещества нижнемеловых отложений района Байрамали. — Труды МИНХиГП, 1969, вып. 78.

- Великовский А.С., Саввина Я.Д.* Определение направления миграции конденсатных газов. – Геология нефти и газа, 1966, № 11.
- Гончаров В.С., Гончаров Э.С., Хельквист В.Г.* Некоторые геологические факторы, определяющие непостоянство концентраций сероводорода в газовых залежах. – Газовая промышленность, 1973а, № 4.
- Гончаров В.С., Гончаров Э.С., Хельквист В.Г.* Условия распространения и поисковые признаки месторождений сероводородсодержащих природных газов. – Геология нефти и газа, 1973, № 9.
- Козлов А.Л.* Проблемы геохимии и природных газов. М., Гостоптехиздат, 1950.
- Корценштейн В.Н.* Гидрогеология Бухаро-Хивинской газонефтеносной области. П., "Недра", 1964.
- Старобинец И.С.* Геохимия нефтей и газов Средней Азии. М., "Недра", 1966.

О ФАКТОРАХ, ОБУСЛОВИВШИХ ПРОДУЦИРОВАНИЕ ПРЕИМУЩЕСТВЕННО ГАЗООБРАЗНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕКОТОРЫХ ОСАДОЧНЫХ ТОЛЩАХ УЗБЕКИСТАНА

В ИГИРНИГМ проводились работы по выяснению количественных соотношений газа и нефти в разрезах различных осадочных формаций Узбекистана и прилегающих земель, а также по изучению зависимости этих соотношений от условий образования углеводородных флюидов. В результате получен значительный объем информации по вопросам генезиса углеводородных газов в конкретных осадочных формациях. Результаты частично публиковались в работах А.М. Акрамходжаева (1973а,б) и наших (Каримов, 1964, 1968, и др.).

Эти работы подтвердили, в частности, три важных положения в теории генезиса углеводородных флюидов: а) принцип единства и неразрывности нефтеобразования и газообразования; б) схему, согласно которой газообразование предшествует нефтеобразованию, сопутствует ему и продолжается после его завершения; в) положение о главной фазе нефтеобразования (ГФН), выявленной рядом исследователей, впервые четко сформулированной Н.Б. Вассоевичем.

Эти положения, выкристаллизовавшиеся в основном за последнее десятилетие в результате многочисленных исследований, отвечают на многие вопросы, связанные с проблемой генезиса нефти и газа. Однако в вопросе о количественном соотношении нефти и газа в продукции различных нефтегазопроизводящих свит остается еще много неясного.

Количественное соотношение нефти и газа зависит от условий их образования и миграции. Известны целые области или стратиграфические горизонты, практически только газоносные или нефтеносные. Отсюда вытекает важная задача — охарактеризовать те специфические условия (или комплексы факторов), которые необходимы для газообразования или нефтеобразования. Здесь мы рассмотрим значения двух групп факторов, играющих в нефтегазообразовании, по нашим данным, решающую роль: а) генетический тип органического вещества и качество потенциально нефтегазоматеринских пород (ПНМП); б) глубина погружения ПНМП и температура пласта.

В литературе имеются многочисленные указания на значение для нефтегазообразования палеогеографических и геохимических условий формирования осадков, сохранности последних (и органического вещества) от выветривания и окисления, количества и фациального типа исходной органики, величины расхода ОВ на восстановление среды и т.д. Учитывая неудобство перечислять в каждом случае все эти показатели, нами было предложено (Акрамходжаев, Каримов, 1973) объединить всех их под одним термином "качество потенциально нефтегазоматеринских пород" (ПНМП). На значение качества пород указывалось также в трудах Дж.Филиппи, К.Ф. Родионовой и П.С. Максимова (1970) и других исследователей.

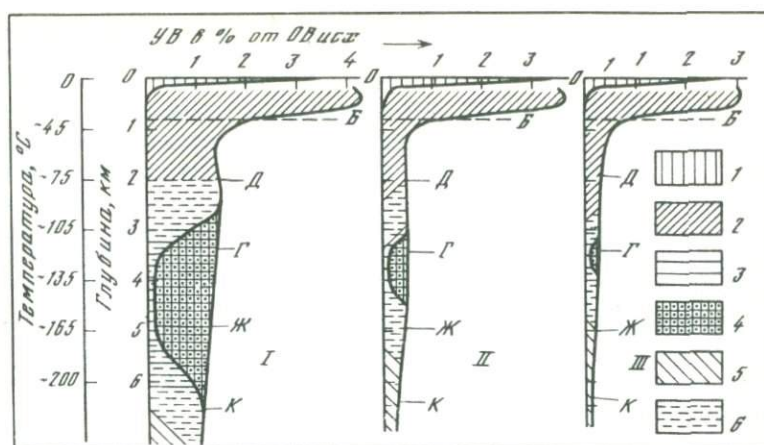
Нередко понятие о качестве ПНМП заменяется генетическим типом РОВ, заключенного в породах. Это, безусловно, удобнее и обычно допустимо. Но при этом упускается фактор количества ОВ, включенный в понятие ПНМП и имеющий исключительно важное значение.

Изучение качества потенциально нефтегазоматеринских пород Узбекистана позволяет сделать следующие выводы: а) ГФН наступает в случае высококачественных пород (палеоген) при меньших глубинах (при менее жестких термобарических условиях), чем в менее качественных породах (нижне-средняя юра), на что указывали также Н.Б. Вассоевич и А.Э. Конторович; б) ГФГН завершается в случае менее качественных ПНМП раньше (на меньших глубинах), чем в высококачественных ПНМП, причем ГФН и ГФГН занимают в низкокачественных и в высококачественных породах больший интервал глубины; в) особенно важно, что характер продуцируемых углеводородных флюидов различен для разного типа ПНМП: высококачественные породы генерируют нефтегазовую смесь, в которой в ГФН преобладает нефть; среднего качества ПНМП (график II) производят нефтегазовую смесь, в которой количественно доминируют газообразные УВ; наконец, низкокачественные ПНМП (график III) продуцируют практически только газ, а нефти они почти не выделяют ни при каких условиях (см. рисунок).

В Узбекистане высококачественные ПНМП встречаются чаще всего в палеогене, а в Западном и Южном Узбекистане — также в карбонатной толще верхней юры, а средне- и низкокачественные ПНМП — чаще всего в юрских и меловых отложениях. Соответственно к палеогену приурочены обычно нефтяные залежи, а к юре и мелу — газовые и реже нефтяные.

Значение второй группы факторов мы видим в следующем. На примере осадочных отложений Узбекистана установлено (Каримов, 1972), что при достижении глубины в 1,5–2,5 км битуминизация ОВ резко возрастает, наступает главная фаза нефтеобразования (ГФН). При среднем геотермическом градиенте в этом регионе около 3°C такие глубины соответствуют температурам 60–90°C и более. Несколько глубже происходит интенсивная эмиграция накопившихся битумоидов из пелитовых материнских пород в коллектор — наступает новая фаза, которую можно было бы назвать главной фазой генерации нефти (ГФГН). ГФГН является следствием ГФН, тесно переплетается с ней.

Согласно данным по изучению глин и аргиллитов, в нижне-среднеюрских отложениях Западного и Южного Узбекистана ГФГН наступает в пределах глубин 3,0–3,6 км (100–120°C). Подобные сведения получены нами также по юрским отложениям Устюрта, по палеогену и юре Ферганы и по некоторым другим отложениям. В целом ГФН и ГФГН в осадочных бассейнах Узбекистана проявляются совершенно четко. Важно отметить и то, что они хорошо увязываются с характером нефтегазоносности различных частей территории. Кроме того, имеющиеся материалы и методы (Акрамходжаев, 1973а; Акрамходжаев, Каримов, 1973; Каримов, 1964, 1968; Успенский, 1954) позволили рассчитать количество жидких и газообразных углеводородов, эмигрировавших из материнских пород на разных глубинах их погружения.



Зависимость количества продуцируемых углеводородов от глубины залегания материнских отложений и от качества потенциально нефтегазоматеринских пород (или типа исходного органического вещества)

I — преимущественно сапропелевое ОБ; II — преимущественно гумусовое ОБ; III — гумусовое ОБ.

Зоны: 1 — биохимическая зона продуцирования газа; 2 — верхняя геохимическая зона продуцирования газа; 3, 4 — зона продуцирования нефтегазовой смеси; 3 — газ, 4 — нефть; 5 — нижняя геохимическая зона продуцирования газа; 6 — газ с конденсатом

На основе всех этих данных общая схема нефтеобразования и газообразования представляется нам в следующем виде (см. рисунок). Графики на рисунке построены путем нанесения на ось ординат количества газообразных и жидких углеводородов, эмигрировавших из материнских глинистых пород на каждом 500-метровом интервале по мере их погружения. Причем приведены схемы отдельно для трех типов ОБ — для преимущественно сапропелевой (график I), преимущественно гумусовой (график II), относительно чистой гумусовой (график III) разновидностей ОБ. Следовательно, графики показывают интенсивность генерации углеводородов газа и нефти в зависимости от типа ОБ и от глубины погружения (или максимального палеопогружения) в специфических условиях осадочных бассейнов Узбекистана.

Как показывает рисунок, весь процесс продуцирования углеводородов материнской породой (по крайней мере при сапропелевом или смешанном ОБ) можно разделить на 4 зоны: 1) самую верхнюю часть до глубины нескольких десятков (возможно, до 100–150) метров занимает фаза биохимического газообразования; 2) ниже, от 100–200 м до 2,5–3 км расположена верхняя геохимическая зона газообразования, охватывающая стадии катагенеза Б и Д. Здесь образуется весьма большое количество газа, особенно на стадии Б, но подавляющая часть этого газа, по-видимому, рассеивается, а на формирование залежей частично идет лишь в нижней части зоны, начиная со стадии Д и ниже; 3) зона продуцирования нефтегазовой смеси; 4) нижняя геохимическая зона газообразования, находя-

щаяся в интервале от 4—6 км и глубже, где также продуцируется большое количество углеводородных газов.

Примечательно, что в нижней части второй и верхней части четвертой зон выделяемые материнскими породами газы богаты гомологами метана, а в других частях "сухие".

Ранее считалось (В.А. Соколов и др.), что после первой (биохимической) зоны газообразования постепенно начинается зона продуцирования нефтегазовой смеси. Как видно из изложенного, между этими двумя зонами располагается широкий интервал (от 100—150 м до 2,5—3 км), где происходит геохимический процесс газообразования. Существование такой специфической и, следовательно, самостоятельной зоны доказывается следующими фактами. Во-первых, как показал анализ битуминологических данных, произведенных за последние годы (И.А. Зеличенко, А.К. Каримов, А.Э. Конторович и др.), хотя интенсивное нефтеобразование начинается на глубинах 1,2—1,5 км, генерация (выделение ее из материнских пород) происходит только на 3—6 км. Во-вторых, согласно данным расчета на основе методов автора (Каримов, 1964) и В.А. Успенского (1954), в интервале 0,1—3,0 км породы выделяли большие количества УВ (5—7% на вес исходного ОВ). На основе этих двух фактов можно сделать вывод, что в указанном интервале, от 0,1 км до 2,5—3 км происходит геохимический процесс газообразования и продуцирования газа.

Еще до получения этих доказательств (Акрамходжаев, Каримов, 1973; Каримов, 1972) был сделан вывод (Каримов, 1968), что в нефтегазоносных бассейнах Узбекистана нефть продуцируется на глубинах порядка 2,5—6 км, а выше и ниже этого интервала генерируется газ. Исходя из этого, А.М. Акрамходжаевым и нами еще в 1967—1968 гг. высказывалось предположение, что типично нефтеносные в Фергане палеогеновые отложения на глубинах 5—6 км и более в центре впадины могут быть газоносными, что подтвердилось открытием газовой залежи в палеогене на площади Чуст-Пап на глубине 5600 м. Имеется и другой чрезвычайно интересный факт: как известно, в северо-западном Приаралье палеогеновые отложения залегают в интервале 0,3—1,2 км, и здесь они газоносные, причем признаков нефти здесь не отмечалось.

Таким образом, палеогеновые отложения, в которых ОВ обычно преимущественно сапропелевое, ПНМП высококачественные, газоносны на малых (до 1,5 км) и больших (> 5—6 км) и нефтеносны на средних глубинах, что полностью подтверждает изложенное. В нижне-среднеюрских и меловых отложениях, для которых характерно преимущественно гумусовое ОВ (график II), обнаружено много газовых залежей, в том числе крупных (Газли, Самантепе, Наип, Ачак, Байрамали, Шатлык и др.) и заметно реже встречаются скопления нефти, что также согласуется с приведенной схемой.

Однако изложенное не значит, что юрские отложения всюду мало-перспективны на нефть. Так, в Южном Узбекистане и Юго-Восточной Туркмении (район Сурхандарья, Гаурдака) к келловей-оксфорду приурочены довольно мощные (до 200—300 м) нефтегазоматеринские слои, с содержанием в породах в среднем 2,5—3% ОВ преимущественно сапропелевого характера, причем толща погружалась здесь до 4—5 км и более.

Расчеты, произведенные нами недавно, показали, что верхнеюрская карбонатная толща продуцировала в этом районе огромные количества углеводородов — до 2–4 млн. т на площади в 1 км²; к тому же, согласно изложенной выше схеме, половину эмигрировавших из материнских пород углеводородов составляли жидкие разности. Эти показатели дают основание предположить, что районы юго-востока Туркмении и юга Узбекистана в их подсолевой юрской части могут быть чрезвычайно богатыми как на газ, так и на нефть.

ЛИТЕРАТУРА

- Акрамходжаев А.М.* Органическое вещество — основной источник нефти и газа. Ташкент, "Фан", 1973а.
- Акрамходжаев А.М.* Главная фаза газообразования. — *Узбекский геол. журн.*, 1973б, № 6.
- Акрамходжаев А.М., Каримов А.К.* Влияние качества потенциально нефтегазо-материнских пород на нефтегазообразование. — *Узбекский геол. журн.*, 1973, № 1.
- Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В., Чернышев В.В.* Главная фаза нефтеобразования. — *Вестн. МГУ. Геология*, 1969, № 6.
- Каримов А.К.* О вероятных количествах углеводородов, выделяющихся при карбонизации захороненного органического вещества. — *Геология нефти и газа*, 1964, № 12.
- Каримов А.К.* Битуминология нефтегазопроизводящих толщ Узбекистана. Автореф. докт. дис. Ташкент, 1968.
- Конторович А.Э., Рогозина Е.А.* Масштабы образования углеводородных газов в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. — *Труды СНИИГИМС*, 1967, вып. 65.
- Родионова К.Ф., Максимов П.С.* Критерий диагностики нефтематеринских пород. — *Советская геология*, 1970, № 11.
- Успенский В.А.* Опыт изучения материального баланса процессов, происходящих при метаморфизме угольных пластов. — *Изв. АН СССР, серия геол.*, 1954, № 6.

**ГЕНЕЗИС И ПОИСКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО ГАЗА
В ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ**

Вопрос о генезисе газа в Тимано-Печорской провинции решается при совместном рассмотрении всего комплекса геологических и геохимических данных о газовых скоплениях, о их составе и условиях нахождения (Алексеев и др., 1973; Анищенко и др., 1968).

Залежи углеводородных газов в Тимано-Печорской провинции установлены практически во всех вскрытых стратиграфических подразделениях на глубинах от 250 до 4000 м (температуры — до 100°С), причем не выявляется преимущественной приуроченности газовых залежей к какому-либо стратиграфическому комплексу.

Зоны газо- и нефтенакопления приурочены к областям прогибания с толщами морских и прибрежно-морских отложений. При этом важно подчеркнуть, что если в областях прогибания размещение крупнейших зон нефтегазонакопления определяется наличием линейных дислокаций, связанных с разломами в породах фундамента, то на большей части Тиманского поднятия вдоль глубинных разломов при достаточных условиях сохранности залежей углеводородов не выявлено. Намечается прямая зависимость между масштабами нефтегазонакопления и мощностью осадочного чехла.

По площади провинции выявлены районы преимущественного газонакопления, нефтегазо- и нефтенакопления. Богатство районов газом определяется в основном степенью погружения толщ и литологическими условиями сохранности (консервации) залежей газа. Так, преимущественно газоносной является Верхне-Печорская впадина Предуральяского прогиба, характеризующаяся как максимальным погружением толщ, так и наличием кунгурской хемогенной покрывки. Здесь к настоящему времени и выявлены основные промышленные запасы газа (Вуктыльское месторождение).

Наряду с площадной выявляется и вертикальная зональность (рис. 1) как в целом по провинции, так и особенно четко в пределах каждого тектонического района (Анищенко и др., 1972). В региональном плане на первых сотнях метров от поверхности наблюдаются преимущественно тяжелые дегазированные нефти; ниже, до глубин 1200—1500 м встречены как нефти, преимущественно тяжелые и утяжеленные, так и газы в основном метанового и азотно-метанового состава. Ниже, в интервале до 4000 м, встречены преимущественно как легкие нефти, так и конденсатные газы, причем если для первых характерно облегчение с глубиной, то в конденсатных газах в этом направлении увеличивается содержание жидких фракций. Вертикальная зональность каждого района индивидуальна, а место залежей газа по глубине различно.

В зонах преимущественного нефтенакопления газоконденсатно-нефтяные залежи появляются на глубинах свыше 3000 м. Для зон преимущественного газонакопления (Верхнепечорская впадина) характерно сни-

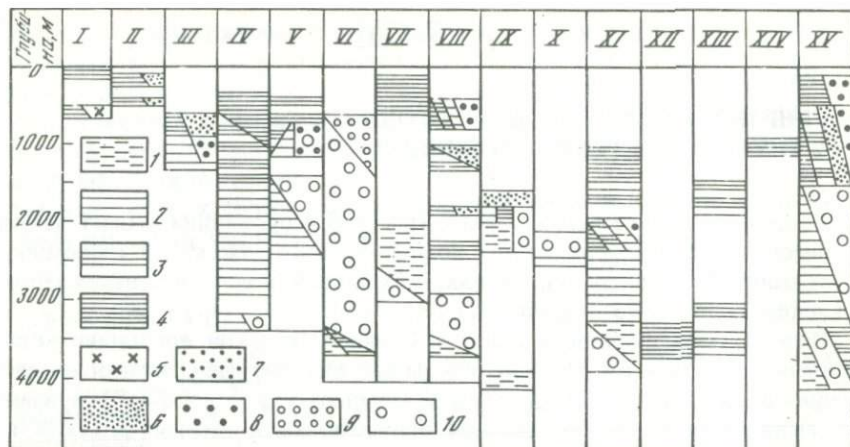


Рис. 1. Распределение типов и разновидностей углеводородов по глубинам

Нефтегазоносные районы и зоны; I – Кельтминский вал; II – Ухто-Ижемский вал; III – Ижма-Омринский район; IV – Тэбук-Савинборский район; V – Джеболский район; VI – Верхнепечорская впадина, Печероковжинский вал; VII – Лыжско-Кыртаюльская и Терехевей-Даниюльская зоны; VIII – Печорогородская, Аранецкая зоны; IX – Шапкино-Юрьянский вал; X – Лайская структурная зона; XI – Колвинский вал; XII – Большесынинская депрессия; XIII – Макарихинская зона; XIV – поднятие Чернова; XV – обобщенный вид вертикальной зональности.

Нефти: 1 – легкие и облегченные, с содержанием парафина более 6%; 2 – легкие, малосмолистые, газонасыщенные; 3 – утяжеленные; 4 – тяжелые, дегазированные. Газы: 5 – азотные; 6 – метановые; 7 – азотно-метановые; 8 – азотно-этанометановые; 9 – метано-этанопропановые; 10 – конденсатные

жение содержания конденсата в газах с уменьшением глубины. В зонах нефтегазонакопления отмечаются такие закономерности, как смена снизу вверх залежей недонасыщенных газом нефтей залежами газоконденсатно-нефтяными, газонефтяными и чисто газовыми (Юрьянско-Шапкинский вал).

Следовательно, сами по себе наблюдаемые закономерности размещения зон газонакопления позволяют предполагать как наличие районов преимущественной газогенерации, так и преимущественной нефтегенерации, где условия формирования газовых залежей различны.

Состав газовых залежей изменяется в широких пределах от азотно-метановых к метановым и пропано-этанометановым и зависит в первую очередь от типа скоплений и глубины залегания или пластовых давлений. На глубинах до 1000 м встречаются азотно-метановые и метановые газы. Для малых глубин характерны повышенные содержания азота, углекислоты, незначительные отношения бутана нормального строения к изобутану. С увеличением глубины залегания растет количество тяжелых гомологов метана (рис. 2). На глубинах более 1000 м концентрация гомологов метана достигает 10–15%. С увеличением глубины отмечается преобладание газообразных углеводородов нормального строения над углеводородами изостроения.

Характер залежи предопределяет состав газа и в первую очередь компонентный состав углеводородной части. В чисто газовых скоплениях

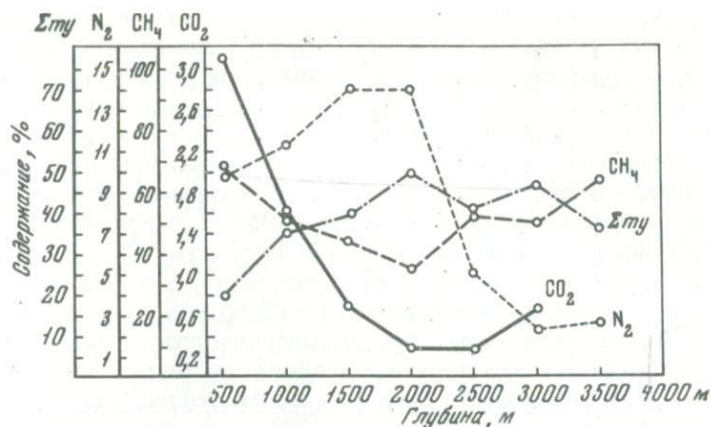


Рис. 2. Изменение состава попутного газа в зависимости от глубины залегания продуктивного пласта (ТУ — тяжелые углеводороды)

фракция гомологов метана представлена в основном этаном, а общее содержание гомологов незначительно. В газонефтяных залежах обнаружены гомологи до бутана включительно, в газоконденсатных — присутствуют и более тяжелые (C_5 , C_6) гомологи, часто в значительных концентрациях. Значения содержания этана (от общего количества тяжелых) для различных типов залежей следующие: газовые 70–100%; газонефтяные 60–70%, газоконденсатные 40–60%. Газы, растворенные в нефти, характеризуются еще меньшей долей этана, чем газоконденсатные залежи.

Основными составляющими компонентами попутных газов являются гомологи метана и метан. Обычно метан в нефтях Тимано-Печорской провинции составляет 60–40%, крайне редко 80%. Выявляется значительное влияние глубины залегания, давлений и температурных условий на состав попутного газа. Метан имеет как бы два максимума распространения: один на глубинах до ~1000 м и второй на глубинах более 3000 м. На этих глубинах метан резко преобладает над остальными углеводородными компонентами. Концентрация метана в нефтях на глубинах ~2000–2500 м падает до 40–30%, на глубинах ниже 2500 м в нефтях концентрация метана возрастает до 60–70%. Противоположный характер носит изменение гомологов метана (см. рис. 2).

В нефтях, расположенных на глубинах ~2000–2500 м, гомологи метана по концентрации равны или преобладают над метаном. Для нефтей указанных глубин в общем плане можно говорить о существенном накоплении гомологов метана, о наличии какой-то определенной зоны, где нефти характеризуются стабильным, практически равновесным соотношением газообразных углеводородов. На глубинах свыше 3000 м в нефтях равновесное соотношение углеводородов смещается в сторону метана.

Охарактеризованным закономерностям в изменении составов газов сопутствуют изменения нефтей. Данные по выходам углеводородных компонентов, выделенных из остатка при температуре выше 350°С, сви-

детельствуют о метанизации нефтей с погружением пластов. Высокомолекулярная углеводородная часть нефтей, занимающих более высокое гипсометрическое положение, богаче ароматическими углеводородами и беднее предельными парафино-циклопарафиновыми. Количество последних с погружением пластов увеличивается, а количество ароматических углеводородов убывает. Наблюдаются изменения и в групповом составе бензиновых фракций нефтей — с увеличением возраста и глубины залегания в бензиновых фракциях увеличивается содержание метановых углеводородов и уменьшается количество нафтеновых.

Состав попутных газов и нефтей свидетельствует о широко проходящем процессе накопления метановых углеводородов, активной метанизации нефтей по мере увеличения глубины залегания пластов. Однако четкого непрерывного роста газонасыщенности нефтей с глубиной не наблюдается.

В отношении изменения газонасыщенности нефтей с глубиной отмечается следующее. До глубин 1500–2000 м (в региональном плане) есть основание говорить о наличии четкой тенденции роста газового фактора с глубиной. Ниже газонасыщенность нефтей колеблется в определенных пределах, характеризуя незначительную тенденцию ее роста или отсутствия такой связи. Так, до глубин 1500–2000 м газонасыщенность нефтей растет от 30 до 140 $\text{нм}^3/\text{м}^3$, а ниже колеблется в пределах 70–180, причем максимальная газонасыщенность — 200 $\text{нм}^3/\text{м}^3$ установлена не на наибольших глубинах, а в зоне интенсивного газонакопления.

Наблюдается четкая зависимость между степенью газонасыщенности нефтей и составом попутного газа. Нефти предельно газонасыщенные с высоким газовым фактором содержат газы метанового состава с наиболее низкими концентрациями тяжелых углеводородов. Нефти, недонасыщенные газом, характеризуются повышенным содержанием гомологов метана до 50–60%. Между жидкими и газообразными углеводородными компонентами существуют, таким образом, зависимые соотношения, которые выражаются в прямой зависимости между бензиновыми фракциями нефти и количеством гомологов метана.

Следует подчеркнуть наличие тенденции прямой взаимосвязи между величиной давления насыщения и газового фактора. Для нефтяных залежей разница между пластовыми давлениями и давлением насыщения с глубиной увеличивается. В то же время на значительных глубинах, наряду с нефтяными, встречаются газоконденсатные и газоконденсатно-нефтяные залежи, где давления насыщения близки к пластовым.

По составу нефти и газа четко наблюдается тенденция к метанизации нефтей с увеличением глубины залегания продуктивного горизонта. И следовательно, можно было бы ожидать рост газонасыщенности нефтей с глубиной. Как показано, газонасыщенность нефтей не является строгой функцией залегания продуктивных горизонтов. Можно в общем плане говорить о существовании относительно стабильной газонасыщенности нефтей $\sim 100 \text{ нм}^3/\text{т}$ на глубинах свыше 2000 м.

Изотопный состав углерода метана залежей Тимаño-Печорской провинции колеблется в пределах от $-5,86\%$ до -3% ¹ (Алексеев и др., 1973).

¹ Анализы выполнены в лабораториях ВНИИЯГТ и ВНИГРИ.

Выявляется зависимость изотопного состава углерода метана от типа залежей. Газоконденсатные газы (интервал глубин 1300–4000 м) характеризуются значениями δC^{13} от -3 до $-4,5\%$. Средняя величина составляет $-3,7\%$. Рост значения δC^{13} с глубиной в газоконденсатных залежах не наблюдается.

Изотопный состав углерода метана попутного газа исследован в разнообразных нефтях девонских отложений юга провинции в интервале глубин от 300 до 3000 м. Значение δC^{13} колеблется в пределах от $-3,4$ до -5% , при средней величине $-4,2\%$. Тенденция повышения содержания изотопа δC^{13} с глубиной весьма слабая.

Изотопный состав углерода CH_4 газовых месторождений близок к значениям нефтяных месторождений (δC^{13} изменяется от $-3,5$ до $-5,9\%$). Для газовых месторождений отмечается повышение содержания изотопа δC^{13} в зависимости от глубины залегания залежей. Наиболее легкие изотопы углерода обнаружены в газах, залегающих на глубинах до 500 м. Для девонских газов юго-восточного погружения Тимана отмечается увеличение изотопа δC^{13} в метане по мере погружения продуктивного горизонта: Нямець, 700 м, δC^{13} $-5,6\%$; Н. Омра, 1000 м, δC^{13} $-4,7\%$. По разрезу Печорогородского месторождения Печорокожвинского вала содержание изотопа δC^{13} с глубиной также растет. Так, в метане свободных газов пермских отложений δC^{13} $= -5,8\%$, каменноугольных $-5,3\%$, в конденсатных газах девона $-3,4\%$.

Газы угольных месторождений имеют чисто метановый состав с небольшой примесью тяжелых углеводородов и характеризуются значениями δC^{13} от $-4,3$ до $-4,7\%$, что отвечает значениям нефтегазовых месторождений.

Полученный материал по изотопному составу метана залежей Тимано-Печорской провинции, согласно представлениям ряда исследователей (Алексеев и др., 1973), свидетельствует о том, что газов, генерированных в верхней биохимической зоне, т.е. на глубинах до ~ 1000 м, в провинции не обнаружено. Близкие значения изотопов метана газов, нефтей, газоконденсатов подчеркивают их генетическую связь. Все газы связаны с глубоким термокаталитическим преобразованием органического вещества.

Рассмотренный материал позволяет сделать следующие выводы.

1. Особенности распределения залежей газа, его химизм, пространственная связь нефти и газа, равновесное соотношение между составом нефти и газа, взаимосвязанное изменение состава нефти и газа с глубиной, данные по изотопии — говорят о том, что газ газовых (газоконденсатных) залежей генетически связан с нефтью и образовался при преобразовании жидких углеводородов.

2. Можно говорить о двух зонах газогенерации. Обе эти зоны являются подзонами термокаталитической зоны и отвечают степени преобразования битумоидов. Первая — верхняя зона (видимо, до глубин 4000–5000 м) отвечает зоне собственно нефтеобразования с подчиненной генерацией газов, как метана, так и его гомологов. Концентрация гомологов метана в этой зоне достаточно высокая. Для этой зоны характерна идентичность изотопного состава метана нефти, пластовых вод и газовых залежей. Сред-

ние значения $\delta C^{13} - 4,5\%$. В пределах этой верхней зоны отмечается сравнительная выдержанность свойств нефтей по разрезу (исключая интервал гипергенных изменений).

Вторая, нижняя подзона, располагающаяся, видимо, на глубинах более 5000 м, является ареной глубоких термокаталитических превращений битумоидов, преимущественной генерации метана. Это основная зона газогенерации. То, что газ многих газоконденсатных залежей характеризуется в целом более тяжелым изотопным составом углерода, свидетельствует о генерации его в более глубокой термокаталитической зоне и согласуется с предположениями У. Сакетти об утяжелении углерода газообразных углеводородов по мере "созревания" органического вещества. Об имевшем место глубокоом разложении битумоидов свидетельствует наличие твердого углерода (данные Т.Г. Карасик) в глубоко погруженных продуктивных толщах ряда площадей (Вуктыльской, Харьятинской и др.).

3. Наличие метановых газов в угленосных толщах позволяет говорить о возможности генерации метана за счет разложения углефицированных остатков в осадочных толщах на различных глубинах, однако в настоящее время нет каких-либо доказательств наличия залежей метана, образованных таким способом.

4. Формирование газовых и газоконденсатных залежей в пределах верхней подзоны термокаталитической зоны происходило: а) путем выделения свободной газовой фазы из нефти при снижении пластовых давлений в пределах уже сформированных залежей или в процессе формирования залежей, б) за счет поступления газообразных углеводородов, возникших в нижней термокаталитической подзоне в процессе вертикальной и латеральной миграции. Состав газовых залежей обычно метановый, но воздействие гипергенных процессов создает специфический состав газов за счет обогащения их азотом и углекислым газом. Образование газоконденсатов в нижней термокаталитической подзоне происходило в процессе фазовых преобразований.

5. Выявленные закономерности размещения залежей газообразных (и жидких) углеводородов, вертикальная зональность типов углеводородов достаточно хорошо согласуются с концепцией развития палеозойских нефтегазородных бассейнов. Общая направленность развития нефтегазородных бассейнов определяется неравномерностью погружения, что приводит к различной степени преобразования исходных битумоидов.

Закономерности площадного размещения зон нефтегазонакопления согласуются с представлением о том, что генерация углеводородов происходила в пределах осадочного чехла. Эти обстоятельства, а также изотопный состав газов (включая растворенные в нефтях газы) свидетельствуют в пользу органического происхождения как газа, так и нефти, причем образование газа происходило повсеместно, однако в разных масштабах.

Выявленные в Тимано-Печорской провинции закономерности и изложенные теоретические позиции позволяют подойти к оценке перспектив по газу ее отдельных районов. В широком гипсометрическом и стратигра-

фическом интервалах при наличии мощных надежных газопоров особенно перспективны впадины Предуральского прогиба. В платформенных районах для поисков газовых (газоконденсатных) залежей на сравнительно небольших глубинах перспективен ряд зон на севере провинции.

ЛИТЕРАТУРА

- Алексеев Ф.А., Готтих Р.П., Лебедев В.С.* Использование ядерных методов в нефтегазовой геологии. М., "Недра", 1973.
- Анищенко Л.А., Кремс А.Я., Саар Д.А.* Закономерности размещения нефтегазовых месторождений и пространственных изменений свойств нефтей и газов в Тимано-Печорской провинции. — Геология нефти и газа, 1968, № 10.
- Анищенко Л.А., Кремс А.Я., Саар Д.А.* О вертикальной зональности размещения углеводородов в Тимано-Печорской провинции. — Геология нефти и газа, 1972, № 3.
- Кремс А.Я., Вассерман Б.Я., Домрачев С.М., Моделевский М.Ш., Иванов А.В., Любомиров Б.Н., Богацкий В.И.* Формирование и размещение месторождений нефти и газа в Тимано-Печорской провинции. — В сб. "Генезис нефти и газа". М., "Недра", 1967.

ВОЗМОЖНЫЕ ОЧАГИ ГАЗООБРАЗОВАНИЯ В ПРЕДЕЛАХ НИЖНЕГО ПОВОЛЖЬЯ

В последние годы в нашей стране открыто более 700 газовых и газоконденсатных месторождений, в том числе в Волго-Уральской области: Оренбургское, Западно-Ровненское, Карпенское и др. Однако предстоит сделать еще больше, чтобы полностью удовлетворить возрастающие потребности народного хозяйства в природном газе и особенно в Европейской части страны, где развита широкая сеть газопроводов. Перед геологами стоят неотложные, ответственные задачи по повышению эффективности поисково-разведочных работ и открытию новых газовых месторождений. Размещение объемов поискового бурения на газ связано со знанием общих закономерностей формирования, распределения и сохранения газовых и газоконденсатных залежей в осадочной толще пород.

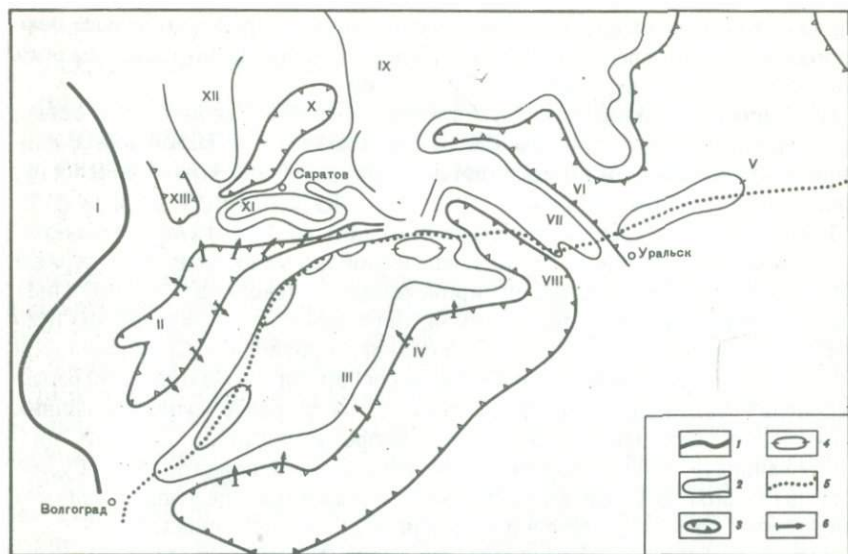
Зональность в распределении газовых месторождений и изменение физико-химических свойств углеводородов по разрезу и площади контролируется структурой бассейна и областями наиболее глубокого прогибания, а также распределением регионально развитых газонефтеупорных толщ. Выявленные закономерности носят общий характер и, по-видимому, широко развиты в природе. Однако они не могут быть унифицированными, так как бассейнам с различным возрастом фундамента и осадочного чехла присущи свои только для них характерные закономерности.

Нижнее Поволжье (Саратовская, Волгоградская области) резко отличается от остальной платформенной части собственно Волго-Уральской области. Первый регион по соотношению выявленных залежей газа и нефти является преимущественно газоносным, а второй — преимущественно нефтеносным.

Поскольку рассматриваемые два района характеризуются геологической однотипностью и близостью термодинамических условий существования скоплений нефти и газа, указанное резкое различие их газонефтеносности может быть, скорее всего, следствием поступления углеводородов из различных очагов газонефтеобразования.

По нашему мнению, источником поступления газонефтяных флюидов к структурам Волго-Саратовского Поволжья могли быть карбонатно-терригенные образования Иловлинско-Милорадовской впадины древнего заложения, по крайней мере для девонских залежей. По данным палеотектонических построений, эта впадина устанавливается на территории Волгоградской области и простирается в Саратовскую область (см. рисунок). Она выполнена девонскими толщами и достаточно обособлена от Прикаспийской впадины Приволжским поднятием с резко сокращенным разрезом девона на последнем.

Источником же поступления нефтегазовых флюидов в Среднем Поволжье послужили доманиковые толщи Бузулукско-Хобдинской впадины. Специфичность преобразования органического вещества и несколь-



Принципиальная схема тектонического плана верхнего девона Нижнего Поволжья

1 – граница Воронежской антеклизы; 2 – границы поднятий, сводов и выступов; 3 – границы впадин, депрессий и прогибов; 4 – поднятия в подсолевом палеозое; 5 – бортовой уступ Прикаспийской впадины; 6 – направление миграции углеводородов.

Тектонические элементы: I – Воронежская антеклиза; II – Иловлинская впадина; III – Приволжское поднятие; IV – Аралсорский прогиб; V – Бузулукско-Хобдинская впадина; VI – Перелюбская депрессия; VII – Клязнецовский выступ; VIII – Милорадовская депрессия; IX – Котельническо-Пугачевская гряда; X – Тепловская впадина; XI – Саратовский свод; XII – Актарский свод; XIII – Аркадакский прогиб

ко отличный характер вещественного состава образований в каждом из этих газонефтегенерирующих бассейнов и обусловило, по всей вероятности, различие состава углеводородов в Нижнем и Среднем Поволжье.

Что касается каменноугольных и пермских залежей, то основным источником поступления новых порций углеводородов явились образования Прикаспийской впадины и верейской терригенной толщи, распространенной почти повсеместно на территории Нижнего Поволжья. Мощность этой толщи в бортовой зоне Прикаспийской впадины достигает 1000 м и более. В разрезе верейских образований изобилует органический материал с отдельными угольными пропластками. Эта толща, подобно бакурской толще в Тюменской области, могла генерировать весьма значительное количество углеводородов.

Мы исходим из принципа, что газ генерируется в природной обстановке не только вместе с нефтью, но и отдельно от нее за счет преобразований органики угольного ряда. Таким образом, диапазон природных условий для образования газа значительно шире, чем для нефти.

В соответствующей термодинамической обстановке органический материал верейской толщи явился одним из основных источников генера-

ции газообразных углеводородов с последующим переходом к фазе нефтеобразования. Последним можно объяснить наличие нефтяной залежи на Карпенском газонефтяном месторождении.

Миграция углеводородов осуществлялась в свободной фазе в среде, характеризующейся региональными процессами газообразования с тенденцией увеличения их интенсивности по направлению к наиболее погруженным участкам территории.

Таким образом, можно допустить два этапа (цикла) газообразования: 1) среднепалеозойский и 2) позднепалеозойско-мезозойский. В первый этап генерация углеводородов происходит в девонских погребенных впадинах Иловлинско-Милорадовской, Перелюбской и Аралсорском прогибе и т.д. Во время наиболее интенсивного прогибания Прикаспийской впадины в верхнепалеозойско-мезозойское время происходило перераспределение углеводородов, в результате часть ранее существовавших газоконденсатных девонских залежей расформировалась. Большая дислоцированность вблизи бортового уступа, по всей вероятности, обусловила дегазацию газонефтяных залежей, образование нефтяных залежей (Антиповка, Краснокутская и др.) в саргаевских отложениях.

В последующий позднепалеозойско-мезозойский этап (второй) генерация углеводородов происходит в верхнепалеозойских и, в частности, в верейских газопроизводящих отложениях на обширной территории Нижнего Поволжья, а также в Центральной части Прикаспийской впадины.

Таким образом, можно сделать вывод, что в Нижнем Поволжье имеются все предпосылки для открытия крупных скоплений углеводородов, и в том числе в девонских отложениях. Подтверждением этого является открытие в 1973 г. газовых залежей в воробьевских и кыновско-пашийских отложениях на Краснокутской площади Саратовской области. В связи с этим необходимо усилить работы по оценке перспектив газоносности девонских отложений, и в первую очередь Приволжского погребенного поднятия.

НЕКОТОРЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗООБРАЗНЫХ ФЛЮИДОВ В ПРЕДКАВКАЗЬЕ В СВЯЗИ С ОЦЕНКОЙ ПЕРСПЕКТИВ ГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКИХ ГОРИЗОНТОВ

Поиски залежей газа в Европейской части СССР имеют большое народнохозяйственное значение. Перспективы поисков их связаны с большими глубинами. Возникает важный вопрос: имеются ли предпосылки для постановки геологоразведочных работ на газ на большие глубины?

Прежде всего следует отметить, что по данному вопросу существуют противоречивые мнения. Так, некоторые исследователи полагают, что основная генерация газа (главная фаза газообразования) происходит на небольших глубинах — до 2 км и, следовательно, основные перспективы газоносности следует связывать с верхней частью осадочного чехла. Другие считают, что главная фаза газообразования приурочена к большим глубинам (3,5–5 км).

Большой фактический материал, накопленный по Предкавказью, позволяет высказать ряд соображений о процессах газообразования и газонакопления. С позиций органической теории образование углеводородов из органических веществ осадочных пород происходит в водной среде. Поэтому газы, растворенные в подземных водах, при определенных условиях должны отражать процессы нефтегазообразования. Анализ фактических данных показывает, что подземные воды осадочного чехла в Предкавказье повсеместно сопровождаются растворенными газами, в составе которых обычно преобладают углеводороды. Отсутствие углеводородных газов в подземных водах характерно лишь для зон активного инфильтрационного водообмена. Это дает основание утверждать, что все осадочные породы являются газогенерирующими, хотя и в разной степени.

Общая масса растворенных в воде углеводородных газов значительно преобладает над запасами углеводородных газов в залежах. Так, в мезозойских отложениях Терско-Кумской впадины в подземных водах растворено 120 трлн. м³ углеводородных газов (Корценштейн, 1970). Выявленные же запасы газа в залежах здесь достигают пока 115 млрд. м³, что составляет менее 1% от общей массы водорастворенных газов. В составе водорастворенных и свободных газов отмечается наличие одних и тех же компонентов (метан и его гомологи, азот, углекислый газ, аргон, гелий и др.). Как для свободных, так и для водорастворенных газов отмечается определенная зональность, выражающаяся в том, что с глубиной происходит закономерный рост гомологов метана и углекислого газа. Если для неглубоких залежей газа углеводороды представлены практически одним метаном, то на глубинах свыше 2000 м появляются газоконденсатные залежи, в составе пластового газа которых концентрация тяжелых углеводородов значительна.

Грязевые вулканы Тамани, корни которых опущены на глубины свыше 6—7 км, характеризуются метановым составом газа со значительной долей углекислого газа. Тяжелые гомологи метана практически отсутствуют. Указанная зональность дает право говорить о разных стадиях генерации углеводородов в соответствии с термобарическими условиями подземных недр.

Следует иметь в виду, что современная глубина залегания свободного газа может не соответствовать глубине его образования. Поэтому ясны те сложности, которые возникают при определении по составу газа истинной глубины, на которой начинают образовываться гомологи метана. В этом отношении ценную информацию дают водорастворенные газы, характеризующие фон. Многочисленные данные показывают, что тяжелые углеводороды в составе водорастворенных газов начинают заметно фиксироваться в отложениях, залегающих на глубинах 2000 м и ниже. Это обстоятельство позволяет считать, что образование газоконденсатных (возможно, и нефтяных) залежей происходит на глубинах не менее 2000 м.

Данные по подземным водам нефтегазоносных комплексов Предкавказья показывают, что количество водорастворенных газов по объему обычно на несколько порядков превышает количество жидких углеводородов. Резкое преобладание газообразных углеводородов над жидкими в зоне нефтегазообразования приводит к тому, что при формировании здесь залежей газ в соответствии с принципом дифференциального улавливания вытесняет из ловушек более тяжелые флюиды (воду, нефть). Именно поэтому в зоне нефтегазообразования преимущественное развитие должно принадлежать газоконденсатным залежам. Залежи же нефти будут находиться выше, за пределами зоны нефтегазообразования. Этот вывод подтверждается исследованиями В.Я. Аврова, С.Г. Неручева и других, согласно которым основная масса нефтяных углеводородов в бассейнах аккумулируется в ловушках несколько выше главной зоны нефтегазообразования, на уровне 1,5—2 км (Авров и др., 1972).

С вышеизложенным согласуются современные представления о вертикальной зональности распределения залежей нефти и газа. Как известно, в разрезе осадочных бассейнов (сверху вниз) выделяют зоны развития залежей сухого газа, нефти, газоконденсата и опять сухого газа. Данные по платформенной части Предкавказья показывают, что здесь также прослеживается вертикальная зональность в распределении углеводородов. До глубин 2000 м развиты в основном залежи сухого метанового газа. Ниже располагаются нефтяные и газоконденсатные залежи. На самых больших глубинах открыты только газоконденсатные залежи. Однако в ряде случаев эта зональность нарушается за счет факторов, из которых прежде всего следует отметить миграцию углеводородов. В качестве наглядного примера можно привести Убежинский район, где месторождения нефти в залегающих неглубоко третичных отложениях образовались за счет ступенчатой миграции углеводородов из юрских отложений Восточно-Кубанской впадины.

Большинство исследователей считают, что на больших глубинах будет преобладать газ. Н.Т. Линдтроп (1969) большое значение придает тем-

пературному фактору. При температурах 150–175°C нефтяные залежи, по его мнению, не могут существовать ввиду деструкции нефти и образования газоконденсата и метана. Анализ фактических данных по США показывает, что на больших глубинах (4,5–6,5 км) газовые залежи резко преобладают над нефтяными (Чайковская, 1972). Есть основания полагать, что на больших глубинах в Предкавказье также будут преобладать залежи газообразных углеводородов. Об этом свидетельствуют данные по грязевым вулканам Тамани, корни которых опущены на глубины свыше 6–7 км.

Таким образом, характер распределения газовых и газоконденсатных залежей по разрезу осадочных отложений Предкавказья, состав пластового газа и конденсата и другие параметры указывают на различные (по глубине и возрасту отложений) источники свободного газа. При этом парагенезис водорастворенных и свободных углеводородов указывает на генетическую связь с органическим веществом пород. В настоящее время основные промышленные запасы газа в Западном и Восточном Предкавказье связаны с мезозойскими отложениями, залегающими на глубинах от 2 до 4 км. Большинство исследователей считают, что основные перспективы поисков газовых скоплений в Предкавказье связаны с глубокопогруженными отложениями. Возникает важный вопрос: на каких глубинах образовался газ, промышленные скопления которого в настоящее время выявлены в мезозойских отложениях Предкавказья?

Одним из важных геохимических показателей, по которому можно в определенной мере судить об условиях формирования газовых скоплений, является гелий. В.П. Савченко впервые была рассмотрена способность пород аккумулировать гелий в зависимости от характера флюида. Им было установлено, что в случае фазового равновесия в системе газовая залежь — вода содержание гелия в единице объема порового пространства, занятого пластовой водой, приблизительно в 100 раз меньше, чем в единице объема порового пространства, занятого газом. Это отношение, как было показано А.Х. Махмудовым и В.В. Тихомировым (1969), при больших температурах, давлениях и высокой минерализации пластовых вод может существенно изменяться, поскольку определяется формулой

$$V^Г : V^В = \frac{273}{TZ} : \frac{a^В}{B^В},$$

где $V^Г$ — количество гелия в единице объема порового пространства пород, заполненных газом; $V^В$ — количество гелия в единице объема порового пространства пород, заполненных водой; T — пластовая температура, °К; Z — коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях; $a^В$ — растворимость в воде гелия, соответствующая 1 атм парциального давления гелия в залежи, которая находится в равновесии с пластовой водой; $B^В$ — объемный коэффициент пластовой воды (отношение объема воды в пластовых условиях к объему, который эта вода займет при нормальных условиях).

Анализ формулы показывает, что величина отношения $V^Г : V^В$ зависит главным образом от параметров T и $a^В$. Эти параметры по мере погружения пород увеличиваются, что в конечном итоге приводит к уменьшению указанного отношения. Следовательно, чем на большей глубине происходит выделение свободной газовой фазы из подземных вод, тем меньше будет величина отношения $V^Г : V^В$.

Известно, что образование залежей газа немислимо без наличия в настоящем или прошлом предельно газонасыщенных пластовых вод. В настоящее время воды мезозойских отложений Предкавказья, как правило, значительно недонасыщены углеводородными газами. На фоне этих вод газовые залежи сопровождаются ореолами повышенной газонасыщенности, что указывает на отсутствие фазового равновесия в системе газовая залежь — вода. Наличие залежей в таких условиях различными исследователями объясняется с позиций следующих предположений.

1. Залежи образовались из растворенных в воде углеводородных газов в прошлые геологические времена. В дальнейшем седиментационные предельно газонасыщенные воды сменились инфильтрационными.

2. Залежи образовались в олигоценное время из растворенных в воде углеводородов нижнемеловых и юрских отложений. В дальнейшем при погружении пород вследствие увеличения пластового давления седиментационные воды этих отложений стали недогазонасыщенными.

3. Залежи сформировались за счет дальней струйной миграции газа, внедрившегося в чуждые воды.

Рассмотрим на примере некоторых газоконденсатных месторождений Предкавказья, какое из этих предположений подтверждается по данным гелия. Для анализа были выбраны месторождения Каневское, Расшеватское, Мирненское и Русский Хутор (северный), приуроченные к различным тектоническим элементам. Представление о гидрохимических особенностях продуктивных отложений этих месторождений дает табл. 1.

Большую помощь в расшифровке генезиса подземных вод оказывают редкие газы (гелий и аргон). Количество гелия, содержащегося

ТАБЛИЦА 1

Гидрохимическая характеристика газоконденсатных месторождений

Месторождение, возраст продуктивных отложений	Минерализация пластовых вод, г/л	Na г Cl	Количество гелия в воде, см ³ /л
Каневское, нижний мел	17	1,0	1,24
Расшеватское, нижний мел	42	0,97	1,26
Мирненское, нижний мел, II пласт	61	0,97	1,43
Русский Хутор (северный), нижний мел, IX пласт	109	0,78	1,04
Русский Хутор (северный), юра, II пласт	128	0,80	1,20

ТАБЛИЦА 2

Гелий в системе газоконденсатная залежь — пластовая вода

Месторождение, возраст продуктивных отложений	Отношение (P_B/P_C) парциальных упругостей гелия водоразтворенных (P_B) и свободных (P_C) газов	Отношение количеств гелия, содержащихся в 1 м ³ газоносных и водоносных пород	
		фактическое	расчетное
Каневское, нижний мел	3,2	22	69
Расшеватское, нижний мел	2,8	7	47
Мирненское, нижний мел, II пласт	3,0	10	42
Русский Хутор (северный), нижний мел, IX пласт	2,9	21	62
Русский Хутор (северный), юра, II пласт	2,1	27	63

в подземных водах рассматриваемых месторождений, заметно не зависит от минерализации и метаморфизации вод и составляет в среднем 1,2 см³/л. Эти данные позволяют полагать наличие седиментационных вод в продуктивных горизонтах.

Современная гидрогеологическая обстановка газоконденсатных залежей характерна тем, что парциальная упругость гелия в пластовых водах в 2—3 раза больше, чем в залежах, тогда как количество гелия, содержащегося в 1 м³ газоносных пород, больше, чем содержание гелия в 1 м³ водоносных пород, в 7—27 раз (табл. 2).

Если предположить, что залежи углеводородов образовались из окружающих вод в прошлые геологические времена (например, в олигоцене), то тогда расчетные величины отношений количеств гелия, содержащегося в 1 м³ газоносных и водоносных пород, определенные по формуле, должны быть близки к фактическим. Сопоставление фактических и расчетных величин показывает, что они резко разнятся в 3—6 раз (табл. 2). Следует отметить, что расчетные величины несколько занижены по двум причинам. Во-первых, они вычислены для современных условий залегания продуктивных пластов, которые по сравнению с олигоценом характеризуются повышенными температурами. Во-вторых, залежи углеводородов с олигоценового времени после погружения должны были дополнительно обогащаться гелием из водонасыщенных пород за счет разницы в парциальных давлениях, что в итоге также должно привести к увеличению расчетной величины. Все это позволяет утверждать, что расчетные величины для олигодена должны быть еще большими, чем те, которые приведены в табл. 2. Резкое отличие фактических от расчетных величин отношений количеств гелия, содержащегося в 1 м³ газоносных и водоносных пород, позволяет сделать вывод о том, что залежи сформировались за счет струйной миграции углеводородов, внедрившихся в чуждые им подземные воды. Низкие

величины фактических отношений (7-27) подтверждают седиментационный характер подземных вод и позволяют считать, что источником углеводородов являются глубоководные зоны, где вследствие высоких температур образовавшиеся свободные газы оказались относительно обеднены гелием.

Особенности геологического строения Предкавказья позволяют полагать, что источники свободных газов приурочены к таким глубоководным участкам, какими являются Западно-Кубанский прогиб, Восточно-Кубанская впадина, Чернолесский прогиб, юго-восточная часть Прикумско-Тюленевского вала. Перспективы здесь мезозойских отложений на газ не вызывают сомнений.

ЛИТЕРАТУРА

- Авров В.Я., Неручев С.Г., Симаков С.Н., Веселов Л.А. Краткая характеристика прогнозных запасов нефти и газа, их классификация и методика подсчета. — Геология нефти и газа, 1972, № 5.
- Корценштейн В.Н. К теории и практике исследования водонапорных систем нефтегазовых районов. В сб. "Гидрогеология газоносных районов Советского Союза". — Труды ВНИИГаз, 1970, вып. 33/41.
- Линдтрон Н.Т. Предпосылки для поисков нефти и газа на больших глубинах. М., ВИЭМС. Ротапринт, 1969.
- Махмудов А.Х., Тихомиров В.В. Распределение гелия и аргона между газовой и жидкой фазами в пластовых условиях. — Газовое дело, 1969, № 2.
- Чайковская Э.В. К оценке перспектив газоносности больших глубин. — В кн. "Геология, разведка и разработка газовых и газоконденсатных месторождений Северного Кавказа". — Труды Сев.-КавНИИГаз, 1972, вып. 5.

**ДИНАМИКА И ИНТЕНСИВНОСТЬ ГАЗООБРАЗОВАНИЯ
В УГЛЕНОСНЫХ ТОЛЩАХ В ЗОНЕ КАТАГЕНЕЗА**

Громадная роль гумусового органического вещества (ОВ), обязанного своим происхождением fossilized части биомассы высшей наземной растительности, в формировании значительной части запасов углеводородных газов в стратифере бесспорна. Она доказывается приуроченностью крупных и уникальных скоплений газа в Западно-Сибирском, Амударьинском, Лено-Вилюйском, Днепровско-Припятском, Северо-Европейском и других нефтегазоносных бассейнах к угленосным осадочным толщам либо к толщам непосредственно их перекрывающим и образующим единые резервуары с угленосными формациями.

Три обстоятельства обусловили эту генетическую связь скоплений углеводородных газов с угленосными формациями. Во-первых, специфика химической структуры гумусового ОВ в процессе его превращений в зоне катагенеза приводит к генерации преимущественно метана (Акрамходжаев, 1973; Дробот и др., 1974, и др.).

Во-вторых, обычно в угленосных осадочных толщах высока концентрация ОВ. Так, в угленосных формациях Сибири и Средней Азии концентрация органического углерода в породах в 1,5–4,0 раза выше, чем соответствующие субкламки. Это обуславливает высокую газонасыщенность седиментогенных и возрожденных вод в водоносных комплексах, связанных с угленосными формациями, что создает благоприятные условия для выделения газообразных углеводородов в свободную фазу, их струйной миграции и аккумуляции в ловушки (Вассоевич и др., 1969; Конторович и др., 1967, 1974, и др.).

В-третьих, существенным фактором являются громадные массы гумусового fossilized ОВ. Так, по подсчетам В.В. Казаринова, С.А. Кащенко, И.Д. Поляковой, автора и других (СНИИГГИМС), в юрско-нижнемеловой части разреза Западно-Сибирской плиты гумусовое ОВ угленосных толщ составляет более 65% от абсолютной его массы, в юрско-неокомской части разреза Туранской плиты – более 80%. Такую же значительную роль играет гумусовое ОВ угленосных формаций и во многих других седиментационных бассейнах.

Не случайно поэтому изучению угленосных осадочных толщ при прогнозе газонасыщенности недр уделяется такое большое внимание. Разработаны схемы оценки масштабов газообразования в угленосных осадочных толщах, предложена методика картирования газогенерирующих толщ с дифференциацией их по интенсивности этого процесса, ведется изучение баланса углеводородных газов в осадочных толщах, разработаны основы объемно-генетического метода оценки прогнозных запасов газа (Вышемирский, 1963; Вассоевич и др., 1969; Баженова и др., 1970; Конторович и др., 1974, и др.). Имеется ряд ключевых для теории газообразования в катагенезе, но не решенных однозначно вопросов. Остановимся на двух из них.

К первому вопросу относится методика оценки количества образующихся при катагенетических превращениях гумусового (и сапропелевого!) ОВ углеводородных и других газов, которая требует дальнейшего совершенствования.

Как известно, схема оценки количества летучих продуктов углефикации, образующихся в ходе катагенетических превращений гумусовых углей, была предложена в 1954 г. В.А. Успенским. Он исходил из следующего: 1) катагенетические превращения ОВ углей – процесс автономный, протекающий без поступления вещества извне; 2) при катагенетических превращениях ОВ образуется только пять соединений: CH_4 , CO_2 , H_2O , H_2S , NH_3 .

В 1967 г. А.Э. Конторович и Е.А. Рогозина обратили внимание на то, что эта схема не учитывает, что в новообразующихся при катагенезе ОВ продуктах помимо метана весьма значительную роль, по крайней мере на определенных этапах, играют газы C_2 – C_5 , углеводороды бензиновых и керосиновых фракций и более высококипящие компоненты битумоидов. Пренебрежение этими продуктами катагенетических превращений дает существенное завышение массы образующихся углеводородных газов. Была предложена устраняющая этот недостаток схемы В.А. Успенского методика расчетов, которая широко применяется при картировании газопродуцирующих толщ. Следует, однако, иметь в виду, что методика А.Э. Конторовича и Е.А. Рогозиной, так же как первоначально предложенная методика В.А. Успенского, не допускает возможности новообразования в катагенезе помимо перечисленных выше соединений молекулярного азота (N_2), водорода (H_2), элементарной серы (S). Между тем появляется все больше фактов о новообразовании этих соединений при катагенетических превращениях ОВ. Напомним, что в схеме В.А. Успенского и уточняющей ее схеме А.Э. Конторовича и Е.А. Рогозиной для оценки количества образующихся углеводородных газов по существу решается система из 11 неравенств с 11 неизвестными. При конкретных значениях элементного состава ОВ, встречающихся в природе, такая система дает для всех неизвестных решение в ограниченных сверху и снизу относительно небольших интервалах, т.е., решая ее, можно получить приближенный состав образующихся продуктов катагенетических превращений ОВ. Введение в систему еще трех неизвестных практически снимает всякие ограничения с ее решения.

Ниже предлагается иная схема расчета, позволяющая обойти эти трудности. Поясним ее на простейшем примере. Пусть ОВ находится на стадии протокатагенеза (ПК), т.е. при его превращениях новообразование битумоидов не происходит. Пусть в момент 1 оно имело состав C_1 , H_1 , N_1 , S_1 , O_1 и его масса была M_1 , а кислород в количестве O_1OH входил в состав гидроксильных групп. В момент 2, претерпев определенные, но в пределах зоны ПК, превращения, ОВ имеет состав C_2 , H_2 , N_2 , S_2 , O_2 , O_2OH и его количество равно M_2 .

Пусть в ходе катагенетических превращений ОВ образуются

CH_4 , CO_2 , H_2S , NH_3 , H_2O , H_2 , N_2S .

Обозначим количество углерода, входящего в эти продукты углефикации, через x , водорода — y , азота — z , серы — t и кислорода — u . Тогда можно записать систему уравнений материального баланса

$$C_1 M_1 = C_2 M_2 + x;$$

$$H_1 M_1 = H_2 M_2 + y;$$

$$N_1 M_1 = N_2 M_2 + z;$$

$$S_1 M_1 = S_2 M_2 + t;$$

$$O_1 M_1 = O_2 M_2 + u.$$

Дополним ее геохимически вполне обоснованными неравенствами $x > 0$, $y > 0$, $z > 0$, $t > 0$, $u > 0$, получим систему из 6 неравенств с 6 неизвестными

$$M_2 \text{ (или } M_1), x, y, z, t, u.$$

Решая систему относительно M_2 , получим

$$B M_1 < M_2 < A M_1,$$

где A и B здесь некоторые постоянные, причем $A - B \ll A_1 B$. Поэтому для оценочных расчетов можно принять

$$M_2 = \frac{A + B}{2} M; \quad M_2 = x M.$$

При известных M_1 и M_2 решаем систему из 5 уравнений с 5 неизвестными.

Легко видеть, что эти рассуждения полностью тождественны схеме В.А. Успенского. Схема дальнейших расчетов, однако, существенно отлична. Известно, что кислород в ОВ входит в состав гидроксильных групп (в спиртовых, фенольных, карбоксильных группах), карбонильных групп, мостиковых типа эфирных связей, гетероциклических соединений.

Естественно допустить, что образование воды при катагенетических превращениях ОВ происходит только за счет гидроксильных групп, а остальной, теряемый ОВ кислород расходуется на образование углекислого газа. Обозначим кислород гидроксильных групп, пошедший на новообразование воды, U_{OH} , а остальной кислород $U_{\overline{OH}}$. Здесь и всюду далее черта над формулой молекулы или иона означает "за исключением элемента в данной форме".

Тогда

$$U_{OH} = M_1 O_1 \overline{OH} - M_2 O_2 \overline{OH}; \quad U_{OH} = U - U_{\overline{OH}}.$$

Зная U_{OH} и $U_{\overline{OH}}$, определим y_{H_2O} и $y_{\overline{H_2O}}$, x_{CO_2} и $x_{\overline{CO_2}}$.

В наших предположениях $x_{\overline{CO_2}} = x_{CH_4}$. Зная x_{CH_4} , определим y_{CH_4} и $y_{\overline{CH_4}; H_2O}$. Оставшийся водород расходуется на новообразование H_2S , NH_3 , H_2 . При предполагаемой схеме расчета можно определить только предельно возможные количества новообразования этих компонентов, а также N_2 .

Преимущество такой схемы оценки масштабов образования углеводородных газов в том, что она не исключает возможности новообразования H_2 , N_2 , S.

Подобно тому, как это сделано (Конторович и др., 1967), схема может быть обобщена на случай, когда кроме метана новообразуются другие углеводородные газы и битумоиды.

Второй дискуссионный вопрос — зональность нефтегазообразования в толщах, содержащих гумусовое ОВ.

Представляется, что при безусловно доминирующей роли процессов газообразования в угленосных осадочных толщах не следует недооценивать возможность и нефтеобразования в них. Поэтому при погружении угленосных осадочных толщ они, так же как и толщи с сапропелевым ОВ, проходят последовательно через верхнюю (протораннемезокатагенную) зону интенсивного газообразования, главную зону нефтеобразования (ГЗН) и глубинную (позднемезоапозокатагенную) зону интенсивного газообразования. С происхождением гумусового ОВ через главную фазу нефтеобразования связано формирование алифатических парафинистых нефтей, известных в юре Южно-Мангышлакской нефтегазоносной области, Западно-Сибирской плиты и других районов. На более поздних подэтапах катагенеза нефти угленосных толщ становятся более циклическими за счет поступления новых порций УВ из материнских пород. Следует также иметь в виду, что в силу полифациальности угленосных толщ в них всегда присутствует, часто в значительных количествах, сапропелевое ОВ, также участвующее в нефтегазообразовании.

ЛИТЕРАТУРА

- Акрамходжаев А.М. Органическое вещество — основной источник и нефти и газа (в свете новых лабораторно-экспериментальных данных). Ташкент, "Фан", 1973.
- Баженова Т.К., Дробот Д.И., Золотова А.Н. и др. Масштабы нефтегазообразования в палеозойских и мезозойских отложениях Сибирской платформы. В кн. "Материалы по геологии нефтегазоносных бассейнов Сибири". — Труды СНИИГГИМС, 1970, вып. 95.
- Васильев В.Г., Ермаков В.И., Елин Н.Д. и др. Перспективы поисков газовых месторождений в угленосных толщах Советского Союза. — Тематический научно-технический обзор. М., ВНИИЭГазпром. Ротапринт, 1971.
- Вассоевич Н.Б. Изучение признаков нефтегазоносности. — В кн. "Спутник полевого геолога-нефтяника". М., Гостоптехиздат, 1954.
- Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. (Исторический обзор и современное состояние). — Изв. АН СССР, серия: геол., 1967, № 11.
- Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В., Чернышев В.В. Главная фаза нефтеобразования. — Вестн. МГУ. Геология, 1969, № 6.
- Вышемирский В.С. Геологические условия метаморфизма углей и нефтей. Саратов, Изд-во Саратовского ун-та, 1963.
- Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов. — Труды Ин-та геол. и геофиз. СО АН СССР, 1971, вып. 143.
- Дробот Д.И., Золотов А.Н., Конторович А.Э. Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности докембрийских и нижнекембрийских отложений юга Сибирской платформы. — Труды ВНИГНИ, 1974, вып. 146.
- Конторович А.Э. Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа. В кн. "Материалы по геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири". — Труды СНИИГГИМС, 1970, вып. 95.

- Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И.* и др. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. – Труды СНИИГГИМС, серия Нефтяная геология, 1967, вып. 50.
- Конторович А.Э., Данилова В.П.* Нефтеобразование в угленосных осадочных толщах (на примере мезозойских и палеозойских отложений юга Западной и Средней Сибири). В кн. "Новые данные по геологии и нефтегазоносности Сибирской платформы". – Труды СНИИГГИМС, 1973, вып. 167.
- Конторович А.Э., Полякова И.Д., Стасова О.Ф.* и др. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири. – Труды СНИИГГИМС, серия Нефтяная геология, 1974, вып. 164.
- Конторович А.Э., Рогозина Е.А.* Масштабы образования углеводородных газов в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. В кн. "Геология и нефтегазоносность юго-востока Западно-Сибирской плиты". – Труды СНИИГГИМС, серия Нефтяная геология, 1967, вып. 65.
- Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Капченко Л.Н.* Главная фаза газообразования – один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого рассеянного органического вещества. – Геология и геофизика, 1973, № 10.
- Соколов В.А.* Органическое и неорганическое образование углеводородов в природе. – В кн. "Генезис нефти и газа". М.-Л., Гостоптехиздат, 1948.
- Успенский В.А.* Опыт материального баланса процессов, происходящих при метаморфизме угольных пластов. – Изв. АН СССР, серия геол., 1954, № 6.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
<i>И.П. Жабрев, В.И. Ермаков, В.Л. Соколов, Э.В. Чайковская.</i> Генезис газа как основа научного прогнозирования поисков газовых и газоконденсатных месторождений	6
<i>Н.Б. Вассоевич.</i> Образование углеводородных газов в процессе литогенеза	20
<i>Е.А. Розогина, В.Д. Наливкин, С.Г. Неручев, О.А. Радченко, В.А. Успенский.</i> Этапы газообразования и их влияние на распределение нефти и газа	36
<i>С.П. Максимов, М.К. Калинин, К.Ф. Родионова, О.П. Четверикова.</i> Особенности генерации и аккумуляции газообразных углеводородов	44
<i>В.В. Вебер, С.П. Максимов.</i> Диагенетическая стадия образования углеводородных газов и их генетические различия в зависимости от состава исходного органического материала	51
<i>Б.П. Жижченко, А.Г. Ефремова.</i> Углеводородные газы в современных и ископаемых осадках	63
<i>Г.А. Могилевский, В.М. Богданова, Е.В. Стадник.</i> Биохимические аспекты генерации углеводородных и других газов.	69
<i>Ф.А. Алексеев, В.С. Лебедев, Т.А. Крылова, Е.Д. Сынгаевский.</i> Изотопный состав углерода природных газов как источник информации об условиях их образования и формирования залежей	75
<i>Е.Я. Гаврилов, Г.И. Теплинский.</i> Применение стабильных изотопов легких элементов в газовой геологии	90
<i>Н.А. Еременко, Т.А. Ботнева, С.П. Максимов, Р.Г. Панкина.</i> О генезисе неуглеводородных компонентов газов нефтяных и газовых месторождений	98
<i>Э.Е. Лондон.</i> Некоторые особенности формирования состава природных сероводородсодержащих газов в карбонатно-эвапоритовых образованиях	111
<i>В.Н. Корценштейн.</i> К проблеме диагностики зон генерации различных генетических типов углеводородов осадочных пород в связи с нивелирующей ролью водной оболочки стратисферы	120
<i>Л.М. Зорькин, Е.В. Стадник.</i> Геохимическая зональность газов пластовых вод как показатель генезиса углеводородов.	125
<i>А.А. Бакиров.</i> Изучение геологических условий размещения крупных и гигантских зон скоплений газа в связи с разработкой теоретических основ их прогнозирования.	130
<i>И.В. Высоцкий, В.И. Высоцкий, Е.В. Кучерук, М.И. Лоджевская, М.Ш. Моделевский.</i> Общие закономерности размещения газообразных и жидких углеводородов с стратисфере	145
<i>Н.А. Калинин, В.Ф. Раабен.</i> Закономерности размещения запасов газа в различных бассейнах мира.	154
<i>В.Ф. Никонов.</i> О соотношении между газом и нефтью в осадочных толщах земной коры	165
<i>В.П. Строганов.</i> Общая геолого-геохимическая схема раздельного формирования зон газонакопления и нефтенакопления в осадочном чехле	169
<i>Б.А. Соколов.</i> О раздельном прогнозировании нефтеносности и газоносности осадочных бассейнов.	177
<i>Э.В. Чайковская.</i> Качественная и полуколичественная оценка газоносности глубоких горизонтов разновозрастных нефтегазоносных бассейнов СССР	183

<i>Г.Г. Григорьев, И.А. Шмелев.</i> О влиянии палеотемператур на процессы нефтегазообразования	192
<i>Г.Н. Доленко.</i> Глобальная тектоника и проблемы нефтегазовой геологии	199
<i>Г.Е. Бойко.</i> Зональность размещения месторождений углеводородных газов и других углеродистых образований с позиции глубинного их происхождения	209
<i>М.И. Варенцов, З.И. Алешина.</i> Геологические особенности и перспективы нефтегазоносности зон преимущественного развития газовых и нефтяных месторождений Предкопетдагского и других альпийских краевых прогибов	212
<i>А.Л. Козлов.</i> Образование и сохранение газа в каменноугольных бассейнах и газоносность нижнепермских отложений Европы	223
<i>Н.Е. Оводов.</i> Геологические предпосылки формирования газовых месторождений в пределах платформенной части запада Средней Азии	229
<i>В.Е. Нарижная.</i> Геохимические особенности природных газов Средней Азии и некоторые вопросы их происхождения	242
<i>Г.И. Амурский, Э.С. Гончаров, Г.И. Ледовская, Н.Н. Соловьев.</i> Особенности происхождения бессернистого газа и формирования его залежей в мезозойских отложениях Амударьинской синеклизы	248
<i>А.К. Каримов.</i> О факторах, обусловивших продуцирование преимущественно газообразных углеводородов в некоторых осадочных толщах Узбекистана	254
<i>Л.А. Анищенко, Б.Я. Вассерман, [А.Я. Кремс], Д.А. Саар.</i> Генезис и поиски углеводородного газа в Тимано-Печорской провинции	259
<i>П.М. Ломако.</i> Возможные очаги газообразования в пределах Нижнего Поволжья	266
<i>А.С. Панченко, Л.И. Суконный.</i> Некоторые закономерности распределения газообразных флюидов в Предкавказье в связи с оценкой перспектив газоносности глубоких горизонтов	269
<i>А.Э. Конторович.</i> Динамика и интенсивность газообразования в угленосных толщах в зоне катагенеза	275

Генезис газа как основа научного прогнозирования поисков газовых и газоконденсатных месторождений. Жабрев И.П., Ермаков В.И., Соколов В.Л., Чайковская Э.В. — Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 6—19.

Кратко рассмотрены основные достижения в области изучения генезиса газа и закономерностей пространственного размещения газовых и газоконденсатных залежей. Выделены ведущие группы факторов, обуславливающие пространственную разобщенность областей газо- и нефтегенерации и соответственно газо- и нефтеносности, к числу которых отнесены тип и стадии катагенеза органического вещества и условия миграции, аккумуляции и консервации залежей газа. Приведены примеры пространственно-генетической связи региональной газоносности с распространением субугленосных формаций и регионами, где органическое вещество находится на начальных либо заключительных этапах катагенеза.

Охарактеризованы три типа зональности в распределении по глубинам и площади ресурсов углеводородов — древних платформ, молодых плит и межгорных впадин. Обращено особое внимание на два принципиально новых перспективных направления поисковых работ на газ: глубокие горизонты (более 5 км) и территории регионального распространения юрских угленосных и континентальных формаций.

Илл. 3. Библ. 34 назв.

УДК 550.4 : 547.9: 551.72/73 (57.1.53)

Образование углеводородных газов в процессе литогенеза. Вассоевич Н.Б. — Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 20—35.

Дается обзор современного состояния проблемы генерации углеводородных газов (УВГ) на разных этапах литогенеза. Все признают, что состав и количество УВГ определяется, с одной стороны, фациально-генетическим типом материнского вещества в осадках, а с другой — степенью его катагенетического изменения в процессе литогенеза. Отмечаются расхождения во взглядах на местоположение главной зоны генерации УВГ. Оптимистически оцениваются перспективы открытия новых скоплений УВГ в осадочных бассейнах на территории и акватории СССР.

Илл. 3. Библ. 18 назв.

УДК 553.98.2.061.3

Этапы газообразования и их влияние на распределение нефти и газа. Рогозина Е.А., Наливкин В.Д., Неручев С.Г., Радченко О.А., Успенский В.А. — Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 36—43.

Для гумусовых углей максимумы генерации метана определены на стадиях: торфяной, на границе между Б и Д, в интервале Г—Ж и наибольший — в интервале К—Т. Для среднего типа сапропелевого ОВ установлено два максимума: на торфяном этапе и стадиях К—Т. Последний максимум выделен в качестве главной фазы газообразования (ГФГ) для обоих типов ОВ (глубины более 3,5 км). Большинство глубоких бассейнов газоносно вследствие проявления ГФГ.

Табл. 2. Илл. 5.

УДК 552.578.1

Особенности генерации и аккумуляции газообразных углеводородов. Максимов С.П., Калинин М.К., Родионова К.Ф., Четверикова О.П. — Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 44—50.

Разнообразие закономерностей в распределении нефтяных и газовых месторождений обусловлено тем, что они определяются группой факторов. Одним из них

являются источники газообразных углеводородов, которыми могут быть как вещество углей, так и рассеянное органическое вещество. Основу гумусового рассеянного органического вещества составляют конденсированные ароматические структуры, что и определяет его преимущественно газоматеринские свойства. Относительно низкий коэффициент газогенерации рассеянного вещества компенсируется его, как правило, повышенным содержанием в породе. Расчеты показывают, что количество газообразных углеводородов, генерируемых сапропелевым веществом на средних стадиях катагенеза, незначительно; оно генерирует больше жидких углеводородов. При одновременном образовании жидких и газообразных углеводородов относительное распределение залежей нефти и газа определяется условиями миграции — механизмом дифференциального улавливания.

Табл. 4.

УДК 553.981.061.3

Диagenетическая стадия образования углеводородных газов и их генетические различия в зависимости от состава исходного органического материала. Вебер В.В., Максимов С.П. — Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование их месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 51—62.

На специальной установке с применением вакуума были дегазированы 25 образцов современных и позднелайстоценовых осадков, собранных в тропической Атлантике, в Перуанском районе Тихого океана и в Черноморском и Каспийском бассейнах. Во всех пробах извлеченного газа были обнаружены в качестве продуктов биохимического образования CO_2 , CH_4 и более тяжелые газообразные углеводороды — от этана до гексана включительно. Содержание последних в общем составе углеводородного газа достигает 1% и более в случае водно-автохтонной природы исходного материала и уменьшается до 0,004% и менее в осадках с гумусово-аллохтонным органическим веществом. Соответственно высказывается мнение о региональном значении начальной (диagenетической) стадии образования всей гаммы газообразных углеводородов. Роль этих газов, образовавшихся в стадии диagenеза, является весьма существенной в формировании их промышленных скоплений.

Табл. 2. Библ. 7 назв.

УДК 553.981.061.3

Углеводородные газы в современных и ископаемых осадках. Жиженко Б.П., Ефремова А.Г. — Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 63—68.

Приводятся основные результаты исследования остаточного содержания и химического состава газовой фазы в современных осадках Черного и Каспийского морей, а также Перуанской области Тихого океана. Отмечена биохимическая диagenетическая природа газов в изученных современных и верхнелайстоценовых осадках. Подчеркнута возможность накопления диagenетических биохимических газов в ряде осадков, сохранения их в толще осадочных пород при ее погружении и, наконец, участия названных газов в формировании газовых месторождений при выведении пластов осадочных пород, содержащих диagenетический газ, из горизонтального залегания.

Библ. 2 назв.

УДК 550.846.553.981/982

Биохимические аспекты генерации углеводородных и других газов. Могилевский Г.А., Богданова В.М., Стадник Е.В. — Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 69—74.

Рассмотрены вопросы образования углеводородных газов, углекислоты и водорода за счет деятельности микроорганизмов в различных геологических условиях. Жизнеспособные бактерии, образующие газы, были обнаружены разными исследо-

вателями в водах и породах различного возраста на достаточно больших глубинах. Наличие бактерий в древних отложениях, подвергшихся в предыдущие геологические эпохи воздействию высоких температур и давлений, объясняется процессами вторичного заражения пород при их воздымании из зоны катагенеза в область гипергенеза. Наблюдаемое угасание некоторых физиологических групп микроорганизмов по мере углубления в толщу осадка не исключает их активации на разных стадиях литификации осадка.

Табл. 2. Библ. 15 назв.

УДК 553.98.061.3

Изотопный состав углерода природных газов как источник информации об условиях их образования и формирования залежей. Алексеев Ф.А., Лебедев В.С., Крылова Т.А., Сынгаевский Е.Д. — Сб.: "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 75—89.

В статье рассмотрены закономерности распределения изотопов углерода в углеводородных газах осадочной толщи пород применительно к решению таких задач нефтегазовой геологии, как условия образования газа, миграция его в земной коре, формирование газовых месторождений.

Особенности распределения изотопов углерода в углеводородных газах позволили в пределах осадочной толщи пород установить зональность процессов нефтегазообразования, согласно которой выделяются биохимическая, переходная, термокаталитическая и высокотемпературная зоны. Выделенные зоны совпадают с общей геохимической зональностью углеводородов осадочной толщи.

Табл. 5. Илл. 1. Библ. 11 назв.

УДК 550.42 + 553,981/691

Применение стабильных изотопов легких элементов в газовой геологии. Гаврилов Е.Я., Теплинский Г.И. — Сб.: "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 90—97.

Рассматриваются возможности прикладного использования изотопного состава углерода, аргона и водорода при исследовании условий формирования залежей углеводородов в областях с разнородной геологической обстановкой на примере Амударьинской синеклизы, Восточного Предкавказья, Южного Дагестана, Западно-Сибирской плиты.

Илл. 4. Библ. 9 назв.

УДК 553.98.061.3

О генезисе неуглеводородных компонентов газов нефтяных и газовых месторождений. Еременко Н.А., Ботнева Т.А., Максимов С.П., Панкина Р.Г. — Сб.: "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 98—110.

На основании данных химического и изотопного состава газов делаются выводы о возможных источниках поступления азота, сероводорода, углекислого газа и водорода в залежи. Образование CO_2 обусловлено окислением нефти и выщелачиванием CO_2 из карбонатов. Возрастание содержания CO_2 в газах связано с разрушением залежей. Генезис сероводорода обусловлен процессами биохимического восстановления сульфатов. Утяжеленный изотопный состав серы сероводорода, близкий к сульфатам вод, служит показателем масштаба микробиологической редукции сульфатов и высоких концентраций сероводорода. Повышенное содержание водорода обусловлено как генерацией его материнскими породами, так и поступлением из магматических пород и вод при их радиохимическом разложении. Средние данные по распределению азота в Европейской части Советского Союза показывают, что высокие концентрации азота контролируются тектонической зональностью, стратиграфической приуроченностью залежи, миграционным эффектом и разрушением залежи.

Илл. 4.

Некоторые особенности формирования состава природных сероводородсодержащих газов в карбонатно-эвапоритовых образованиях. Лондон Э.Е. – Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 111–119.

В статье показано, что залежи сероводородсодержащих газов формируются в карбонатных осадках морских аридных комплексов и тяготеют пространственно к нефтегазоносным бассейнам. Рассмотрены особенности состава и размещения залежей в структуре осадочного чехла. На обширном фактическом материале по различным нефтегазоносным и газоносным бассейнам выявлено соответствие состава и содержания углеводородных и неуглеводородных газов в залежах и пластовых водах и зависимость характера газонасыщения флюидов от литолого-фациального состава вмещающих пород. Приведены доказательства образования состава сероводородсодержащих газов за счет рассеянного в карбонатных (известняково-доломитовых) осадках органического вещества и высказано суждение о механизме формирования месторождения этих газов в осадочных породах.

Табл. 1. Илл. 3. Библ. 3 назв.

УДК 551.49.49 + 553.981

К проблеме диагностики зон генерации различных генетических типов углеводородов осадочных пород в связи с нивелирующей ролью водной оболочки стратиферы. Корценштейн В.Н. – Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 120–124.

Показано, что миграция водной среды осадочного покрова, а также диффузионные процессы на протяжении длительной геологической истории придают продуктам генерации углеводородов ряд новых свойств, сильно маскирующих их первичные генетические особенности. Миграция подземных вод по поровому пространству пород-коллекторов является весьма эффективным механизмом, осуществляющим непрерывный сбор и концентрацию рассеянного органического вещества.

УДК 551 : 553.98

Геохимическая зональность газов пластовых вод как показатель генезиса углеводородов. Зорькин Л.М., Стадник Е.В. – Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 125–129.

Рассмотрены особенности геохимической зональности газов подземных вод в связи с генезисом углеводородов. К числу показателей органического генезиса углеводородных газов отнесены региональная зональность газонасыщения подземных вод, вертикальная азональность газонасыщения вод, зависимость газонасыщения подземных вод от возраста водовмещающих толщ, гигантские объемы газов, растворенных в подземных водах и сорбированных породами.

Полученные данные показали, что процесс миграции углеводородных газов осуществляется по схеме: рассеянное органическое вещество пород – подземные воды – залежи углеводородов.

Табл. 2. Библ. 5 назв.

УДК 553.981.2.061.3

Изучение геологических условий размещения крупных и гигантских зон скопления газа в связи с разработкой теоретических основ их прогнозирования. Бакиров А.А. – Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 130–144.

На основе изучения закономерностей размещения крупных и гигантских зон скопления газа на земном шаре обосновывается, что большинство из них приурочено к сводовым поднятиям, мегавалам и внутриплатформенным впадинам на плат-

форменных территориях и к предгорным и межгорным впадинам на складчатых территориях. В разрезе осадочных образований каждой нефтегазоносной провинции может содержаться несколько регионально газоносных комплексов, приуроченных к самостоятельным структурным этажам. Даются перспективы поисков новых крупных зон газонакопления в СССР.

Табл. 1.

УДК 553.98.2.061.3

Общие закономерности размещения газообразных и жидких углеводородов в стратифере. Высоцкий И.В., Высоцкий В.И., Кучерук Е.В., Лоджевская М.И., Моделевская М.Ш. — Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 145—153.

Рассматриваются закономерности изменения фазового состава углеводородов в различных типах нефтегазоносных бассейнов. Установлено, что современное распределение газовых скоплений в земной коре определяется прежде всего степенью герметичности разреза отложений, слагающих бассейн, химической стойкостью газа и, в меньшей степени, условиями образования газа. Утверждается, что наибольший интерес для поисков скоплений газа представляют нефтегазоносные бассейны платформ, особенно молодых, платформенных склонов пограничных впадин, срединных массивов и внутриплатформенных грабенов, перекрытых синеклизами.

Библ. 3 назв.

УДК 553.981.2.061.3 (100)

Закономерности размещения запасов газа в различных бассейнах мира. Калинин Н.А., Раабек В.Ф. — Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 154—164.

Произведена группировка бассейнов мира на основании сходства как в размещении запасов, так и по генезису газа. По особенностям глубинного размещения запасов газа выделены три группы бассейнов: в I группе газ концентрируется на глубинах до 2 км (по генезису газ биохимической зоны протокатагенеза); во II группе — на средних глубинах (1—4 км) (газ гумусового ОВ зоны апокатагенеза); в III группе — на больших глубинах (более 3—4 км) (газ сапропелевого ОВ зоны апокатагенеза).

Выделена группа бассейнов (межгорные впадины Скалистых гор в США и Тянь-Шаня), характеризующаяся стратиграфической зональностью в размещении запасов газа. Указано, как вертикальная зональность образования газа сказывается на региональном распространении преимущественного газонакопления в пределах различных геотектонических элементов. Установлено наличие двух максимумов генерации и аккумуляции газа, приуроченных к зонам прото- и апокатагенеза (верхний максимум при гумусовом ОВ материнских толщ проявляется редко).

Илл. 6. Библ. 24 назв.

УДК 553.981/982

О соотношении между газом и нефтью в осадочных толщах земной коры. Никонов В.Ф. — Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 165—168.

В нефтегазоносных областях СССР и зарубежных стран отмечается четкая дифференциация нефти и газа. Наиболее распространены чисто нефтеносные или газоносные территории, месторождения, залежи. В природе отдельные процессы нефте- и газообразования преобладают над совместным нефтегазообразованием. Фазовое состояние углеводородов в залежах на обширных площадях определяется составом и количеством исходного вещества.

Табл. 1. Илл. 1.

Общая геолого-геохимическая схема раздельного формирования зон газонакопления и нефтенакпления в осадочном чехле. Строганов В.П. — Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 169–176.

На основе комплексного анализа геолого-геохимических материалов разработана общая теоретическая схема формирования зон газо- и нефтенакпления в осадочном чехле, в которой увязаны особенности генерации газообразных и жидких углеводородов, условия их сохранности и аккумуляции. Показано, что раздельное осуществление главных фаз генерации газообразных и жидких углеводородов, различия в условиях, необходимых для их сохранности, несходство физико-химических свойств газов и нефтей обуславливают главную особенность во взаимном размещении зон газонакопления и нефтенакпления — их дифференцированное нахождение в осадочных породах земного шара. Представляется, что данная общая теоретическая схема отражает как бы "скелет" процесса формирования залежей нефти и газа и поэтому может быть применена в любых нефтегазоносных районах. Естественно, конкретные специфические черты окажут свое влияние, но общий ход процесса нефтегазонакопления, по-видимому, сохранится.

Илл. 2. Библ. 13 назв.

УДК 553.981/982 + 55 (549)

О раздельном прогнозировании нефтеносности и газоносности осадочных бассейнов. Соколов Б.А. — Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 177–182.

Представление о вертикальной зональности нефтегазообразования дает возможность раздельного прогнозирования нефтеносности и газоносности осадочных бассейнов. Газоносными являются те бассейны, которые в своем развитии или не испытывали интенсивного прогресса и не вошли в зону главной фазы нефтеобразования, или, в силу энергичного погружения, уже прошли эту зону. Бассейны, нефтематеринские толщи которых находятся в зоне главной фазы (интервал температур 70–120°C), содержат скопления нефти и газа. Эти теоретические представления подтверждаются на примере шести однотипных бассейнов Азии, сформировавшихся на стыке древних Аравийской и Индостанской платформ с альпийскими эпигеосинклинальными орогенами. Часть этих бассейнов является газоносной, часть нефтеносной, а один (Персидского залива) нефтегазоносным.

Илл. 1. Библ. 20 назв.

УДК 550.42 + 558, 981/691.

Качественная и полуколичественная оценка газоносности глубоких горизонтов разновозрастных нефтегазоносных бассейнов СССР. Чайковская Э.В. — Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование их месторождений", М., "Наука", 1977. Стр. 183–191.

Рассмотрены некоторые методы качественной и количественной оценки нефтегазоносности больших глубин. Показано, что закономерности распределения скоплений углеводородов зависят от взаимного влияния ряда геолого-геохимических факторов, среди которых ведущими являются тип и стадии катагенеза органического вещества, формирующие генетическую зональность. Последняя нередко деформируется, что ведет к образованию вторичной или морфологической зональности. Предлагается типизация нефтегазоносных бассейнов по пространственному и глубинному положению генетических и морфологических зон. Дается предварительная количественная оценка ресурсов газа глубоких горизонтов по методам усредненных плотностей и выборочно по объемно-генетическому. Максимальные ресурсы газа в глубоких горизонтах основных нефтегазоносных бассейнов СССР оценены в 350 трлн. м³.

Табл. 1. Илл. 1. Библ. 16 назв.

О влиянии палеотемператур на процессы нефтегазообразования. Григорьев Г.Г., Шмелев И.А. — Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 192–198.

Рассмотрены новые данные о влиянии палеотемператур, замеренных по отражательной способности витринита в нефтегазосодержащих терригенных отложениях Тимано-Печорской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций.

Сделаны выводы о том, что термокаталитические процессы нефтегазообразования могли протекать на различных глубинах. Высказывается мнение о необходимости уточнения представлений о температурных пределах главной фазы нефтеобразования.

Табл. 1. Илл. 1. Библ. 5 назв.

Глобальная тектоника и проблемы нефтегазовой геологии. Доленко Г.Н. — Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 199–208.

Рассмотрена основная сущность тектоники литофациальных плит и в свете изложенных новых представлений о развитии Земли и ее геоструктурных элементов делаются выводы об образовании нефти и угля, водородного газа абиогенным путем в зоне астеносферы, где господствуют критические термодинамические условия. При этом предполагается, что нефть формировалась на более погруженных участках, а газ — на относительно приподнятых участках астеносферы. Формирование нефти осуществлялось за счет химических и полиморфных превращений метана, а процесс синтеза газа происходил по схеме углекислота — водород — метан. Нефть и газ по многочисленному разлому мигрировали в осадочные породы, где и образовывались в ловушках нефтяные и газовые залежи.

В зависимости от условий геологического развития отдельных геоструктурных элементов второго порядка образовывались районы нефтяного, газового и смешанного накопления. При этом районы нефтенакпления располагаются на участках, где поверхность астеносферы испытывает погружения, районы газонакопления — на участках максимального ее воздымания, а нефтегазовые залежи — между ними.

Илл. 3. Библ. 18 назв.

Зональность размещения месторождений углеводородных газов и других углеродистых образований с позиции глубинного их происхождения. Бойко Г.Е. — Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 209–211.

С позиции глубинного генезиса рассматривается вопрос о площадной обособленности районов газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений, а также месторождений других углеродистых ископаемых. Доказывается, что зональность в распределении районов разных углеродистых образований вызвана обособленностью и разным составом питающих их очагов, которые располагались в кровле астеносферы верхней мантии Земли. Различие в составе питающих углеродистых очагов определяется в основном их разноглубинностью, т.е. глубиной залегания астеносферы. Открываются перспективы прогнозирования газонефтеносности отдельных территорий по данным геофизического изучения глубинных зон Земли.

Библ. 6 назв.

Геологические особенности и перспективы нефтегазоносности зон преимущественного развития газовых и нефтяных месторождений Предкопетдагского и других альпийских краевых прогибов. Варенцов М.И., Алешина З.И. — Сб.: "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 212–222.

Кратко освещены основные геологические и тектонические особенности областей и зон преимущественного нефте- и газонакопления на примере ряда альпийских и палеозойских краевых прогибов, а также рассмотрены основные факторы, определяющие перспективы нефтегазоносности альпийских краевых прогибов и зон развития крупных скоплений нефти и газа. На территории Предкопетдагского прогиба выделены наиболее перспективные зоны.

УДК[553.98.2.061.3 + 551.735/736] (4)

Образование и сохранение газа в каменноугольных бассейнах и газоносность нижнепермских отложений Европы. Козлов А.Л. – Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 223–228.

Нижнепермские отложения регионально газоносны от Северного моря до Приуралья. Газовые месторождения с суммарными разведанными запасами более 6 трлн. м³ прослеживаются почти непрерывной полосой длиной около 5000 км. Здесь принципиально выделяются три толщи. Карбон угленосный и нефтегазоматеринский, нижняя пермь – коллекторы карбонатные или красноцветные терригенные, верхняя пермь – прекрасная покрывка – соли. Преимущественная газоносность при отсутствии промышленной нефти на западе объясняется происхождением углеводородов за счет катагенеза углей, а в Приуралье – дифференциальным улавливанием газа: соляная покрывка выдерживает газовые залежи очень большой высоты, и нефть перетекает через гидрозамок.

Библ. 10 назв.

УДК 553.98.2.061.3 (574)

Геологические предпосылки формирования газовых месторождений в пределах платформенной части запада Средней Азии. Оводов Н.Е. – Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 229–241.

На основе обобщения геологических, геохимических и гидрогеологических данных обосновывается, что юрская угленосная формация является основной газогенерирующей толщей в пределах платформенной части запада Средней Азии. Приводятся аргументы, что между залежами газа меловых и юрских отложений существует генетическая связь. Изучение геотермического и палеогеотермического режима недр показало, что газовые залежи являются продуктом конечных стадий катагенеза. На базе палеотектонических реконструкций обосновывается кайнозойское время формирования газовых месторождений. Даются направления дальнейших поисково-разведочных работ.

Илл. 2. Библ. 22.

УДК 550.4 : 553 – 981 (575.0) + 553.061.3

Геохимические особенности природных газов Средней Азии и некоторые вопросы их происхождения. Нарижная В.Е. – Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 242–247.

Рассматривается вертикальная зональность углеводородов восточной части Каракумского газонефтеносного бассейна, существенно различающаяся для меловых и юрских отложений. Генезис углеводородных газов предполагается за счет органического вещества осадочной толщи на основании: 1) соответствия геохимической зональности углеводородов известным данным о распределении исходного органического вещества и путях миграции углеводородов; 2) приблизительного соответствия расчетного содержания в газах гелия для газомещающих (или смежных с ними) пород фактическому; 3) показателей подземного окисления углеводородов, протекавшего (в геологическом прошлом) в осадочной толще. Преимущественная генерация газообразных углеводородов происходила в нижне-среднеюрских отложениях (с существенной ролью углистого вещества), а тяжелых – в верхнеюрских отложениях, с последующим их распределением, обусловленным миграцией газоконденсатно-нефтяной смеси и влиянием других геолого-геохимических факторов.

Илл. 2. Библ. 8 назв.

УДК 1 553.981.2.061.3 + 551.76 1 (575.4)

Особенности происхождения бессернистого газа и формирования его залежей в мезозойских отложениях Амударьинской синеклизы. Амурский Г.И., Гончаров Э.С., Ледовская Г.И., Соловьев Н.Н. – Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 248–253.

Рассмотрены особенности распространения бессернистого газа в мезозойских отложениях Амударьинской синеклизы. Показано, что в меловых преимущественно терригенных и верхнеюрских карбонатно-терригенных природных резервуарах по окраинам синеклизы происходит естественная очистка от сероводорода газа, мигрировавшего из подсолевых карбонатных регионально сероводородсодержащих отложений. Приведены основные факторы, влияющие на сохранность сероводорода в различных литологических средах и необходимые и достаточные условия для формирования залежей бессернистого газа.

Илл. 1. Библ. 11 назв.

УДК 553.981.2.061.3 : 550.361 (575.1)

О факторах, обусловивших продуцирование преимущественно газообразных углеводородов в некоторых осадочных толщах Узбекистана. Каримов А.К. – Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 254–258.

В работе рассматриваются качество потенциально нефтегазоматеринских пород (тип, количество ОВ), глубина их погружения и температурные условия. На основании их анализа в пределах нефтегазоносных регионов Узбекистана дается общая схема нефте- и газообразования.

Илл. 1. Библ. 9 назв.

УДК 553.981.2.061.3 (470.1) + 550.8

Генезис и поиски углеводородного газа в Тимано-Печорской провинции. Анищенко Л.А., Вассерман Б.Я., Кремс А.Я., Саар Д.А. – Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 259–265.

Установлено наличие двух зон газогенерации (на глубине до 4–5 км) – в основном нефтеобразования с подчиненной генерацией газа в резервуаре за счет глубоких термokatалитических превращений битумоидов. Последнее подтверждается утяжеленным изотопным составом углерода метана, наличием твердого углерода в породах и другими данными.

Илл. 2. Библ. 4 назв.

УДК 553.981.2.061.3 (470.4)

Возможные очаги газообразования в пределах Нижнего Поволжья. Ломако П.М. – Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 266–268.

Рассматриваются причины различия газонефтеносности района Нижнего Поволжья (Саратовская, Волгоградская области) от остальной, платформенной части собственно Волго-Уральской области. Нижнее Поволжье является преимущественно газоносным районом, а собственно Волго-Уральская область – нефтеносным. Рассматриваются также этапы газообразования углеводорода в пределах Нижнего Поволжья.

Илл. 1.

УДК 553.981.2.061.3 (470.62/63)

Некоторые закономерности распределения газообразных флюидов в Предкавказье в связи с оценкой перспектив газоносности глубоких горизонтов. Панченко А.С., Суконный Л.И. – "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М., "Наука", 1977. Стр. 269–274.

Закономерности распределения водорастворенных и свободных газов, их геохимические особенности позволяют полагать, что процессы газообразования и газонакопления в Предкавказье протекали на различных (в том числе и на больших) глубинах. Анализ распределения гелия между газоконденсатными залежами и подземными водами показал, что источником свободного газа являются глубокопогруженные зоны.

Табл. 2. Библ. 5 назв.

УДК 553.981.2.061.3

Динамика и интенсивность газообразования в угленосных толщах в зоне катагенеза. Конторович А.Э. — Сб. "Генезис углеводородных газов и формирование месторождений". М. "Наука", 1977. Стр. 275–279.

Подчеркивается важная роль угленосных и субугленосных отложений в образовании природных газов и формировании их месторождений. Предлагается видоизмененная формула расчета летучих продуктов катагенеза органического вещества, учитывающая образование ранее не рассматриваемых соединений — молекулярных азота и водорода и элементарной серы. Делается вывод о возможности образования алифатических парафиновых нефтей из гумусового ОВ.

Библ. 17 назв.

ГЕНЕЗИС УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ
И ФОРМИРОВАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*Утверждено к печати
Ученым советом Института геологии
и разработки горючих ископаемых*

Редактор *Л.А. Рабинович*
Редактор издательства *И.С. Власов*
Художник *В.В. Фирсова*
Художественный редактор *А.Н. Жданов*
Технический редактор *Н.А. Посканная*

Подписано к печати 5/V-77 г. Т — 09917
Усл.печ.л. 18,3 + 0,5 вкл. Уч.-изд.л. 21,6
Формат 60 x 90 1/16. Бумага офсетная № 1
Тираж 850 экз. Тип. зак. 147.
Цена 2р. 21к.

Книга издана офсетным способом

Издательство "Наука",
103717 ГСП, Москва, К-62, Подсосенский пер., 21
1-я типография издательства "Наука",
199034, Ленинград, В-34, 9-я линия, 12

2 р. 21 к.

2567