

VIII

МЕЖДУНАРОДНЫЙ КОНГРЕСС ПО ОРГАНИЧЕСКОЙ ГЕОХИМИИ

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ТОМ

III



МОСКВА 1977

МЕЖДУНАРОДНАЯ АССОЦИАЦИЯ
ГЕОХИМИИ И КОСМОХИМИИ

АКАДЕМИЯ НАУК СССР
МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО
СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ СССР
МИНИСТЕРСТВО ГАЗОВОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР
МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР
МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР



МЕЖДУНАРОДНЫЙ КОНГРЕСС ПО ОРГАНИЧЕСКОЙ ГЕОХИМИИ

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ
ТОМ II

2204
МОСКВА
10-13 МАЯ 1977

МОСКВА 1977



УДК (553.981/982+550.84):551.49:502.76:551.2/7

Редакционная коллегия

Н.Б. Вассоевич (председатель), Л.М. Зорькин (зам.председателя),
О.К. Бордовский, Э.М. Галимов, В.И. Ермаков, А.А. Карцев,
Е.А. Романкевич, С.А. Сидоренко, А.И. Симонов, В.А. Строганов,
В.А. Чахмахчев, В.М. Швец.

VIII МЕЖДУНАРОДНЫЙ КОНГРЕСС
ПО ОРГАНИЧЕСКОЙ ГЕОХИМИИ

ОРГАНИЧЕСКАЯ ГЕОХИМИЯ
ДОКЕМБРИЙСКИХ
ОСАДОЧНО-
МЕТАМОРФИЧЕСКИХ
ТОЛЩ



ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО В ДОКЕМБРИИ И ЭТАПЫ
ЭВОЛЮЦИИ ЖИВЫХ СИСТЕМ

Св. А. Сидоренко,
В. А. Теняков (СССР)

Обобщение и анализ всего известного материала по первично-осадочным углеродсодержащим формациям и породам в докембрии и данных по их абсолютному возрасту позволяет выделить следующие крупнейшие глобально проявленные "эпохи" их формирования: 3,7-3,5 млрд. лет; 2,8-2,6 млрд. лет; 2,1-1,7 млрд. лет; 1,0 млрд. лет-900 млн. лет; 750-700 млн. лет; 650-600 млн. лет.

Новейшие успехи в познании развития живых организмов на Земле (Соколовым, 1976) дают основания считать, что основными этапами и рубежами этой эволюции за докембрийское время являются:

1. "Эобионтный этап". Этап появления простейших гетеротрофных "систем" уже способных к актам самовоспроизведения. Возраст возникновения - неизвестен, верхний рубеж - около 4,25 млрд. лет.

2. Возникновение фотосинтезирующих механизмов у прокариотических протобионтов, начало накопления (сначала в гидросфере свободного кислорода. Абсолютный возраст - 3,7-3,5 млрд. лет.

3. Возникновение древнейших эукариот - 1,9-1,6 млрд. лет.

4. Появление достоверных эукариот; возникновение "агрегатности" и (или) колониальности - 1,6-1,3 млрд. лет.

5. Возникновение митоза и мейоза, первых метафита, пелагических и бентосных метазоа; возраст - 1,0 млрд. лет - 900 млн. лет.

6. Широкое развитие многоклеточных животных и растительных организмов - 600-500 млн. лет.

Сопоставление между собой этих "рубежных" цифр биологической эволюции живых "систем" и "эпох" глобальных прояв-

лений повышенного накопления древнего органического вещества в осадочно-метаморфических породах докембрия, позволяет, прежде всего, констатировать, что в большинстве случаев эти цифры совпадают.

Высказываются соображения, что экзогенные образования "эобионтного этапа" находятся стратиграфически ниже древнейших известных первично-осадочных пород

- "эпоха" накопления углеродистых осадков 2,8-2,6 млрд. лет отвечает эпохе максимального развития фотосинтезирующих определенного типа;

- массовое захоронение неокислившегося органического вещества на уровне 2,1-1,7 млрд. лет, указывающее на последующее накопление существенных количеств свободного кислорода в атмосфере, "подготавливает" возникновение первых в истории Земли эукариотических организмов.

Вскрытие столь высокой синхронности сравниваемых явлений еще раз подтверждает исключительно плотную связь (если не единство) геологического и биологического процессов на Земле.

ДОКЕМБРИЙСКИЕ НЕФТЕМАТЕРИНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Н.Б.Вассоевич, А.Н.Гусева,
И.Е.Лейман, Б.А.Соколов
(СССР)

1. Нефть представляет собой жидкие гидрофобные фазообособленные продукты fossilization сидикахитов (СК), т.е. углеводородистых изначально биогенных (органических как в биологическом, так и химическом смысле) веществ, захороненных в субаквальных осадках.

2. Самая древняя нефть в истории Земли должна была образовываться вскоре после возникновения биосферы и sedi-

ментитов водно-осадочного происхождения. Самые первые, самые древние нефтематеринские (НМ) породы могли возникать еще (уже) в начале архея, т.е. 3,5–3,7 млрд. лет тому назад. Достоверные нефтиты (производные нефти) зафиксированы пока лишь в PR_2 в виде жильного шунгита в породах, отложившихся ~ 1,8 млрд. лет назад.

3. Нефтематеринские (НМ) породы докембрия относились к алиновому (сапропеливому) типу и обладали высоким нефтематеринским потенциалом ($P_{НМ}$). Источником СК в дорифейское время были *Cyanophyta* и бактерии. Позже к ним присоединились *Chlorophyta* и *Fungi*, т.е. организмы, богатые алифатическими и алициклическими структурами, многомиллионно-летняя мягкая термическая деструкция которых (в интервале 60–170°C) приводила к образованию углеводородов (УВ). Благоприятными были также условия захоронения СК в осадках из-за низкого содержания кислорода и отсутствия консументов.

4. Температурные условия докембрия обеспечивали более быструю реализацию НМ породами своего потенциала – главная фаза нефтеобразования наступала на меньших глубинах (по сравнению с фанерозоем), что уменьшало шансы на сохранение образовавшихся залежей нефти. Проблема сохранности – важнейшая в ряду других проблем, с которыми связаны поиски нефти в докембрии. Они должны быть направлены на те районы, где докембрийские НМ породы (*ceteris paribus*) как можно позже (в конце Mz , Kz) вступали в главную зону нефтеобразования.

5. Историко-генетический геолого-геохимический метод изучения нефтематеринских отложений, разработанный в основном на отложениях фанерозоя и венда, полностью применим и для докембрийских отложений. Это лишнее подтверждение справедливости сформулированного А.В.Сидоренко общего принципа – необходимости изучения докембрия методами всех наук геологического цикла с позиций единства развития земной коры с архея до наших дней.

РАССЕЯННОЕ ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО ВЕРХНЕДОКЕМБРИЙСКИХ
ОТЛОЖЕНИЙ ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМ И ЕГО ПРЕОБРАЗОВАНИЕ В
ПРОЦЕССЕ ЛИТОГЕНЕЗА (НА ПРИМЕРЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ)

Т.К.Баженова, Л.С.Беляева,
Д.А.Биккенина, Ю.И.Ипатов,
К.К.Макаров, С.Г.Неручев,
Г.М.Парпарова, Ю.М.Шуменкова
(СССР)

1. Верхнедокембрийские (рифейские и вендские) отложения слагают базальные горизонты осадочного чехла Сибирской платформы. Рифейские отложения развиты в пределах мобильных краевых частей платформы, древних авлакогенов и прилегающих к ним стабильных участков платформы. Отложения венда почти сплошным плащом покрывают платформу. Мощность верхнего докембрия на Сибирской платформе от 2-3 до 5-6 км. Литологический состав отложений - от терригенных песчаных и песчано-аргиллитовых - до чисто карбонатных - известняково-доломитовых рифогенных. Фациальные обстановки осадконакопления - от прибрежно-континентальных до относительно глубоководных морских.

2. Как и в фанерозое, концентрации РОВ в верхнем докембрии - от сотых долей до единиц процентов на породу (до горкчесланцевых горизонтов) и контролируются теми же литолого-фациальными факторами: наибольшие концентрации связаны с иловыми впадинами различного масштаба, при этом главную роль играет морфология дна, а не глубина бассейна. Литологически максимумы РОВ тяготеют к карбонатно-глинистым породам. Но для верхнего докембрия - в сравнении с большинством толщ фанерозоя - характерно повышенное отношение $C_{\text{орг}}$ к некарбонатной части породы, что связано с непосредственным осаждением отмершего фитопланктона, а не только в сорбированном глинистыми частицами виде (вследствие почти полного отсутствия гетеротрофов в докембрии).

Горизонты с высокими концентрациями РОВ в докембрии имеют на Сибирской платформе значительные мощности и ара-

лы развития.

3. Исходный материал РОВ в основном альгинитовый (синезеленые водоросли – планктонные, реже донные). При низких концентрациях РОВ видовой состав флоры богат, при высоких – беден.

4. Для анаэробного диагенеза РОВ верхнего докембрия характерно – наряду с расходом его массы – относительное обогащение липидами за счет расхода углеводно-белковой части, что связано со спецификой бактериальной деятельности, определяемой низким содержанием сульфатов в позднедокембрийских морях.

5. Богатый липидами состав, сложившийся в докатагенные стадии существования верхнедокембрийского РОВ, отразился на характере катагенеза последнего. Общая направленность катагенных изменений такова же, как и для сапропелевого РОВ более молодых отложений. В них фиксируется проявление ГФН. Специфика же катагенеза РОВ верхнего докембрия выражается в больших значениях параметров С, Н, β , УВ, Ме – $N \frac{1}{2}$ УВ и в меньших значениях гетероэлементов – по сравнению с РОВ других отложений на тех же уровнях катагенеза.

6. Высокая восстановленность РОВ не является абсолютной принадлежностью только верхнедокембрийских отложений. Но в силу специфики исходного материала, седиментогенеза и диагенеза эта особенность РОВ характерна для отложений данного возраста не только всей Сибирской платформы, но, возможно, и других регионов.

НЕКОТОРЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ
СОЕДИНЕНИЙ В ДОКЕМБРИЙСКИХ ОСАДОЧНО-МЕТАМОРФИЧЕСКИХ ТОЛЩАХ

И.А.Петерсилье, В.В.Любцов,
А.А.Аведисян (СССР)

В осадочно-метаморфических толщах протерозойского и архейского возрастов содержатся углеводородные газы, рассеянное битуминозное вещество в количествах от 0,002 до 0,018 вес. % на породу и органический углерод ($C_{\text{орг}}$) в количествах — от десятых долей до 6 вес. %. Битуминозное вещество в различной степени окислено и метаморфизовано. $C_{\text{орг}}$ представлен, в основном, углисто-графитовым веществом. Изотопный состав углерода $C_{\text{орг}}$, углеводородные газы (УВГ) и битуминозное вещество (БВ) легкие, отвечающие составу исходного биогенного вещества. Распределение изотопов углерода по фракциям УВГ не отличается от такового для УВГ пород фанерозоя. В метасадках средне-протерозойского возраста, сравнительно слабо метаморфизованных (фашия зеленых сланцев), наблюдается прямая корреляционная зависимость между $C_{\text{орг}}$, УВГ и азотом. Корреляция между $C_{\text{орг}}$ и БВ отсутствует.

На Кольском полуострове в зонах разломов, секущих отложения среднего протерозоя (Печенгский и Имандро-Варзугский комплексы), обнаружены притоки УВГ и повышенные содержания азота и гелия. Состав природных газов смесей и изотопный состав углерода метана в закрытых порах метасадочных пород, секущихся трещинными зонами, идентичен составу свободных газов этих зон. Сходство составов газов содержащихся в закрытых порах метасадочных пород и в трещинных зонах, а также отсутствие УВГ ниже подошвы углеродсодержащих осадков, свидетельствует о том, что УВГ и частично азот поступили в зоны разломов из осадочных толщ и также имеют биогенное происхождение.

Характер изменения органических веществ при метаморфизме исключает возможность нахождения в древних метасадочных

толщах месторождений нефти и газа. В то же время продукты разложения и преобразования биогенного вещества в этих толщах могли оказывать существенное влияние на формирование залежей нефти и газа в вышележащих менее метаморфизованных отложениях.

По закономерности распределения $C_{\text{орг}}$ и УВГ метаосадки среднего протерозоя не отличаются от фанерозойских осадочных толщ. Так, например, в метаосадках Печенгского среднепротерозойского комплекса по содержаниям $C_{\text{орг}}$, УВГ и азота хорошо различаются и коррелируются отложения береговых, прибрежно-мелководных, мелководных, застойных и лагунных фаций. Выявленная зависимость распределения органических соединений в метаосадках от литологических особенностей пород и фациальных условий осадконакопления делает возможным использование этого показателя для реставрации палеогеографических условий формирования пород в докембрии и корреляции разрезов.

ПАЛЕОБИОХИМИЯ ПИГМЕНТОВ: ПОРФИРИНЫ И ФИКОБИЛИНЫ В ПОРОДАХ ДОКЕМБРИЯ

М.П. Колесников, И.А. Егоров
(СССР)

1. В плане изучения проблемы происхождения и эволюции жизни на Земле важную роль играют палеобиохимические анализы древних пород на предмет присутствия в них дериватов пигментов фотосинтезирующих организмов.

2. По данным геологов в докембрийском комплексе преобладают осадочно-метаморфические породы, поэтому представляет интерес поиск порфиринов в таких породах с применением высокочувствительных методов. Приводятся результаты исследования метаморфических пород и карбонатных пород со слабым метаморфизмом с помощью флуоресцентной и фосфоресцентной

спектроскопии.

3. В экзотрактах из докембрийских пород с возрастом $1,7-2,6 \cdot 10^9$ лет после деметаллирования и обработки в присутствии солей меди и цинка обнаружено послесвечение, совпадающее с флюоресценцией металлопорфиринов. Спектры возбуждения послесвечения совпадают со спектрами поглощения соответствующих металлопорфириновых комплексов.

4. В метаморфических породах порфиринов либо нет совсем, либо они присутствуют в небольших количествах ($3 \cdot 10^{-6}\%$). В карбонатных породах со слабым метаморфизмом содержание порфиринов выше ($5 \cdot 10^{-7}\%$).

5. Сине-зеленые водоросли - древнейшие организмы на Земле, поэтому возникает вопрос о сохранности в докембрийских породах фикобилинов - линейных тетрапиррольных пигментов этих водорослей. В нескольких породах обнаружен пигмент, сходный с "фикобилином 655" из современных сине-зеленых водорослей. Идентификация проведена по характеру спектров послесвечения и возбуждения послесвечения.

ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО ДОКЕМБРИЯ УКРАИНСКОГО ШИТА

В.Е.Закруткин, В.В.Закруткин,
Ю.А.Калмыкова, Е.Л.Лазарева
(СССР)

Исследованы три разреза Украинского кристаллического щита (УКЩ) разного возраста и степени метаморфизма : 1) Побужский, 3600 млн.лет, гранулитовая фация метаморфизма ; 2) Приазовский, 2500 млн.лет, амфиболитовая фация метаморфизма ; 3) Криворожский, 2100 млн.лет, эпидот-амфиболитовая и зеленосланцевая фации.

1. Органическое вещество метаморфических пород УКЩ представлено свободным углеродом в виде графита (или гра-

фитоида) с небольшим количеством битумоидного вещества.

В распределении углерода установлена определенная закономерность: наиболее высокие его концентрации (0,8–10,6%) зафиксированы в первично-глинистых породах, наиболее низкие (0,05–0,6%) – в песчаных и промежуточные – в карбонатных. Той же закономерности подчинено, как известно, и распределение $C_{\text{орг}}$ в осадочных породах фанерозоя.

2. Содержание битумоидного вещества колеблется в широких пределах (0,001–0,25%) не зависимо от исходного состава парапород и содержания в них $C_{\text{орг}}$. Особенность элементарного состава битумоидов – повышенное содержание водорода и высокие величины отношения $H/C_{\text{атом}}$ (1,1–1,5), свойственные сапропелевому типу органического вещества, сформированному на базе липидов и липоидов планктона (Вассоевич и др., 1976).

3. Дополнительная информация о биогенной природе органического вещества получена при исследовании его аминокислотного и углеводного составов.

Обнаружены и идентифицированы следующие "свободные" и "связанные" аминокислоты: лизин, аспарагиновая кислота, треонин, серин, глицин, аланин, валин, изолейцин и лейцин с общим содержанием от 2 до 7 мкг на 1 г породы. Набор и количество аминокислот стабильны в изученных породах независимо от широкого диапазона колебаний их абсолютного возраста и степени метаморфизма.

4. Углеводный состав органического вещества также постоянен. Это – глюкоза, галактоза, арабиноза и два неидентифицированных углевода. Содержание же углеводов отражает скорее всего уровень метаморфизма исследованных образцов. Поэтому при переходе от наименее метаморфизованных разрезов Криворожья к наиболее метаморфизованным – Побужья последовательно уменьшаются как средние содержания углеводов, так и диапазон их колебаний: Криворожье – 33–157, в среднем 96 ч/млн; Приазовье – 14–70, в среднем 42 ч/млн; Побужье – 4–8, в среднем 6 ч/млн.

5. Подтверждение первично-биогенной природы органического вещества получено также в процессе микропалеофитологических исследований. В изученных разрезах выявлен большой комплекс микрофитофоссилий – акритархи, онколитоиды, катаграфии, сине-зеленые водоросли и др.

Полученные данные свидетельствуют о существенной роли биогенного фактора в докембрийском литогенезе.

ГЕОХИМИЯ ИЗОТОПОВ ОРГАНИЧЕСКОГО УГЛЕРОДА ДОКЕМБРИЙСКИХ ОБРАЗОВАНИЙ УКРАИНСКОГО ШИТА

Г.П.Мамчур, З.В.Шабо (СССР)

С целью изучения генезиса углерода изучались графиты Побужья, Криворожья и Приазовья, углистые сланцы Криворожья, битуминозное вещество изверженных пород Коростенского плутона, а также ассоциирующие с этими образованиями карбонаты. Графиты по изотопному составу углерода образуют две генетические группы. δC^{13} от -3,7 до 2,2‰ наблюдается в графитах из гнейсов Побужья (месторождение Завалье), Приазовья и глинистых сланцев Криворожья (графитопоявление Белые Горбы). Эти графиты образовались из углерода углеводов. Такой вывод сделан на основании схожести изотопного состава графита и углерода жидких углеводородов, а также закономерного обогащения легким углеродом графита из его жильных и гнездоподобных скоплений по сравнению с рассеянным в породе графитом. В результате внутримолекулярной изотопной неоднородности (Галимов, 1973) на начальной стадии метаморфизма осадочной толщи из жидких углеводородов выделялись компоненты с облегченным углеродом. На органическое происхождение графитов Приазовья указывается в работе (Сидоренко и др., 1975). Графиты с δC^{13} от -1,2 до -0,3‰, содержащиеся в кристаллических известняках Завалье, гнейсах

Балки Власовской (Криворожье) и Темрижа (Приазовье) образовались из углерода морских осадочных карбонатов. Графиты с δC^{13} от $-1,8$ до $-1,5\%$ наблюдаются во всех упомянутых районах. Их углерод имеет смешанное (органическое и карбонатное) происхождение. Графиты смешанного генезиса обнаружены для Ботопольского месторождения (Лобзова, Виноградов, Лебедев, 1975). Карбонаты графитоносных гнейсов изученных месторождений содержат схожий по изотопному составу углерод (δC^{13} от $-1,2$ до $-0,7\%$). Их образование происходило, по-видимому, в процессе регрессивного метаморфизма.

Органический углерод углистых сланцев второго горизонта верхней свиты криворожской серии имеет изотопный состав в пределах δC^{13} от $-2,8$ до $-2,5\%$, что удовлетворительно совпадает с изотопным составом органического углерода среднедокембрийских образований из других мест. Закономерное и периодическое изменение изотопного состава по разрезу сланцевой толщи позволяет предполагать сохранность углеродом своего изотопного состава со времени седиментации. Присутствие в сланцах карбоната с относительно легким углеродом (δC^{13} до $-1,8\%$) в ассоциации с первичным пиритом указывает на восстановление сульфата органическим веществом в период диагенезиса осадков. Углерод битуминозного вещества из опала, найденного в занорышевых пегматитах изверженных пород Коростенского плутона, имеет значения $\delta C^{13} = -3,0$ и $-2,6\%$, что характерно для битумов из других образований земной коры. Ассоциирующие с опалом карбонаты и CO_2 включений имеют δC^{13} около $-1,0\%$.

О СВЯЗИ КАЛИЯ, СВЯЗАННОГО АЗОТА И ОРГАНИЧЕСКОГО
УГЛЕРОДА В МЕТАМОРФИЧЕСКИХ ПОРОДАХ ДОКЕМБРИЯ

А.В.Миловский, В.Ф.Волынец
(СССР)

Ранее нами была показана связь калия и связанного азота (NH_3), показано распределение NH_3 в различных горных породах, уменьшение его содержания в процессах метаморфизма и преимущественное накопление в слюдах по сравнению с другими минералами кристаллических пород. Была выявлена связь NH_3 с $\text{C}_{\text{орг}}$ и сделан вывод, что NH_3 образуется при разрушении органического вещества в породах в процессе их литификации и метаморфизма. Сопоставления K/NH_3 и $\text{C}_{\text{орг}}/\text{NH}_3$ позволили высказать предположение о вероятном происхождении калия (также как и NH_3) при разрушении органического вещества, а также, что калий связывается в осадочных породах с органическим веществом и освобождается при метаморфизме пород.

В последнее время были уточнены данные по связи $\text{C}_{\text{орг}}$, NH_3 и K в графитистых кварцитах разных метаморфических серий докембрия и нижнего палеозоя Мугоджар. Графитистые кварциты состоят из кварца (65–95%), графита (5–25%), редкого мусковита (0–10%) и некоторых акцессорных минералов (апатит, магнетит, рутил). Изотопный состав углерода графитов характерен для органического вещества земной коры.

Из полученных материалов можно сделать следующие выводы. Связанный азот указывает на присутствие в породе органического вещества или на его былое присутствие. Весьма вероятно, что и калий может указывать на былое, "выгоревшее" в процессе метаморфизма, органическое вещество. Эти заключения могут быть отнесены к большинству осадочно-метаморфических пород докембрия. Они хорошо увязываются с известными высказываниями В.И.Вернадского о том, что метаморфическая и гранитная оболочки суть бывшие биосферы.

Азот и калий – реликтовые элементы этой биосферы в метаморфических породах; они сохраняются преимущественно в слюдах. Можно предполагать, что источником калия при метаморфизме и гранитизации пород могло быть органическое вещество прошлого, связанный азот при этом разрушается до молекулярного (N_2) и уходит в газовую фазу.

ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО НИЖНЕАРХЕЙСКИХ ОСАДОЧНО- МЕТАМОРФИЧЕСКИХ ТОЛЩ АЛДАНСКОГО ЩИТА

Е.А.Кулиш (СССР)

Нижнеархейский комплекс Алданского щита, метаморфизованный в гранулитовой фации, интенсивно гранитизированный и дислоцированный, по своей первичной природе представляет осадочные, вулканогенно-осадочные и вулканогенные образования разнообразного вещественного состава, сформировавшиеся в различных литолого-фациальных обстановках подвижной области геосинклинального типа. В алданском комплексе относительно широко распространены графитосодержащие высокоглиноземистые, биотитовые, амфибол-пироксеновые гнейсы и сланцы, кварциты, мрамора, кальцифиты и амфиболиты, имеющие конкретное стратиграфическое положение и определенную литолого-фациальную приуроченность. Местами имеется четкая ассоциация графитовых и сульфидсодержащих пород. Содержание графита колеблется от единичных чешуек до 10%, иногда повышается до 11х 10%, вплоть до формирования существенно графитовых валей. Распространенность биогит-графитовых сленцев с содержанием графита 1% равна 0,13%, а высокоглиноземистых, гиперстеновых и иных пород с содержанием графита 0,1-1,0% составляет в алданском комплексе 0,87х. Графит в породах распределен по плоскостям наложения, нередко образует линзовидные формирования, субпараллельные слоис-

тости. Наблюдаются ритмичнопостроенные графитосодержащие породы, имеющие сезонную природу. Графит устойчив при региональном метаморфизме в высокоглиноземистых, кремнистых, основных и карбонатных породах, но исчезает в зонах интенсивной гранитизации. Данные Св.А.Сидоренко и А.В.Сидоренко по изотопным отношениям углерода из графитовых пород алданского комплекса определяют его как органиогенный. Им установлено наличие в этих породах битумов и газообразных углеводородов. Часть карбонатов, широко распространенных в алданском комплексе, мраморов и кальцифиров имеют биогенную природу. Исследование первично органиогенного углерода пород Алдана указывает, что в нижнем докембрии алданской области была распространена органическая жизнь, которая оказывала активное влияние на процессы седиментации. Организмы были развиты преимущественно в прибрежной и во внутриморских приповерхностных зонах бассейнов, представляя в своем большинстве, вероятно, фотофильные простейшие водоросли.

7
111

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА И СТРОЕНИЯ РЕЛИКТОВЫХ
УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕФТЯХ ПРОТЕРОЗОЙСКОГО ВОЗРАСТА,
СИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ал.А.Петров, Н.С.Воробьева,
З.К.Земскова (СССР)

Нафтенная нефть Сивинского месторождения, расположенного на севере Пермской области на глубине 2800 м, залегающая в отложениях протерозоя (рифей), имеющих возраст не менее 700 млн. лет, содержит значительные количества реликтовых углеводородов (биологических меток): изопреноидов, стеранов и тритерпанов. Строение углеводородов было установлено методами хромато-масс-спектрометрии и ядерно-магнитного



резонанса на ядрах C^{13} .

Особенно велики оказались концентрации полициклических нафтенов C_{27} и выше.

Тримеры Сивинской нефти представлены углеводородами ряда $I7 - \alpha H$ гопана состава $C_{27}-C_{33}$. Характерной особенностью данной нефти является значительное содержание гопана состава C_{28} (нордиантана), а также своеобразный состав стеранов, который представлен главным образом различными диастереомерами ситостана с циссочленением колец С/Д. В отличие от других нефтей здесь практически отсутствуют стераны C_{28} и C_{27} .

Кроме того в нефти был идентифицирован гомологический ряд полиалкилзамещенных декалинов состава $C_{14}-C_{19}$, а так же полиалкилзамещенных пергидрофенантронов состава $C_{19}-C_{26}$, которые могут рассматриваться как продукты распада углеводородов ряда гопана.

РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ В УГЛЕРОДИСТЫХ СЛАНЦАХ ДОКЕМБРИЯ И ФАНЕРОЗОЯ

Н.А.Созинов, А.А.Дерягин
(СССР)

I. Сравнительное изучение состава и содержания редкоземельных элементов (РЗЭ) в углеродистом веществе осадочных отложений докембрия и фанерозоя имеет определенное значение для выяснения направленности изменения состава ископаемого органического вещества в течение геологической истории Земли. Были использованы данные по распределению РЗЭ в различных формациях углеродистых сланцев морского происхождения широкого возрастного интервала от нижнесилурийских углеродистых сланцев Средней Европы до нижнепротерозойских углеродистых пород района Курской магнитной аномалии

2. Содержание РЗЭ варьирует в весьма широких пределах и зависит от условий формирования, вещественного состава и степени вторичных изменений. Зависимости изменения содержания РЗЭ от геотектонического положения углеродистых формаций не устанавливается. В неметаморфизованных породах фанерозоя содержание суммы РЗЭ обнаруживает количественную взаимосвязь с органическим веществом. Положительная корреляционная связь $C_{орг}$ отмечается с элементами иттриевой группы. Не отмечается корреляционных связей между $C_{орг}$ и РЗЭ в углеродистых сланцах хотя бы частично преобразованных процессами метаморфизма.

3. В формациях углеродистых сланцев в составе РЗЭ в основном преобладают элементы цериевой группы, при этом ведущая роль принадлежит двум соседним четным элементам — церию и неодиму. Часто их содержания близки друг к другу, иногда неодима в 1,5–2,0 раза меньше, чем церия. Особенностью состава РЗЭ в углеродистом веществе является то, что неодим всегда преобладает над лантаном, этот признак отличает их от большинства осадочных и магматических пород. В углеродистом веществе РЗЭ образует три максимума: цериевый, неодимовый и иттриевый. При этом иттриевый максимум всегда превышает цериевый или неодимовый.

4. Однообразие характера фракционирования РЗЭ в углеродистом веществе формаций докембрия и фанерозоя позволяет говорить о сходном механизме их накопления, не зависящим от возраста, геотектонического положения и условий накопления осадков. Таким механизмом были биохимические процессы. Приводимые данные свидетельствуют также о том, что уже в ранние этапы эволюции Земли (2–2,5 млрд. лет назад) живые организмы использовали в своем метаболизме определенным образом выбранный спектр элементов в том числе и спектр РЗЭ для своих жизненных функций. Представляется вероятным, что спектр РЗЭ наряду с другими элементами, такими как кислород, азот, фосфор, ванадий, серебро и др. играл важную функциональную роль в развитии живого вещества, что и сказалось на характере их распределения.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ВОЗМОЖНОСТИ НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ В ДОКЕМБРИЙСКИХ ПОРОДАХ

А.Н.Гусева, И.Е.Лейфман,
Б.А.Соколов (СССР)

1. Основными продуцентами органического вещества (ОВ) были гидробионты – главным образом прокариоты (сине-зеленые водоросли и бактерии) в дорифейское время, дополнительно эукариоты (зеленые и другие древнейшие водоросли) в рифей-вендское время.

2. Фоссилизированное ОВ свойственно всем докембрийским породам, начиная, видимо, с позднеархейских. Характерная особенность докембрийского ОВ – отсутствие "наземных" детритных форм, в значительной степени определяющих накопление ОВ в постсилурийское время. Это связано с отсутствием/слабым развитием типичных биополимеров фанерозойских форм жизни (целлюлоза, гемицеллюлозы, лигнины, полимерлипиды). Как следствие этого, средние концентрации ОВ в докембрийских породах ниже, чем в фанерозойских.

3. Специфика состава фоссилизированного ОВ связана также с высокими концентрациями липидных и азотсодержащих компонентов и хемотаксономическими особенностями основных типов водорослево-бактериального биоса докембрия в составе жирных кислот жиров, стероидов и тритерпеноидов, хлорофиллов и каротиноидов и др. Альгинитовый характер образовавшихся геополимеров определяет легкость деструкции ОВ и термокаталитического образования углеводов в зоне катагенеза.

4. Формирование обогащенных ОВ пород в докембрии происходило значительно реже, чем в фанерозое, в связи с ограниченным возникновением бассейнов седиментации, в которых могли создаваться благоприятные геолого-геохимические условия фоссилизации ОВ.

5. Среди нефтидов, образование которых можно отнести за счет докембрийского ОВ, выделяются:

1) легкие нефти и конденсаты, содержащие много низкомолекулярных n-алканов, изоалканов, в том числе изопрена-нов, и мало аренов и высокомолекулярных компонентов – позднего формирования (Марково, Данилов);

2) тяжелые нефти и мальты с высоким содержанием высокомолекулярных компонентов и особым составом изопренов и тритерпанов – раннего формирования (Сива, Джойа-Меир);

3) твердые и вязкие нефтиды в коллекторах древних, эродированных залежей (Учуро-Майский район Сибири), представляющие потенциальный интерес, как ОВ – содержащие руды.

4) высокометаморфизованные нефтиды типа шунгитов (Карелия).

VIII МЕЖДУНАРОДНЫЙ КОНГРЕСС
ПО ОРГАНИЧЕСКОЙ ГЕОХИМИИ

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ
ПОИСКИ
ГОРЮЧИХ
ИСКОПАЕМЫХ

РАЗВИТИЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА В СССР

А.А.Геодекиан, Л.М.Зорькин,
Е.В.Карус, Н.В.Лопатин,
В.А.Строганов (СССР)

Проведенное советскими исследователями изучение фильтрационно-диффузионного массопереноса углеводородных газов методами экспериментального и математического моделирования позволило теоретически обосновать применимость геохимических методов поисков месторождений нефти и газа (ГПНГ). Разработаны геологические и генетические критерии оценки природы углеводородных газовых аномалий, а также методика комплексных ГПНГ, учитывающая возможности последовательного или одновременного применения различных видов геохимических съемок.

На стадии региональных работ проводятся маршрутные гидрогазобиохимические исследования естественных и искусственных водоисточников, а также газометрия мелких (до 25–50 м) скважин в пределах региональных элементов нефтегеологического районирования.

По данным прогнозно-рекогносцировочных гидрогазобиохимических исследований выделяются объекты, обосновываются объемы и определяется рациональный комплекс детальных ГПНГ.

Поисково-оценочные и детальные ГПНГ проводятся по структурно-геохимическим скважинам на площадях с аномальными характеристиками геохимических полей, выявленных в результате рекогносцировочных работ, а также на структурных поднятиях, установленных геолого-геофизическими методами.

На этом этапе определяется природа полей концентраций УВГ, на основе комплексной интерпретации геолого-геохимических данных дается оценка перспективности поисковых площадей и может решаться вопрос о постановке глубокого поискового

бурения. Методика отдельных видов геохимических съемок, а также комплексных ГПНГ изложена в методических указаниях и рекомендациях, составленных ВНИИЯГГ в 1975 г.

Современное развитие нефтегазописковой геохимии в СССР характеризуется разработкой и испытанием автоматизированной системы хранения и обработки данных (АСОД-ГПНГ) и автоматизированной полевой геохимической станции (АПГС-ИАЦ).

Только за последние три года опробование методики детальных ГПНГ привело к открытию ряда месторождений нефти и газа (Сигово-Подкаменное, Вост.Бектурлы, Вост.Даулетабад) или подтверждению отрицательных заключений по перспективам нефтегазоносности изученных поисковых площадей (Казылча, Зап.Карнабчуль, Саутта, Элеликен и другие).

Геохимические методы поисков нефти и газа в СССР в настоящее время находятся на этапе широкого промышленного внедрения.

КОМПЛЕКС ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ НА ОТДЕЛЬНЫХ ЭТАПАХ ПОИСКОВ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ И ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Л.М.Чекалин (СССР)

Геохимические методы исследований применяются на различных стадиях поисков углеводородных залежей: от стадии региональной оценки нефтегазоносности крупных территорий до поисково-разведочных работ в пределах локальных площадей. На каждой стадии поисков используются различные полевые методики.

На основании изучения особенностей вертикальной миграции углеводородов и их распределения по разрезу выбираются

при площадных съемках оптимальные глубины геохимических скважин, наиболее информативные части разрезов, методы геохимического опробования (по раствору, шламу, водоносным горизонтам) и решаются некоторые другие задачи.

Перечисленное позволяет до вскрытия потенциально-перспективных горизонтов глубокими скважинами выделять продуктивные коллекторы и оценивать физико-химические свойства флюидов.

Методика работ и интерпретация геохимических материалов зависит от целого ряда геологических факторов: тектонического строения района, интенсивности и амплитуды новейших тектонических движений, нарушенности осадочных толщ, их литологии, а также физико-химических свойств углеводородных залежей.

Комплексное использование геохимических и геолого-геофизических поисков при оценке нефтегазоносности в целом ряде районов СССР (Саратовская, Гурьевская, Мангышлакская области, Краснодарский край и Грузинская ССР) показали достаточную эффективность.

ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕТОДОМ ГАЗОМЕТРИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ ПО ВЕРХНИМ ОПОРНЫМ ГОРИЗОНТАМ

Д.С.Коробов, Л.С.Кравченко
(СССР)

Геохимические поиски скоплений углеводородов по неглубоким (до 150 м) скважинам, вскрывающим зону аэрации на полную мощность, относятся к категории прямых методов поисков месторождений нефти и газа и позволяют проводить оценку перспектив нефтегазоносности как значительных по площади малоизученных территорий, так и отдельных локальных объектов структурного и неструктурного типов в регионах с установлен-

ной нефтегазоносностью.

Анализ большого фактического материала, полученного за последнее время при проведении подобного рода работ в различных районах СССР, показал, что одним из перспективных направлений в развитии, совершенствовании и практическом применении прямых методов поисков нефти и газа является площадная газометрическая съемка по верхним опорным горизонтам расположенным, согласно особенностям геологического строения региона, на различных уровнях разреза, но ниже зоны аэрации и переменных температур.

Газометрическая съемка может применяться как самостоятельный метод поисков нефтегазовых месторождений, так и в комплексе с другими методами (сейсморазведкой и структурным бурением). Место съемки в общем комплексе геолого-поисковых работ и методика комплексирования определяются геологической и экономической целесообразностью применительно к условиям конкретной территории. Геологическая интерпретация результатов газометрической съемки с целью прогнозирования нефтегазоносности изученных объектов базируется на учете условий формирования и сохранения газовых аномалий в опорных горизонтах, изучении роли различных факторов, влияющих на эти процессы.

Результаты промышленного опробования данных газометрии по верхним опорным горизонтам позволяют высоко оценить ее геологическую и экономическую эффективность в общем комплексе поисково-разведочных работ на нефть и газ.

ПРИПОВЕРХНОСТНЫЕ ТЕРМОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ
КАК ПРЯМОЙ МЕТОД ПОИСКОВ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ
(НА ПРИМЕРЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РАЙОНОВ УКРАИНЫ)

С.Т.Зелизна, В.Г.Осадчий,
Л.С.Мончак (СССР)

Разработка эффективных приповерхностных методов диагностики глубокозалегающих продуктивных структур приобретает актуальность в связи с резким увеличением глубин скважин, проводимых для изучения нефтегазоносности недр.

Теоретическое обоснование эффективности приповерхностных методов поисков базируется на положении о наличии тепло- и массопереноса от залежей к дневной поверхности. Работами многих исследователей установлены температурные аномалии над нефтяными и газовыми залежами, фиксируемые вверх по разрезу, на разном от них расстоянии. Приповерхностными съемками во многих случаях выявлены ореолы рассеивания и геохимические аномалии над залежами нефти и газа. Однако геотермические аномалии в приповерхностных слоях Земли не всегда обусловлены наличием углеводородных скоплений на глубине, но и другими факторами глубинного происхождения. Аналогично, поверхностные геохимические аномалии иногда возникают под влиянием педосферы. В связи с этим предложен комплексный метод, сочетающий дополняющие друг друга геотермические и геохимические измерения.

Углеводороды, попадая в ловушку с более глубоких горизонтов, приносят с собой запас тепловой энергии. Ряд процессов преобразования углеводородов, в частности, взаимодействие их с сульфатами, сопровождается выделением тепла (энthalпия сульфатредукции нефтяными углеводородами достигает 10-60 ккал, в расчете на 1 кг-моль восстановленного сульфата натрия). Избыток тепловой энергии выносится из залежи кондуктивным (породы) или конвективным (разломы) путем,

вплоть до дневной поверхности, обуславливая возникновение температурных аномалий. С другой стороны, избыточная тепловая энергия стимулирует геохимические превращения в метастабильной углеводородной залежи (термолиз, термокатализ и др.), причем образуются весьма мобильные соединения, осуществляющие диффузионный массоперенос от залежи к дневной поверхности, что приводит к возникновению геохимических аномалий. Приповерхностные геохимические аномалии, кроме наличия в них глубинных углеводородных ингредиентов, характеризуются специфическим минеральным парагенезисом, возникающим при взаимодействии диффузионного потока с породами приповерхностной зоны (повышенная восстановленность пород).

Комплексная приповерхностная съемка, сущность которой заключается в построении геотермических и геохимических профилей по замерам температур, геотермического градиента, степени восстановленности пород и других проведена на различных газонефтяных и нефтяных площадях УССР на глубинах 1,5-15,0 м. Установлено наличие локальных термогеохимических аномалий, фиксирующих контуры залежей и разрывные нарушения, при этом большим геотермическим аномалиям соответствуют ярче выраженные геохимические аномалии.

О ЗАДАЧАХ РЕГИОНАЛЬНОЙ СТАДИИ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА

А.В.Петухов, С.М.Островский
(СССР)

1. Перед постановкой геохимических поисков нефти и газа (ГПНГ) на слабоизученной территории рекомендуется предварительно осуществить ее районирование по совокупности геолого-геохимических показателей, количественно характеризующих условия образования нефти и газа и накопления их в

залежах, и дать общую оценку прогнозных запасов нефти и газа на основе принятых для подобных расчетов методик. Результаты этих исследований отражаются на картах обобщенных показателей нефтегазоносности с выделением зон, различающихся степенью перспективности и плотностью прогнозных запасов. Рекомендуемые масштабы карт 1:1 000 000 или 1:500 000, в зависимости от размеров, геологической изученности и строения конкретного объекта исследований.

2. В пределах выделенных перспективных зон проводят региональные (маршрутные и/или профильные) поисковые геохимические исследования, по результатам которых осуществляют районирование территории на основе анализа структуры полей концентраций нефтегазопроисходящих показателей (в основном газовых, гидрохимических, микробиологических и битуминологических). С учетом полученных данных уточняется ранее выполненная предварительная оценка перспектив нефтегазоносности и выделяют объекты (зоны) для прогнозно-рекогносцировочных ГПНГ. В случае достаточной геологической изученности оцениваются прогнозные запасы нефти и газа по категориям D_2 для уточненных перспективных зон. Результаты исследований представляются в виде профильных и сводных геолого-геохимических разрезов и карт перспектив нефтегазоносности с указанием плотности запасов по объектам. Рекомендуемый масштаб карт 1:500 000 или 1:200 000.

3. С целью обоснования направления последующих ГПНГ в пределах выделенных перспективных объектов (зон) на стадии региональных геохимических исследований рекомендуется:

а) для прогнозно-рекогносцировочных ГПНГ — выполнить ландшафтно-геохимическое районирование и выделить "однородные" водоносные горизонты в верхней геохимической зоне (выше первого регионально выдержанного водогазопоры);

б) для поисково-оценочных и детальных ГПНГ — определить верхнюю границу нижней геохимической зоны и наметить представительные (опорные) горизонты для глубинной литогазобиохимической съемки по нижней геохимической зоне. Для обоснова-

ния рационального комплекса поисковых методов целесообразно осуществить районирование объектов последующих исследований по условиям применимости различных видов и модификаций ГПНГ с указанием на соответствующей карте рациональных сочетаний и объемов рекомендуемых поисковых работ.

4. Перечисленные задачи объединены функциональными и информационными связями в единую систему. Их практическое использование на региональной стадии ГПНГ приведет к повышению эффективности и качества геолого-поисковых работ. Обработка и интерпретация материалов на единой методологической основе с применением математических методов и ЭВМ — непременное условие, гарантирующее достижение цели региональных геохимических исследований.

КОМПЛЕКСНЫЕ ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД И УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР

А.А.Бакиров, М.В.Бордовская,
В.И.Ермолкин, В.С.Саркисян
(СССР)

На основании разработанных геохимических критериев с учетом распределения промышленных скоплений нефтей, газов и конденсатов выделены преимущественно газопроизводящие и преимущественно нефтепроизводящие толщи в разрезе мезокайнозойских отложений Туранской плиты и сопредельных районов. Выявлены закономерности изменения фазового состояния и состава углеводородных (УВ) флюидов. Преимущественно сухие УВ газы распространены в меловых отложениях Мургабской впадины. В Амударьинской впадине нижнесреднеюрские отложения содержат как нефтяные так и газоконденсатные залежи, газы содержат относительно высокие концентрации гомологов метана.

Преимущественно газоконденсатные залежи распространены в верхнеюрских карбонатных отложениях. Газы этих местоскоплений по сравнению с нижнесреднеюрскими в 2-3 раза обеднены тяжелыми УВ.

Потенциальные возможности выделенных нефтегазопродуцирующих отложений не везде одинаковые. Наиболее благоприятными условиями для генерации углеводородов эти отложения характеризуются в участках земной коры, испытавших длительное и устойчивое прогибание. Здесь нефтепродуцирующие отложения характеризуются восстановительными условиями диагенеза, органическое вещество в наибольшей степени претерпело катагенетические изменения, что выражается в повышенных значениях битумоидных коэффициентов. Битуминозное вещество судя по данным люминесцентной микроскопии четко дифференцировано на тяжелые и легкие компоненты. Описываемые участки земной коры выделяются как зоны нефтегазообразования.

В пределах Восточной Туркмении эти зоны приурочены к Мургабской и Амударьинской впадинам и Чарджоуской ступени. В Таджикистане это Сурхан-Дарьинский, Вахшский и Кулебский синклиории.

Установлено, что запасы углеводородов зон нефтегазонакоплений, расположенных в пределах зон нефтегазообразования значительно выше суммарных запасов зон нефтегазонакоплений, расположенных вдали от источников генерации углеводородов. Так например, суммарные запасы газа местоскоплений Центрально-Каракумского свода составляют около 3% суммарных запасов Амударьинской впадины.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАССЕЯННЫХ ГАЗОВ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД

И.С.Старобинец, А.В.Архангельский, Е.С.Тихомирова, Н.Н.Ломей,
Г.С.Стативко, Л.И.Жильцова(СССР)

1. Многочисленные исследования, проведенные авторами с учетом специальных опытов по моделированию процессов газообразования и литературных данных, показали, что геохимические показатели рассеянных газов пород (при отсутствии влияния залежей углеводородов) определяются совокупным воздействием следующих факторов: а) концентрации, состава и степени катагенеза органического вещества пород; б) литологических особенностей пород и их физических свойств; в) гидрогеологических условий; г) степени влияния гипергенных процессов (для зоны поискового геохимического зондирования).

2. Состав рассеянных газов отражает геохимическую зональность, обусловленную процессами катагенеза РОВ и пород, а также свойствами последних. Так для отложений низкой степени преобразованности РОВ в составе углеводородных газов (УВГ) преобладает метан, относительно повышены концентрации непредельных УВГ, на средних и высоких стадиях преобразования РОВ содержание C_2H_6 +выш. заметно возрастает при падении концентрации непредельных.

3. Представляется возможным отличать сингенетические газообразные УВ верхней (активного водогазообмена) и нижней (затрудненного газообмена) зон поискового геохимического зондирования (по общей концентрации УВГ в породах, изотопному составу углерода метана, соотношению между метаном и его гомологами, предельными и непредельными УВГ; газообразными УВ, двуокисью углерода и азотом).

4. Полученные данные показали, что среднее содержание метана и его гомологов во всех рассмотренных литолого-стра-

тиграфических комплексах (при прочих равных условиях) закономерно связано с литолого-петрографическим составом пород, увеличиваясь в терригенных отложениях от песчаников к алевролитам и аргиллитам, основная доля УВГ в карбонатах сконцентрирована в глубоких субкапиллярах. Литологический состав пород и их физические свойства оказывают также влияние на качественные показатели газовой фазы пород. Так, соотношения $\text{изо-C}_4\text{H}_{10}/\text{n-C}_4\text{H}_{10}$ и неопределенные/предельные имеет ярко выраженную тенденцию к возрастанию в аргиллитах по сравнению с песчаниками и понижению в карбонатных породах, что связано с каталитическими свойствами пород.

5. Проникновение в породы эпигенетических (миграционных) газообразных углеводородов от залежей нефти и газа нарушает первоначальные соотношения в системе газы - ОВ - порода, что является основой для выявления газогеохимических поисковых показателей.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРОБОВАНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГЕОМИКРОБИОЛОГИЧЕСКОГО МЕТОДА ПОИСКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Г.А.Могилевский, Е.В.Стадник,
В.М.Богданова, З.П.Телегина
(СССР)

Геомикробиологический метод поисков нефти и газа, впервые разработанный в Советском Союзе в 1937г., послужил началом использования микроорганизмов для решения практических задач в нефтегазовой геологии. Теоретические предпосылки метода, основанные на экологии и физиологии микроорганизмов, ассимилирующих и продуцирующих горючие газы, ныне получили подтверждение и дальнейшее развитие.

Углекислородфиксирующие микроорганизмы как индикаторы на нефть и газ используются в СССР при геохимических поисках нефтяных и газовых месторождений. В различных масштабах и модификациях геомикробиологический метод был апробирован в Польше, Венгрии, Японии, США и других странах.

Наиболее эффективными оказались рекогносцировочные съемки по водоисточникам, основанные на определении газовых компонентов, микрофлоры и солевого состава подземных вод. Подтверждены последующим бурением положительные и отрицательные прогнозы, сделанные по данным таких съемок. Особое значение они приобретают при обнаружении нефтегазовых залежей неантиклинального типа.

Место геомикробиологического метода в общем комплексе прямых геохимических поисков нефти и газа определяется следующими его особенностями: а) большей чувствительностью бактериальных индикаторов по сравнению с газовыми в случае недостаточной величины потока мигрирующих углеводородов (Арзгиро-Мирненский район Ставропольского края, Саратовское Заволжье, Пермское Приуралье); б) возможностью отбора проб воды и грунтов с меньшей глубины по сравнению с требованиями для других видов определений; в) преобладающей приуроченностью бактериальных аномалий к центральным частям продуктивных площадей и сравнительно небольшой величиной их смещения.

Опыт применения метода позволяет расширить группу индикаторных микроорганизмов за счет включения в ее состав бактерий, окисляющих жидкие углеводороды. При выявлении залежей асфальтитов используются бактерии, разрушающие ароматические углеводороды. Портативный способ "флакон-инъекций", разработанный в СССР, позволяет проводить бактериальный анализ в полевых условиях.

В водах подземных водохранилищ установлена тесная корреляционная связь между динамикой изменения газовых концентраций и ростом интенсивности развития углекислородфиксирующих бактерий по мере увеличения подземных утечек газа.

Дальнейшие перспективы развития метода связаны с его применением при поисковых работах в шельфовой зоне по придонным водам и грунтам, приземному воздуху, а также путем проведения газовой и бактериальной съемок по снежному покрову и мерзлому грунту.

ВЛИЯНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРОХИМИЧЕСКИХ И МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПО МАТЕРИАЛАМ ИССЛЕДОВАНИЙ В ПОЛЬШЕ

Я.Гумулка, Е.Караскевич
(Польша)

В сложной геохимической проблематике вопросы воздействия углеводородных скоплений на распределение гидрохимических и микробиологических параметров являются в Польше предметом исследований в течение многих лет. Целью этих работ было введение в практику поисковых работ новых показателей, облегчающих прогнозирование. Вода, являющаяся хорошим растворителем для большинства веществ, может служить источником информации о геологических особенностях недр и является средой обитания различных микроорганизмов. Благодаря этому присутствие углеводородов в недрах земной коры может находить свое отражение в составе вод и развитии специфической микрофлоры.

Эти взаимоотношения исследовались в разных геологических и гидрогеологических условиях в Польше как в зоне непосредственного воздействия залежи, так и в околоповерхностных условиях.

Исследовался общий химизм подземных вод, биоэлементы, рассеянное органическое вещество и метаболическая активность углеводородных, тионовых, восстанавливающих сульфаты, денитрирующих и других групп бактерий. Результаты поверхност-

ных исследований интерпретировались с применением электронной вычислительной техники. Распределение гидрохимических и микробиологических параметров рассматривалось с учетом геологических и гидрогеологических условий недр.

Собранный материал позволил наблюдать взаимоотношения гидрохимических и микробиологических показателей в зависимости от присутствия залежи, а также их дифференциацию в зависимости от методики исследований. Дополнительно получены материалы для критической оценки применимости методов при поисках нефти и газа.

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ВЫЯВЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ОРЕОЛОВ В ПРИПОВЕРХНОСТНОЙ ЗОНЕ НАД МЕСТОРОЖДЕНИЯМИ НЕФТИ И ГАЗА

Ш.Х.Амирханов (СССР)

1. В пределах 18 площадей, расположенных на территории Устюрта и Западного Узбекистана, по профилям вкрест простирающихся структур отбирались образцы четвертичных пород через 200 м. Масс-спектрометрическим анализом было определено содержание в них всего объема сорбированных углеводородов. Над нефтегазоносными площадями и в пределах тектонических нарушений породы содержат аномальные концентрации сорбированных углеводородов. Частота проявления аномальных содержаний составила 15-20% от общего количества проанализированных образцов пород. Было установлено также, что над "пустынями" структурами и в переклинальных частях нефтегазоносных структур высокие содержания сорбированных углеводородов в четвертичных породах полностью отсутствуют или проявляются в единичных случаях.

2. Последовательное извлечение сорбированных газов при термовакуумной дегазации показало, что максимальное содер-

жание суммы предельных углеводов в четвертичных породах проявляется только над сводовой частью нефтегазоносной структуры. Непредельные углеводороды не могут служить в качестве геохимических показателей при выделении газовых аномалий. Наличие больших содержаний непредельных углеводов в составе извлеченных из пород газов явилось косвенным критерием для разграничения сорбированных углеводов от продуктов деструкции, возникающих в определенных интервалах температур термовакуумной дегазации.

3. Определение углеводов в составе подпочвенного воздуха (глубина 2 м) в пределах газонефтяного месторождения (кровля первого газоносного пласта залегает на глубине 797 м) показало устойчивую метановую аномалию на своде структуры, свидетельствующую о "дыхании" залежи.

Использованные методические разработки указывают на эффективность приповерхностных геохимических поисков на нефть и газ.

НЕФТЕПОИСКОВЫЕ БИТУМИНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

О.В.Барташевич, В.И.Ермакова,
В.С.Меламедова (СССР)

По результатам изучения битуминозного вещества пород широкого стратиграфического диапазона (современные осадки морей – протерозой) в различных геоструктурных регионах с помощью химико-битуминологических и ядерно-физических методов (ядерный и электронный резонансы, инфракрасная спектроскопия, газожидкостная хроматография) разработаны нефтепоисковые битуминологические показатели. Исключая геологические ситуации, в которых активно проявляется влияние вторичных факторов (гипергенное окисление, температурное воздействие магматических тел и т.д.), определить генетичес-

кий тип битуминозного вещества представляется возможным по следующим показателям: приуроченность по площади и в разрезе, характер распределения в породе, количество и состав ХБА, степень обогащенности водородом и подвижными компонентами, парамагнитные свойства, структурные особенности ХБА и его компонентов, характер распределения *n*-алканов. Для сингенетического битуминозного вещества – региональное распространение в границах фаций, преимущественно дисперсно-рассеянное распределение в породе, количественные изменения определяющиеся литолого-фациальным типом вмещающих пород, преобладание в ХБА смолисто-асфальтеновых соединений, низкая обогащенность водородом и подвижными компонентами, повышенный парамагнетизм, широкое развитие во всех компонентах ХБА кислородных структур эфирного типа, находящихся в высоком сопряжении с другими функциональными группами (особенно ароматическими), в ряду *n*-алканов максимальное содержание приходится на соединения с C_{17} и выше, ограничено участие жидких *n*-алканов, повышенное значение коэффициента нечетности. На высоких стадиях катагенеза разукрупняются алканы и гетероциклические системы с высвобождением ароматических структур, уменьшается общее количество кислородных группировок эфирного типа и появляются кислотного и спиртового, во всех компонентах ХБА возрастает роль углеводородных структур.

Для миграционного битуминозного вещества – локализация в определенных структурно-тектонических зонах (своды поднятий, зоны разломов), приуроченность к породам, обладающим благоприятными коллекторскими свойствами, независимо от их фациальных свойств, мозаичное распределение в породе, высокое содержание масел в ХБА, обогащенность водородом и подвижными компонентами, низкий парамагнетизм или отсутствие его, структурный облик компонентов ХБА, близкий к аналогичным фракциям нефти, представительность ряда *n*-алканов, где максимальное содержание приходится на соединения до C_{17} , велика роль жидких *n*-алканов, низкое значение коэффициента нечетности.

В определенных геологических условиях продукты миграции представляют собой газоконденсатную смесь, накладка которой на сингенетичный фон битуминозности проявляется только в маслах. Для масел становится характерным широкое развитие сформированных углеводородных структур, в ряду n-алканов существенно возрастает количество низкомолекулярных соединений (хроматограмма имеет двухчленное строение). Характер распределения высокомолекулярных n-алканов, как и структура смолисто-асфальтовых компонентов в ХБА сохраняют черты, свойственные сингенетичному битуминозному веществу.

ВКЛАД В ГАЗОХРОМАТОГРАФИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ
ИЗОПРЕНОИДНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ КАК ИНДИКАТОРОВ
ГЕНЕЗИСА НЕФТИ

И.Фиш^Ж, Я.Солонки^{ЖЖ},
Й.Такач^{ЖЖ} (Венгрия)

Известно, что изопреноидные углеводороды (и вообще соединения изопреноидного типа) играют важную роль в исследовании генезиса нефти как индикаторы ее биологического происхождения. Предшественниками изопреноидных углеводородов являются растительные пигменты, например, хлорофилл, каротиноиды, ксантофиллы. Для моделирования генетического метаморфического процесса были использованы спиртовые и бензольные экстракты пигментов из *Spinacia oleracea*. Исследования проводили на дериватографе и газовом хроматографе, в последнем случае наряду с обычными методами применяли

^Ж Научно-исследовательская лаборатория нефтяной и газовой промышленности, Будапешт.

^{ЖЖ} Лаборатория геохимических исследований Академии наук Венгрии, Будапешт.

метод пиролиза. Учитывая, что в природе эти процессы протекают в смеси различных веществ, в опытах также использовались смеси природных растительных пигментов. Это обстоятельство, однако, чрезвычайно затрудняет определение пиков на газовых хроматографах. Мы дополнили применяемые в настоящее время методы масс-спектрометрии добавлением чистых стандартных веществ методом приближенного расчета. Сущность метода заключается в том, что заранее можно при помощи компьютера определить величину газохроматографического удерживания всех компонентов гипотетического метаморфического процесса. Этот метод приемлем для изучения не только изопреноидных углеводородов, но и других соединений этого типа.

В этом докладе будут подробно рассмотрены как газохроматографический, так и расчетный методы.

ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПОИСКОВЫХ ПЛОЩАДЕЙ

И.С.Старобинец, В.А.Строганов,
(СССР)

При рекогносцировочных геохимических нефтегазопоско-вых работах наиболее информативными углеводородными показателями являются: повышенная насыщенность вод и приповерхностных пород газообразными углеводородами; низкие значения отношения CH_4/C_2H_6 +выш. в водорастворенных газах, рассеянных газах, пород и др. Значительно более информативные данные могут быть получены при детальном геохимическом нефтегазопоско-вых работах (газометрия скважин структурного бурения до глубины 500-600м). На этом этапе при интерпретации материала целесообразно использовать комплекс газогеохимических поисковых показателей по рассеянным углеводородным газам (РУГ). Эти показате-

тели можно условно отнести к двум основным группам – прямым и косвенным.

К прямым критериям относятся: а) концентрация РУГ в породах; б) нарушение связи РУГ с органическими и минеральными компонентами пород и их структурно-текстурными особенностями под воздействием эпигенетичных газов; в) наличие связи между различными формами РУГ в породах; г) изменения качественного и изотопного состава сингенетичных РУГ под влиянием мигрирующих углеводородов.

К косвенным газогеохимическим критериям относятся показатели: а) направления миграции, учитывающие эффекты хроматографической и диффузионной дифференциации газов; б) путей миграции (например, по гелию и радону; в) накопления сопутствующих компонентов (гелий) в микроскоплениях РУГ по пути миграции; г) наличия продуктов разложения РУГ в приповерхностных отложениях.

Комплекс наиболее информативных газогеохимических показателей определяется применительно к конкретной геолого-геохимической обстановке региона в результате методических исследований на нефтегазовых месторождениях и заведомо непродуктивных площадях. Применение комплекса прямых и косвенных газогеохимических показателей дает возможность оценивать перспективы нефтегазоносности поисковых площадей до постановки глубокого бурения, что подтверждено открытием ряда новых месторождений нефти и газа в различных районах СССР.

ПРИМЕНЕНИЕ И ИНФОРМАТИВНОСТЬ РЕЗУЛЬТАТОВ
УФ-МИКРОСКОПИИ В КОМПЛЕКСЕ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВОЙ
ГЕОХИМИИ

В.В.Ягодкин, С.Г.Кулагин,
И.С.Саркисян (СССР)

В современной нефтегазопроисковой геохимии широко используются исследования жидких и газообразных углеводородов (УВ) с целью диагностики продуктивности недр. Общепринятые методические приемы заключаются во всесторонней оценке УВ в связи с валовыми особенностями минеральной и органической составляющих пород. Несмотря на высокую информативность результатов, их диапазон в ряде случаев недостаточен для реконструкции сложных физико-химических процессов, сопутствующих миграционным явлениям и приводящих к варьированию эффективности геохимических показателей в пределах конкретных геологических объектов. При проведении исследований существенно важно сохранить природное распределение и состав УВ в образцах пород и использовать в комплексе применяемых методик приемы, позволяющие регистрировать направленность изменений УВ в связи со спецификой и текстурно-структурными элементами минеральных сред, последовательностью и сущностью вторичных минералообразований и т.д. Для решения первой задачи во ВНИИЯГГе в настоящее время проводятся аппаратные исследования с применением метода герметичного отбора и хранения образцов керна и шлама горных пород в среде инертного газа для устранения жизнедеятельности аэробных, анаэробных и других видов бактерий, изменяющих первоначальный состав УВ и неУВ групп газов, а также органического вещества пород. Во втором аспекте значительную помощь может оказать УФ-микроскопия, традиционная методика которой за последние годы была дополнена приемами, способствующими определению генезиса газовой составляющей, следов ее совместного передвижения с жидкими УВ, изучению кинетики процессов сорбции и десорбции газовой фазы органическим веществ-

вом пород и т.п.

Применение УФ-микроскопии в комплексе с другими методами нефтегазопроисковой геохимии на ряде продуктивных площадей СССР показало, что ореолы рассеяния залежей фиксируются в широком диапазоне глубин (вплоть до дневной поверхности) и формируют своеобразные аномалии в зависимости от целого ряда геолого-геохимических факторов. Выявлено, что на территориях, в которых проявились активные неотектонические движения, контрастность поисковых аномалий УВ контролируется сорбционной емкостью и восстановительными условиями минеральных сред. В грабенообразных прогибах древних платформ и в межгорных впадинах их формирование зависит от проницаемости (трещиноватости) пород. В отложениях крупных положительных элементов древних платформ весьма типичны аномалии УВ, сопутствующие поздним процессам минералообразований. Высокой информативностью обладают аномалии, образующиеся в результате физико-химических процессов между поступающими УВ и сингенетичными битумоидами, весьма специфичные для молодых отложений эпигерцинских платформ. Варьирование геохимических признаков рассеяния УВ из залежей в связи с геолого-геохимическими и литолого-фациальными особенностями перекрывающих отложений свидетельствует о необходимости их дифференциальной оценки.

ИССЛЕДОВАНИЕ МИКРОЭЛЕМЕНТОВ В ОСАДОЧНЫХ ПОРОДАХ
С ЦЕЛЮ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА

Л.С.Кондратов, А.И.Косолапов,
В.М.Овсянников, И.С.Саркисян
(СССР)

Наличие нефтегазовых скоплений обычно отражается в перекрывающих осадочных отложениях в виде своеобразных ореолов рассеяния углеводородов (УВ). Их регистрация является основной задачей нефтегазопроисковой геохимии. Однако в ряде случаев диагностика мигрирующих от залежи УВ с помощью химических исследований становится весьма затруднительной из-за глубоких изменений УВ в результате окислительно-восстановительных обменных реакций с минеральной и органической составляющими окружающих пород. В подобных случаях весьма результативно изучение последовательности и специфики минеральных новообразований (например, вторичной карбонатизации, кремнеобразования, сульфатизации и т.д.), обусловленных локальными изменениями геохимических условий в минеральных средах по пути миграции УВ. В этом отношении существенную помощь способны оказать исследования микроэлементов (в особенности V, Ni, Co, Cr, Fe, Mn, Cu и др.), представляющих собой чувствительные индикаторы даже незначительных изменений геохимической обстановки. Направленность перераспределения отдельных микроэлементов и их соотношения в комплексе с другими нефтегазопроисковыми показателями могут использоваться для прогнозирования продуктивности недр.

Результаты наших исследований показали, что соотношения микроэлементов (например, $\frac{Cr}{Co}$, $\frac{V}{Ni}$, $\frac{Mn}{Cu}$ и др.) в породах над нефтегазовыми скоплениями обнаруживают отчетливые тенденции к их нарастанию либо убыванию по мере удаления от залежей, коррелирующиеся с характером распределения и спецификой мигрирующих УВ. Выявлено, что информативность тех или иных микроэлементов (и их соотношений) в качестве индикаторов миграционных

процессов в значительной мере обуславливается их геохимической устойчивостью по отношению к составу минеральной и органической составляющих пород и тем физико-химическим процессам, которые возникают благодаря проникновению и рассеянию УВ в перекрывающих отложениях.

О МЕТАЛЛООРГАНИЧЕСКИХ МИНЕРАЛАХ

Б.И.Сребродольский (СССР)

Металлоорганические минералы образуются при взаимодействии органических и неорганических соединений. Вследствие непостоянства компонентного состава эти минералы еще не заняли своего места в минералогической систематике. Минералы весьма чувствительны к изменениям внешней среды. Изменение среды влечет за собой возникновение новой минеральной разности, устойчивой в сложившихся термодинамических условиях.

Группа магниорганических минералов обнаружена в месторождениях калийных и магнезиальных солей Предкарпатья. Минералы представлены грязно-серыми корковыми выделениями, концентрирующимися на стенках трещин, сквозь которые проходят углеводородные соединения. Зерна, слагающие корки, имеют такие показатели преломления: 1,553; 1,549. Повышенная твердость (3-4 по шкале Мооса) зерен объясняется магнезиальной составляющей. Корки легко воспламеняются и медленно горят коптящим пламенем. Плавятся при 125⁰С, при 445⁰С разлагаются на органический радикал и магниевую группу. С трудом растворяются в кислотах и органических растворителях.

По своему составу магниорганические минералы близки к пропилату магния $C_6H_{14}O_2Mg$ ($C_6H_{14}O_2$ - 83,10%, Mg - 16,90%), но не являются им. В отличие от магниорганических минералов пропилат магния крайне неустойчив и получен только в лабораторных условиях.

Образование магнийорганических минералов связано с поступлением органических соединений с глубины и последующим взаимодействием их в условиях гипергенеза с магниезиальной составляющей пород. Магнийорганические минералы служат индикатором на миграцию углеводородных соединений из глубоких участков земной коры.

СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ПРОБЛЕМЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОИСКОВ

А.В.Петухов, В.А.Ванюшин,
В.А.Сиротюк (СССР)

1. Геохимические поиски месторождений нефти и газа (ГПНГ) – это сложная система, представляющая собой часть системы более высокого уровня (геологоразведочного процесса поисков месторождений полезных ископаемых) и одновременно совокупность взаимосвязанных подсистем низшего уровня, которые реализуют многостадийный процесс геохимических поисков.

2. Иерархия ГПНГ как системы представляется в виде подсистем (региональная, прогнозно-рекогносцировочная, поисково-оценочная и детальная), которые в процессе функционирования дают определенные результаты, используемые для выполнения конечной цели подсистемы – оценке перспектив нефтегазоносности исследуемых объектов и направлению дальнейших поисков.

3. При системном подходе к процессу разработки и внедрения ГПНГ в практику поисковых работ на нефть и газ необходимо комплексно решать вопросы: теории геохимических полей; методологического обеспечения ГПНГ, включая вопросы определения свойств изучаемых объектов, методов и уровней их исследования; организации и управления процессом ГПНГ, где должна быть разработана организационная структура управления, выделены уровни принятия решения, сформулированы цель и критерий системы,

задачи управления поисковым процессом; технического обеспечения, с помощью которого осуществляется поисковый процесс и обработка получаемой информации с целью последующего принятия решения.

4. Качество функционирования геохимических поисков залежей нефти и газа (ГПНГ) зависит от эффективности информационной деятельности. В этой связи все большее значение приобретает разработка методов, повышающих полноту использования информации с целью оценки перспектив нефтегазоносности исследуемых геохимических объектов и оптимального управления поисковым процессом. Информационное обеспечение ГПНГ включает вопросы получения и регистрации первичной информации, ее передачу, хранение и выдачу потребителям. Опыт применения математических методов и ЭВМ в нефтегазопроисковой геохимии позволяет перейти к реализации этих вопросов в рамках автоматизированной системы хранения и обработки данных (АСОД-ГПНГ).

СТАТИСТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЗАЛЕЖИ – ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ И
МЕТОДОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНОВА ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ
ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА (НА ПРИМЕРЕ
ПЕРМСКОГО ПРИКАМЬЯ И ПРЕДКАВКАЗЬЯ)

Т.А.Ботнева, А.А.Оборин,
И.Г.Калачникова, В.И.Галкин,
Б.А.Бачурин (СССР)

1. Цикличность процессов нефтегазообразования характеризуется общностью в пределах каждого цикла геолого-геохимических условий накопления и преобразования органического вещества, что дает возможность выделять комплексы отложений генетически однородных по ряду геохимических параметров рассеянного ОВ и залежей углеводородов. Количество и мощность таких комплексов отложений определяется количеством циклов нефтегазо-

образования. В разрезе палеозоя Пермского Прикамья выделяются — додевонский, девоно-турнейский, яснополяно-башкирский и верхнекаменноугольно-нижнепермский циклы нефтегазообразования. В мезо-кайнозойских отложениях Предкавказья — юрский, меловой, палеоценовый, эоцен-олигоценый, миоценовый.

2. Генетическая связь углеводородов в ОБ, нефтях и водах в пределах одного цикла является теоретической основой установления миграционных компонентов в составе рассеянного ОБ пород и пластовых вод, определения ореола влияния залежи и преобладающего направления миграции углеводородов по региональным нефтегазоводоносным горизонтам. Различие геохимических параметров углеводородов разных циклов нефтегазообразования дает возможность установить степень связи одноименных компонентов ОБ в вышележащих отложениях одного цикла с нижележащими другого, а также выявить характер и степень влияния вертикального миграционного потока углеводородов от залежи в вышележащих отложениях по косвенным геохимическим показателям.

3. Составление статистической модели (эталона) газонефтяной залежи (по составу нефтей, ОБ, пластовых, водорастворенных, сорбированных газов, гидрогеохимическим и другим показателям) является методологической основой для прогнозирования по информативным геохимическим параметрам наличия залежей нефти и газа на глубине, а в ряде случаев также ее типа и степени удаленности. Расчеты проводятся с использованием различных методов математической обработки аналитических данных.

4. Вероятностно-статистическая обработка геохимических данных с расчетом эмпирической статистической модели залежи для условий Пермского Предуралья и Центрального Предкавказья позволили выявить миграционные компоненты, установить их информативность и рассчитать суммарные показатели для прогнозирования наличия залежей и вероятностной оценки результатов прогноза. Наиболее информативной частью в составе сорбированных газов из нижнепермских отложений северной части Башкирского свода, несущих информацию о наличии залежей в средне-нижнекаменноугольных отложениях, являются данные о пропане,

бутане и пентане. Коэффициент "удачи" прогнозирования наличия залежей по геохимическим параметрам для этого района по данным бурения 2I разведочной скважины в пределах 8 участков составил - 0,75, а по отдельным скважинам - 0,86.

МЕТОДИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В.Н.Михалькова, В.З.Митрофанов,
В.Ф.Мокиенко (СССР)

Поисковые геохимические исследования проводились на территории Прикаспийской синеклизы - области развития солянокупольной тектоники и в зоне ее западного обрамления, где поисковыми объектами могли быть погребенные ловушки структурного и неструктурного типов. Планирование и размещение объектов для геохимических исследований осуществлялось в районах, где выполнен необходимый объем региональных геолого-поисковых работ, установлены определенные закономерности строения территории и взаимоотношения структурных планов. При этом использовались геолого-геофизические карты, отражающие как общие черты строения района исследований, так и отдельные его детали.

На рекогносцировочном этапе учитывалась вся гамма совокупностей, оказывающая влияние на формирование геохимических аномалий: ландшафтных, почвенных, литологических, гидрохимических и геологических. За последнее время в поисковый геохимический комплекс включено дешифрирование аэрофотоснимков, позволяющее более уверенно осуществлять привязку геохимических аномалий к конкретным геологическим объектам и их интерпретацию.

На детальном этапе, в процессе газометрических и битуминологических исследований использовалась вся богатая геологическая информация, получаемая по скважинам, пробуренным до надеж-

ных опорных горизонтов (глубина 300–500 м). Во всех скважинах проводятся электрометрические работы, освещающие достаточно полно литологию разреза и позволяющие осуществлять послойное сопоставление литологии и газонасыщенности разреза. При этом строятся, трансформируются и сопоставляются серии карт газонасыщенности, структурных, палеоструктурных, литолого-фациальных карт и геологические разрезы и профили, на основе которых выясняется взаимосвязь газонасыщенности пород с особенностями строения изучаемой части разреза. Определяется влияние неотектоники на формирование аномалий, связь аномалий с новейшими поднятиями.

Результаты изучения окислительно-восстановительного потенциала, выполняемые в комплексе с газометрией по скважинам, позволяют оценить состояние геохимической обстановки формирования аномалий, а данные исследования по опорным геохимическим скважинам дают информацию о состоянии диффузионно-миграционного потока и, соответственно, способствуют классификации аномалий.

При интерпретации природы аномалий, оценке сингенетичности и эпигенетичности аномалеобразующих газов используются определения изотопии углерода и результаты битуминологических исследований.

На заключительном этапе интерпретации осуществляется детальная увязка комплексных результатов исследований с геологическим строением района.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ВОДОРАСТВОРЕННЫХ
И СВОБОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ В СВЯЗИ С ПОИСКАМИ
И РАЗВЕДКОЙ ЗАЛЕЖЕЙ РАЗЛИЧНОГО ФАЗОВОГО СОСТАВА

А.С.Панченко (СССР)

Целью исследований являлось определение на поисковом этапе фазового состояния скоплений УВ по составу газов и органики, растворенных в подземных водах, а на разведочном этапе - прогноз фазового состояния залежей по составу свободных газов и конденсатов.

На примере залежей Предкавказья установлено, что по составу водорастворенных газов и ароматических соединений (фенолы, бензол, толуол) различаются газовые, газоконденсатные и нефтяные скопления. Это позволяет уже на поисковом этапе по скважинам, давшим воду, определять не только перспективы разбуриваемой площади, но и судить о фазовом состоянии ожидаемой залежи. Показано, что скопления УВ сопровождаются не только положительными гидрогеохимическими ореолами за счет рассеивания компонентов залежи, но и отрицательными ореолами за счет концентрирования компонентов в системе вода-залежь. Приводятся примеры, когда залежь по одним компонентам сопровождается положительными ореолами, а по другим - отрицательными. Дается объяснение этим явлениям.

Анализ данных по составу свободных (пластовых) газов и конденсатов показал, что газоконденсатные (ГК) залежи четко разделяются на две генетические группы. Одна из них связана с нефтью, другая нет. Приводятся геохимические характеристики выделенных групп. Залежи, генетически связанные с нефтью, по фазовому состоянию подразделяются на однофазные и двухфазные (ГК с нефтяной оторочкой). Установлено, что по геохимическим данным эти залежи различать невозможно. Это объясняется тем, что их генезис одинаков и обусловлен растворением части бензиново-керосиновых фракций нефтей в сжатых газах. В дальнейшем газ, насыщенный C_{5+} высш., может отделять-

ся от нефти либо за счет сепарирующей роли покрывшей, либо за счет дифференциального улавливания УВ и образовывать однофазные залежи.

При опробовании залежей с нефтяной оторочкой вместе с газом часто захватывается нефть, которая искажает газоконденсатную характеристику залежи. Выявлены показатели, по которым можно определять наличие нефти в продукции скважин.

Выявленные геохимические отличия скоплений УВ по фазовому составу можно использовать не только для прогноза пластовых флюидов на основе испытания первой разведочной скважины, но и в региональном плане. Зоны, где известны ГК залежи, генетически не связанные с нефтью, следует рассматривать как зоны преимущественного газонакопления. В зонах, где выявлены ГК залежи, генетически связанные с нефтью, следует ожидать наличие нефтяных залежей (или выше по восстанию пластов, или ниже по разрезу в зависимости от вида миграции УВ).

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ КАК ОТРАЖЕНИЕ ИХ МИГРАЦИИ В СВЯЗИ С ПОИСКАМИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

В.П.Шугрин (СССР)

На состав углеводородных флюидов существенно влияют условия их миграции.

Дифференциация углеводородов в процессе миграции обусловлена совместным влиянием адсорбционно-хроматографических процессов, процессов растворения, испарения, конденсации и диффузии.

Изучение изменения по площади и по разрезу соотношения в газах тех компонентов, концентрация которых меняется в процессе миграции, с учетом геологических условий позволяет определить ее направление.

При миграции углеводородных флюидов в жидкой фазе различные миграционные процессы вызывают разнонаправленные изменения состава. Один и тот же процесс может вызывать аналогичные изменения состава как в начале, так и в конце пути миграции.

В качестве показателей направления миграции автором использовались соотношения между гомологами метана в природных газах, разветвленных и нормальных изомеров в углеводородных флюидах, этилбензола и ксилолов и др.

Применение указанных теоретических положений и комплекса геохимических показателей для конкретных регионов Средней Азии позволило получить новый материал по условиям формирования залежей и нефтегазоносности.

Так например, анализ изменения геохимических показателей по разрезам на таких месторождениях, как Газли, Гугуртли, Северный Мубарек и др. свидетельствует о формировании их в результате вертикальной миграции углеводородов из юрских отложений в ниже-верхнемеловые.

Изучение геохимических показателей в зоне перехода от Чарджуйской ступени к Бухарской – о наличии латеральной миграции углеводородных флюидов из центральной части Амударьинской синеклизы по юрским отложениям к ее восточному борту.

Рассмотрение состава газов в многопластовых месторождениях меловых отложений Центрально-Каракумского свода позволило восстановить здесь сложный путь миграции газа.

Геохимическое рассмотрение состава углеводородов привело к предположению о формировании залежей газа в надсолевых отложениях Мургабской впадины за счет миграции из подсолевых отложений.

Сочетание вертикальной и латеральной миграции устанавливается по геохимическим показателям для Предгиссарского прогиба и Ферганской впадины.

Таким образом, выявленные геохимические закономерности имеют не только теоретическое, но и практическое значение. Они могут быть использованы (вместе с геологическими данными)

при оценке перспективных новых участков и стратиграфических комплексов на нефть и газ.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ГАЗОВ ЗАКРЫТЫХ ПОР

В.Т.Гудзенко, К.П.Токарев,
Р.Н.Мурогова (СССР)

Изучены образцы керна структурных скважин, пробуренных в сводовой и периферийной части Верхне-Тохомского поднятия (Сибирская платформа). Извлечение газов из проб керна осуществлялось путем химической дегазации.

Исследованиями газов закрытых пор установлено закономерное снижение с глубиной содержаний азота и увеличения роли углеводородных газов (УВГ) в газовой смеси. При этом концентрация УВГ контролируется литологическим и структурным факторами. Выяснено, что газовые показатели в сводовой скважине гораздо выше по сравнению со скважиной, расположенной на периферии поднятия. Причем, основная часть УВГ закрытых пор относится к эпигенетичным (миграционным) газам, о чем свидетельствуют:

- 1) увеличение суммарного содержания углеводородных компонентов в извлекаемых газах сверху вниз по разрезу в среднем от 3 до 32, а в отдельных случаях до 54% в сводовой и от 1,6 до 12% на периферийной части поднятия;
- 2) уменьшение доли метана от 94 до 46% и соответственно увеличение доли гомологов метана сверху вниз по разрезу;
- 3) увеличение концентрации гелия сверху вниз по разрезу;
- 4) отсутствие значимой связи между предельными и соответствующими им непредельными УВГ;
- 5) отсутствие значимой связи между УВГ и $C_{орг.}$, а также между УВГ и ХБА.

Результаты газометрических исследований керна структурных скважин свидетельствует о возможности практического использования газов закрытых пор для оценки перспектив нефтегазоносности.

ВЛИЯНИЕ ЗОНЫ АКТИВНОГО ГАЗОВОДООБМЕНА НА ГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬ РАЗРЕЗА

Х.Н.Азизханов, С.Л.Зубайраев,
И.Г.Кениг (СССР)

Детальные газогеохимические поиски залежей нефти и газа основаны на газометрии разреза, вскрываемого структурными и структурно-геохимическими скважинами. Газонасыщенность отложений, а тем самым и информативность полученных данных существенно зависит от гидрогеологической закрытости изучаемого диапазона разреза. Как правило, только ниже регионального водоупора над месторождениями фиксируются контрастные углеводородные аномалии. Это положение иллюстрируется данными газометрии структурно-геохимических скважин на известных месторождениях Култак и Юлдузкак в Западном Узбекистане.

КЛАССИФИКАЦИЯ АНОМАЛИЙ РАССЕЯННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ ЗОНЫ ПОИСКОВОГО ГЕОХИМИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ

А.В.Петухов (СССР)

I. Основными элементами структуры полей концентраций рассеянных углеводородов (РУВ) зоны поискового геохимического зондирования являются поля нормальных (фон) и аномальных (аномалии) концентраций РУВ. Если природа первых более или менее ясна, то этого нельзя сказать о полях аномальных концентраций РУВ. Сложность состоит в том, что зона поискового геохимического зондирования характеризуется достаточно большим разнообразием аномалий РУВ и прежде всего газообразных. В этом разнообразии невозможно разобраться не упорядочив аномалии по некоторым признакам, отражающим прежде всего их генезис. Учитывая явное различие в прикладной ценности различных групп аномалий,

их рассмотрение целесообразно в рамках нескольких, но, безусловно, увязанных и взаимодополняющих классификаций. Такие классификации должны давать представление о природе, механизме формирования, источниках и др. особенностях рассматриваемых в них аномалий.

2. Аномалии РУВ зоны поискового геохимического зондирования классифицированы по следующим признакам:

- по виду преобладающего массопереноса: диффузионные, фильтрационные и диффузионно-фильтрационные (смешанного типа) аномалии;

- по геохимической природе (месту рождения) полеобразующих РУВ: аномалии сингенетичных (рожденных непосредственно в объекте геохимических исследований), эпигенетичных (рожденных вне объекта геохимического опробования) и смешанных (местных и пришедших) РУВ;

- по природе источника полеобразующих РУВ: нефтидогенные, обусловленные наличием залежи нефти или газа; кахигенные, обусловленные перераспределением и последующей пространственной локализацией РУВ, генерированных рассеянным органическим веществом пород; биогенные, образованные в процессе жизнедеятельности углеводородпродуцирующих бактерий, и техногенные, обусловленные загрязнением окружающей среды нефтями и продуктами их переработки;

- по типу факторов, контролирующих пространственную локализацию рассеянных углеводородов: структурные (антиклинального и неантиклинального типов с соответствующими градициями по форме пространственной локализации РУВ) и неструктурные, контролирующиеся вещественной неоднородностью пород (органо-генные, сорбционные) и физической анизотропией объекта геохимических исследований (кригенные, поровые и трещинные аномалии).

3. Специфика формирования и морфология аномалий при прочих равных условиях определяются в значительной степени особенностями избирательной локализации РУВ. Решающую роль при этом играют литолого-структурные и геохимические барьеры, встречаю-

щиеся на путях миграции РУВ. Непременным условием длительного существования аномалий является наличие необходимых и достаточных условий для миграции (подтока), аккумуляции и консервации РУВ. Этим условиям наилучшим образом удовлетворяют представительные горизонты (водогазоупоры) зоны затрудненного водообмена.

УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ГЕОХИМИЧЕСКИЕ АНОМАЛИИ И НЕОТЕКТОНИКА

Л.И.Фердман (СССР)

При анализе пространственного распределения углеводородных геохимических аномалий обращает на себя внимание приуроченность их к участкам земной коры, активизированным в HO_2 -ий (палеоген-антропоген) этап тектонического развития. Многочисленными исследованиями в различных нефтегазоносных бассейнах (платформенных, предгорных, межгорных) установлено, что нефтяные залежи проявляются в виде поверхностных гамма + бета-аномалий пониженной радиоактивности и высококонтрастных газовых аномалий.

Геохимические аномалии связаны с новейшими дислокациями разных типов. Особое место занимают дизъюнктивные нарушения, пользующиеся повсеместным развитием. Именно к последним чаще всего тяготеют углеводородные аномалии, характеризующиеся высоким содержанием метана, тяжелых углеводородов, гелия, метан- и пропан-окисляющих бактерий и т.д.

Четкие ореолы вторичного рассеяния компонентов нефтяных и газовых месторождений возникают на участках развития неотектонической трещиноватости.

Большое число углеводородных геохимических аномалий связано с новейшими пликативными структурами (поднятиями, прогибами, переходными зонами, локальными структурами и т.д.). Анализ показывает наличие определенной регионально-геохимиче-

ской специализации, которая во многих случаях контролируется очертаниями неотектонических пликативных дислокаций.

Неотектонические исследования позволяют во многих случаях провести отбраковку ложных аномалий. Так, сравнительный анализ показывает, что истинные аномалии чаще всего приурочены к участкам относительно низкой неотектонической активности. В то время, как многие ложные аномалии фиксируются на участках, характеризующихся высокой неотектонической активностью.

ВЛИЯНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ДВИЖЕНИЙ НА МИГРАЦИЮ УГЛЕВОДОРОДОВ И ХАРАКТЕР ГАЗОВЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ АНОМАЛИЙ

В.Н.Михалькова, В.И.Соболев
(СССР)

1. Известно, что прогнозирование залежей нефти и газа по приповерхностным проявлениям успешно решается в районах с развитыми дизъюнктивными дислокациями или трещиноватостью разреза. Определенная роль в образовании геохимических аномалий отводится диффузии газов. Между тем, механизм образования углеводородных ореолов над залежами изучен не в полной мере, в связи с чем интерпретация выявленных аномалий не всегда однозначна.

2. В институте "ВолгоградНИПИНефть" установлено, что фильтрация газа при снижении давления существенно отличается от фильтрации при постоянном давлении и возможна при насыщенных углеводородами значительно более низких, чем принято считать на основании изучения двухфазных смесей. Можно полагать, что в данных условиях нижнего предела насыщенности для фильтрации газа и нефти не существует, благодаря чему их миграция может свободно осуществляться в условиях снижающего давления.

3. При погружении, когда все породы уплотняются, миграция ограничивается в основном переходом флюидов из пластов-покрышек в подстилающие и перекрывающие их пласты-коллекторы и латеральными перемещениями по последним в направлении разгрузки. Вертикальное распространение углеводородного ореола при этом обуславливается, главным образом, диффузией (если нет вертикальных трещин и разрывов).

При воздымании пород образуется избыток флюидов в уплотненных малопористых породах и дефицит их в пластах-коллекторах, в связи с чем создаются условия для вертикальной и латеральной миграции углеводородов, образующих залежи на этапе при последующих восходящих движениях.

4. Приуроченность зон нефтегазоаккумуляции к мобильным участкам земной коры, создающим благоприятные условия для формирования геохимических полей, позволяет использовать данные по неотектонике для комплексной интерпретации геохимических аномалий и, следовательно, для прогнозирования залежей нефти и газа.

ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ В СЕЙСМОАКТИВНЫХ РАЙОНАХ ПРИ ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЯХ (на примере о.Сахалин)

С.Л.Зубайраев, К.Х.Кильметов
(СССР)

Изучению геохимических эффектов, проявляющихся при землетрясениях, уделяется большое внимание, в первую очередь в связи с поисками предвестников землетрясений.

Выяснение роли землетрясений в формировании современного газового поля в нефтегазоносных районах, характеризующихся повышенной сейсмичностью, представляет большой интерес для разработки методики геохимических поисков залежей

углеводородов. С этой целью газовый режим изучался в поверхностных отложениях нефтяного месторождения Мухто на о.Сахалин. Наблюдения велись в периоды землетрясений и в промежутках между ними.

Для подготовки полигона наблюдений проведена детальная газовая съемка по 500 скважинам глубиной 3-6 м. Дальнейшие исследования продолжались в 105 наблюдательных скважинах, расположенных в зонах с различными уровнями газонасыщенности поверхностных пород.

В период наблюдений зарегистрировано 12 слабых сейсмических толчков 6-9 энергетических классов. Лишь землетрясение 3 апреля 1975 г. с магнитудой 4 проявилось на полигоне наблюдений силой 2-3 балла. Эпицентры землетрясений находились на расстоянии 10-150 км от месторождения Мухто с очагами на глубинах 10-15 км.

Установлен рост концентраций углеводородных газов после сейсмических толчков. В одних наблюдательных скважинах их увеличение отмечалось уже на следующие сутки после землетрясения, достигая максимальной величины в течение первых 10 суток, с последующим резким снижением, в других, происходил постепенный рост концентраций газов в течение более длительного периода.

Исследования позволили установить взаимосвязь между изменением газового режима в поверхностных отложениях и сейсмичностью недр. Релаксация упругих деформаций в гипоцентрах даже очень слабых землетрясений способствует заметному усилению миграции флюидов из недр в приповерхностные отложения и изменению параметров газового поля.

ВЛИЯНИЕ НОВЕЙШИХ ДВИЖЕНИЙ НА ФОРМИРОВАНИЕ
УГЛЕВОДОРОДНЫХ АНОМАЛИЙ В ЧЕТВЕРТИЧНЫХ
ОТЛОЖЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ КАМЧАТКИ

Н.С.Грачева, В.Д.Дмитриев,
Ю.И.Пиковский, Т.А.Теплицкая,
А.Д.Федин (СССР)

Для геохимического обоснования перспектив нефтегазоносности Западной Камчатки при проведении люминесцентно-битуминологической съемки установлены закономерности распределения битумоидов и полициклических ароматических углеводородов в рыхлых четвертичных отложениях и рассмотрены их связи с новейшими движениями.

Возникновение зон аномальных содержаний битумоидов углеводородов контролируется восходящими структурообразующими движениями, формирующими локальные новейшие поднятия. Нисходящими структурообразующими движениями предопределено распределение фоновых содержаний битумоидов, при этом характерно отсутствие полициклических аренов. Особенно тесная связь полициклических ароматических углеводородов (перилена) устанавливается в зависимости от состава пород, находящихся в различной структурной обстановке. Коэффициенты ароматичности битумоидов меняются для глинистых и песчано-галечниковых разностей от 3,1 до 1,6 — на сводах локальных поднятий, испытывающих интенсивные восходящие движения, до 1,0-0,7 — на крыльях и периклиналях локальных поднятий со слабыми восходящими (или нисходящими) движениями. На участках с интенсивными нисходящими движениями коэффициенты ароматичности соответственно уменьшаются от 0,8 до 0,6.

Намечены типовые формы связей углеводородных аномалий со структурными параметрами. Прямая связь устанавливается для сплошных изометричных аномалий, как правило, наиболее контрастных. Эти аномалии связаны с локальными поднятиями, испытывающими интенсивные восходящие движения, общая направ-

ленность и контрастность которых способствуют раскрытости сводов. Обратная форма связи характерна для кольцевых аномалий возникающих на поднятиях с замедленными погружениями сводов, отстающих от крыльев. Это подчеркивается повышенными значениями градиентов скоростей движений с максимальными содержаниями углеводородов на крыльях.

Учет влияния структурных факторов на форму, типы, контрастность углеводородных аномалий способствует более полному установлению закономерностей вертикальной и латеральной миграции углеводородов в ловушках на глубине.

ГЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ
АНОМАЛИЙНЫХ ПОЛЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПОРОДАХ
НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ (В СВЯЗИ С
ПОИСКАМИ НЕФТИ И ГАЗА)

И.С.Саркисян, Ф.Г.Дадашев,
Г.Ю.Гасанов (СССР)

Современная методика нефтегазопроисковой геохимии построена на сложившихся представлениях об особенностях формирования углеводородного фона в осадочном чехле и его коренных отличиях от ореолов рассеяния углеводородов (УВ) из залежей (от углеводородных аномалий). Эти представления базируются на уже выявленных закономерностях образования УВ при трансформации органического вещества, их перераспределения и накопления в ловушках, а также на закономерностях количественно-качественных изменений УВ в природных резервуарах (в залежах) по вертикальному разрезу и в региональном плане нефтегазоносных бассейнов (НГБ).

Однако в ряде случаев зарегистрированы локальные проявления своеобразных ("наложенных") аномалий, нарушающие закономерную специфику углеводородного фона, носящие афациальный характер, но тем не менее не связанные с промышленными

скоплениями. Выявлено, что их появление обуславливается разгрузкой глубинных вод различного состава. Причем наибольшей контрастностью отличаются "наложенные" аномалии в пределах надразломных зон с типичными для них интенсивными перетоками термальных и субтермальных растворов. Иногда "наложенные" аномалии приобретают даже массовый характер, т.е. фиксируются в значительном диапазоне глубин и по площади НГБ, в особенности на территориях с повышенной тектонической деятельностью (в грабенообразных прогибах древних платформ, в пределах омоложенных зон разломов на эпигерцинских платформах, в геосинклинальных прогибах, не испытавших инверсий).

Широкое развитие "наложенных" аномалий УВ наблюдается в связи с особенностями кондуктивного и конвективного тепла при восходящей разгрузке глубинных флюидов, коррелирующихся с характером тектонической активности недр. В этом случае вынос УВ происходит дискретно в пространстве и сопровождается пульсацией во времени. Образование временных "наложенных" аномалий УВ может быть связано и с грязевулканической деятельностью, отражающей напряженное состояние газов и флюидов (АВПД) в осадочном чехле.

Результаты наших работ по ряду НГБ СССР показали, что проявление "наложенных" аномалий связано с особенностями геотектонического строения, мощностью, возрастом осадочных толщ и с тектонической активностью территорий. В частности, на древних платформах они регистрируются на больших глубинах в пределах локальных площадных участков. На эпигерцинских — на относительно меньших глубинах, но заметно чаще в региональном плане. В геосинклинальных прогибах (не испытавших инверсий) — имеют широкое распространение по площади и разрезу (вплоть до дневной поверхности). В этом отношении существенные отличия наблюдаются и в фазовых соотношениях УВ, формирующих "наложенные" аномалии, что определяет различную информативность поисковых направлений в применяемых геохимических методах.

Факт проявления и особенности формирования "наложенных"

аномалий, способных нивелировать поисковые аномалии УВ, свидетельствует о необходимости дифференцированного подхода к поисковым геохимическим показателям, в основе которого должно быть положено геотектоническое районирование в связи с временем и интенсивностью глубинных процессов в недрах.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОДУКТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ГРЯЗЕВЫХ ВУЛКАНОВ

А.А.Якубов, Ад.А.Алиев (СССР)

Комплексные геолого-геохимические исследования продуктов газовой, жидкой и твердой фаз извержения грязевых вулканов дают ценную информацию о строении грязевулканических областей, наличии полезных ископаемых, в частности, углеводородных скоплений, а также о геохимических процессах, происходящих в недрах.

Исследованием охвачены грязевулканические проявления Западного Азербайджана и Восточной Грузии, ЮЗ Туркмении, Керченского и Таманского п-ов и о.Сахалина. Рассматриваются закономерности в изменении химического состава газа и вод грязевых вулканов, ОВ твердой фазы извержения и распределения в породах микроэлементов.

Выявлена геохимическая природа битумоидов пород-выбросов вулканов. Установление сингенетичных битумоидов в нефтеносных терригенных и карбонатных породах палеоген-миоценовых и меловых отложений депрессионных зон развития грязевого вулканизма служит одним из важных геохимических критериев газонефтеносности недр. Установлена повышенная бороносность грязевулканической брекчии во всех районах развития вулканизма. В ряде регионов (Керченский п-в, о.Сахалин) с брекчией связаны проявления ртути. Отмечается преобладающая роль в твердых выбросах элементов группы железа и цветных металлов. Повсе-

местно прослеживается ранее выявленная связь между радиоактивностью продуктов выброса вулканов и ОВ, сингенетичной битуминозностью пород. Подтверждается также седиментационное происхождение газов грязевых вулканов.

Отмеченные геохимические особенности продуктов деятельности грязевых вулканов в совокупности с результатами геологических исследований позволяют нам научно обосновать перспективы нефтегазоносности областей развития вулканизма и наметить первоочередные объекты и конкретные структуры для проведения поискового бурения.

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОИСКОВ НА ТЕРРИТОРИИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ (НА ПРИМЕРЕ ВЕРХНЕ-ТОХОМСКОГО ПОДНЯТИЯ)

В.Т.Гудзенко, К.П.Токарев,
В.Г.Васильев, Т.В.Токарева,
В.И.Краевский (СССР)

1. Геохимические поиски месторождений нефти и газа проводились в две стадии: прогнозно-рекогносцировочную и поисково-оценочную.

2. На первом этапе выполнялись газомикробиологическая съемка по водным источникам и скважинам шнекового бурения (глубиной до 1,5 м), на основании которых были выделены газобактериальные аномалии, в плане располагающиеся в присводовой части поднятия.

3. Поисково-оценочные геохимические исследования проводились в виде съемки по скважинам структурного бурения глубиной до 680 м со сплошной газометрией керна. Анализ распределения углеводородных газов (УВГ) показал, что концентрации газовых компонентов закономерно возрастают с глубиной. При этом резкое увеличение содержаний УВГ и гелия характерно

для пород ангарской свиты (нижний кембрий). Здесь в отдельных пробах концентрации метана достигают $35 \text{ см}^3/\text{кг}$, а суммы тяжелых углеводородов (ТУ) $9 \text{ см}^3/\text{кг}$. В скважинах, расположенных на периферии Верхне-Тохомского поднятия, за редким исключением, содержания УВГ и гелия небольшие по сравнению со скважинами, приуроченными к сводовой части структуры.

4. По характеру распределения содержаний УВГ в разрезе кембрийских отложений выделяются два литолого-стратиграфических комплекса: верхний – надсолевой (эвенкийская и оленчминская свиты) и нижний – солевой (ангарская свита). В породах этих комплексов формируются аномалии по метану и ТУ, контрастности которых с глубиной возрастают. Выделенные аномалии располагаются в пределах сводовой части Верхне-Тохомского поднятия. УВГ, образующие аномалии, относятся к эпигенетическим, а сами аномалии имеют нефтидогенный характер. Об этом свидетельствуют: а) отсутствие корреляционной связи между $C_{\text{орг}}$ и УВГ и, в частности, ТУ пород рассматриваемых комплексов; как показали геохимические исследования отложения эвенкийской, оленчминской и ангарской свит характеризуются весьма низким содержанием органического вещества, а доля битумоидных компонентов в его составе ничтожно мала; б) наличие тесной связи между УВГ и гелием.

5. Установлено, что в породах осадочного чехла рассматриваемой территории происходили и происходят процессы миграции УВГ. Пути миграции могут быть: тектонические нарушения, системы микро- и макротрещин, поры и каверны, ультратрещины.

УГЛЕВОДОРОДЫ В КАЙНОЗОЙСКИХ, МЕЗОЗОЙСКИХ И ПАЛЕЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ И ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА В ПРИПОЛЯРНЫХ УСЛОВИЯХ

Л.А.Анищенко (СССР)

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция располагается в различных климатических зонах с повсеместно высокой заболоченностью территории. Торфяники, торфяно-перегнойно-болотные, подзолисто-болотные почвы залегают на песках и суглинках четвертичных отложений. Нефтегазоносный разрез представлен терригенными и карбонатными отложениями мезозоя и палеозоя. В полярной зоне четвертичные отложения проморожены до глубин более 100 м.

Углеводородный фон в породах и водах изменяется по разрезу и площади. Илы, торфяно-перегнойные почвы, болотные воды недонасыщены углеводородами. В водах растворены метан от 0,1 до 5,0%, этан - $1 \cdot 10^{-2}\%$, пропана менее $3 \cdot 10^{-3}\%$, бутанов менее $1 \cdot 10^{-4}\%$. В илах концентрации метана значительно выше и достигают 30-50%. Изотопный состав углерода метана болотных газов не зависит от физико-географических особенностей района: $\delta C^{13} = 6,2-7\%$. Однако концентрации углеводородных газов в илах и поверхностных водах полярных зон снижаются. Четвертичные отложения характеризуются меньшими содержаниями углеводородных газов (УВГ).

В осадочном разрезе выделяются региональные комплексы с высоким содержанием рассеянных углеводородов (доманиковский, средневизейский-угленосный, пермский - угленосный). Палеозойские комплексы имеют большую насыщенность УВ, чем мезозойские. Так для доманикового комплекса характерны величины $C_{орг}$ - 4-20%, ХБ - 0,3-20%, УВГ - до 100 см³/кг (породы); средневизейского $C_{орг}$ - 2-10%, ХБ - 0,03-10%, УВГ - до 70 см³/кг; пермского $C_{орг}$ - 0,1-20%, ХБ - 0,01-5-10%, УВГ - до 90 см³/кг; верхнеурских угленосных глин $C_{орг}$ - 0,3-10%, ХБ - 0,1 редко

I%, УВГ - до 30 см³/кг. Состав рассеянных газов углеводородно-углекисло-азотный. Повышенные значения тяжелых УВГ обнаружены в зонах катагенетических стадий преобразования пород Ж-К.

Однако для всех нефтегазоносных комплексов в системе залежь- окружающая порода - пластовая вода отсутствуют равновесные условия. В окружающей среде установлен дефицит углеводородов. У залежей выявлены ореолы УВ. Залежь проявляется повышенными значениями УВГ и ХВ в зоне контакта. Породы покрывок обогащены УВГ больше, чем подошвенные (З.Тэбук, Уса, Возей, Ю.Шапкино, Вуктыл).

Над залежами повышенные содержания ХВ и УВГ фиксируются практически по всему разрезу. Проявление залежей в четвертичных отложениях контрастнее над газовыми и газоконденсатными залежами (Вуктыл, Зеленец, Васильково, Ю.Шапкино и др.).

Новейшие тектонические движения, обусловившие трещиноватость четвертичных пород в том числе и в зоне развития вечной мерзлоты способствовали появлению линейных аномалий и мелких газовых скоплений в четвертичных отложениях над месторождениями (Серцею, Ю.Шапкино). Значения концентраций УВ, гелия в четвертичных отложениях и новейших осадках над залежами превышают фоновые значения. Выявление контрастных аномалий УВ, гелия по линеаментам четвертичных отложений и распространение их в поле значений, превышающих фоновые - критерии продуктивности недр в полярных условиях.

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСА ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ
ПРИ ПОИСКАХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В УСЛОВИЯХ
ЮГО-ВОСТОЧНЫХ РАЙОНОВ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

А.А.Аксенов, И.А.Аббасов,
А.А.Новиков, В.Г.Калинин,
В.Н.Михалькова, В.З.Митрофанов,
В.Ф.Мокиенко (СССР)

Глубокое залегание потенциально продуктивных нефтегазоносных горизонтов юго-востока Русской платформы при недостаточной эффективности геофизических (сейсмических) исследований в условиях несоответствия структурных планов требовало разработки и внедрения комплекса геохимических методов. В комплекс включены рекогносцировочные (азрогамма-спектрометрический, автогамма-спектрометрический, газобактериальные) и детальные (газометрические, битуминологические) методы.

Отработка методики работ применительно к конкретным геологическим условиям осуществлялась на известных месторождениях. Над залежами установлено наличие аномальных участков разной контрастности, четко фиксируемых на региональном фоне, при хорошей сходимости контуров аномалий и залежей. По разработанной методике выполнены поисковые геохимические исследования в геологически сложно построенных и закрытых районах Прикаспийской синеклизы и ее обрамления.

Гамма-спектрометрические работы проводились станциями АСГ-48 М2, АГС-4, АГС-3М. Обработка материалов осуществлялась с использованием ЭВМ. Для оценки природы радиометрических аномалий изучался гранулометрический, минералогический и солевой состав почв.

Газобактериальные исследования проводились по двум модификациям: водная съемка по источникам (опережающая рекогносцировка) и грунтовая по скважинам глубиной до 15 м. Обработка данных осуществлялась методами математической статисти-

ки с использованием нормированных отклонений от среднего в единицах стандарта, что способствовало исключению "ложных" аномалий.

Газометрические исследования проводились в скважинах глубиной 300–500 м с изучением газонасыщенности керна и промывочной жидкости. На заключительном этапе на выявленную аномалию и за ее пределами бурились опорные геохимические скважины для исследования кинетики и динамики диффузионно-миграционного потока углеводородов. Для выяснения природы выявленных аномалий изучались: физическое вещество керна, изотопный состав углерода углеводородных газов, характер окислительно-восстановительной обстановки среды, неотектоническая активность площади.

Проведенными исследованиями установлена возможность эффективного использования комплекса геохимических работ в различных геологических условиях юго-востока Русской платформы, в том числе при поисках залежей нефти и газа в погребенных структурах, подсолевых отложениях, литологически и стратиграфически экранированных ловушках.

ГИДРОГАЗОБИОХИМИЧЕСКИЕ ПОИСКИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ В ПЛАТФОРМЕННЫХ И ГЕОСИНКЛИНАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ ДАГЕСТАНА

М.К.Курбанов, И.Д.Азиев
(СССР)

В связи с поисками газонефтяных залежей за последние 6 лет в содружестве объединением Дагнефть и ВНИИЯГТ отделом гидрогеологии Института геологии исследовались газовый, микробиологический и химический состав подземных вод на глубину 400–500 м и более.

Установлено наличие кондуктивного и конвективного вертикального теплопереноса из глубокозалегающих газонефтя-

ных залежей в приповерхностные горизонты, что приводит к формированию газовых, гидрохимических, микробиологических и геотермических аномалий.

С учетом геологических условий, анализ указанных аномалий позволяет прогнозировать поиски газонефтяных, меднокальциевых, полиметаллических залежей, термальных и минеральных вод, а также уточняет геолого-тектоническое строение. Исследования показали, что коэффициент "утечки" газов из мезокайнозойской осадочной толщи платформенного Дагестана составляет 10^{-6} , градиент газовой упругости достигает нескольких сот атмосфер. Оба эти факта в сочетании с высокой геотермической и сейсмической напряженностью недр служат мощными стимуляторами вертикальной миграции газов и флюидов.

В периоды экстремальной сейсмической напряженности недр под влиянием физических полей значительно изменению подвергается физико-химический состав восходящих из недр флюидов, также изменяются термодинамические параметры подземных вод, что является основой разрабатываемых гидрогеохимических методов прогноза сильных землетрясений.

В прикладном аспекте по результатам гидрогазохимических исследований:

- доказано площадное совпадение аномалий зоны аэрации платформенного Дагестана с глубокозалегающими газонефтяными залежами,

- выявлены, оконтурены и рекомендованы объединению "Даг-нефть" для постановки детальных геологоразведочных работ 16 гидрогазогеохимических аномалий;

- наиболее перспективные аномалии Юбилейная и с. Герменчик были рекомендованы (1971 г.) для постановки глубокого бурения. В 1975 г. на площади Юбилейная получен самый крупный в Дагестане фонтан нефти из ранее не изученных триасовых отложений.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПРИ ПОИСКАХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЗАПАДНОМ ПРИКАСПИИ

Г.И.Тимофеев, В.П.Грушевский
(СССР)

Геохимические исследования в Западном Прикаспии выполняются на всех этапах поискового цикла.

Первый этап – оконтуривание крупных перспективных зон на основе изучения процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции. Исследованиями охвачен надсолевой комплекс. По совокупности геолого-геохимических показателей отложения от байоса до келловоя и от апта до сеномана отнесены к нефтегазообразующим, находящимся на первых стадиях ГФН. Ввиду солянокупольной тектоники, ограничивающей латеральную миграцию, области развития этих отложений в нефтепроизводящих фациях являются одновременно зонами нефтегазоаккумуляции, перспективными для поисков преимущественно небольших по запасам залежей.

Второй этап – выявление локальных поисковых объектов на основе производства газометрического картирования приповерхностных горизонтов в неглубоких (до 150–200 м) скважинах. Вначале работы проводились на эталонных (пустых и продуктивных) площадях, а затем в малоизученных районах бортовой зоны. На площадях с установленной нефтегазоносностью зафиксированы отчетливые аномалии (Бугринская, Вольновская, Степановская и др.), над пустыми структурами аномалий не отмечалось (Гусихинская, Аркадакская). Прогнозы нефтегазоносности подтвердились при разбуривании аномалий на Карпенской, Розовской, Квасниковской и др. площадях. На площадях, оцененных как бесперспективные, при последующем разбуривании притоков нефти и газа не установлено (Юстинская, Отрадневская, Синегорская). Для оценки поисковой значимости картируемых аномалий разработаны и реализуются методы математического моделирования процессов формирования миграционных эффектов от прогнозируемых залежей.

Третий этап - выделение продуктивных пластов в процессе бурения скважин путем битуминологического изучения керна (шлама). В результате работ на эталонных площадях установлено, что по физико-химическим параметрам битумоидов можно четко фиксировать следы ореольного влияния нефтяных залежей в покрывающих отложениях на расстоянии 150-180 м от их кровли. Это позволяет рекомендовать систематическое изучение битуминозности пород по разрезам бурящихся скважин как показатели приближения к нефтяным залежам.

КОМПЛЕКСНАЯ СТРУКТУРНО-ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКАЯ
И ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
НИЖНЕГО ПОВОЛЖЬЯ

А.А.Аксенов, А.В.Цыганков
(СССР)

I. Комплексная оценка нефтегазоносности территории Нижнего Поволжья включала структурно-геоморфологические и геолого-геохимические исследования. Структурно-геоморфологическими исследованиями установлено, что решающим этапом в формировании газонефтеносных структур Нижнего Поволжья явился новейший этап тектогенеза. Например, Жирновско-Линевский блок Доно-Медведицких дислокаций к неоген-четвертичному периоду имел амплитуду поднятия до 100 м, в современном структурном плане она составляет около 1000 м, Саратовские дислокации в целом за новейшее время испытали подъем до 700 м и т.д. Что касается локальных структур, то их формирование связано исключительно с новейшим этапом тектогенеза. Так, самое крупное локальное поднятие в нижнем Поволжье - Коробковское начало формироваться в каменноугольное время, но амплитуда его к новейшему времени не превышала 20 м, в современном структурном плане по касимовскому реперу она составляет 200 м.

Аналогичные структурообразующие подвижки в новейшее время имели место и на других локальных площадях Саратовского, Волгоградского, Астраханского Поволжья и Калмыцкой АССР.

2. Активные подвижки земной коры в новейшее время сопровождаются образованием разрывных нарушений, трещин, флексур и т.п., а также сносом с воздымающихся участков большого количества осадочного материала. Все это благоприятно сказывается на миграции углеводородов от залежей к дневной поверхности и приводит к образованию различных геохимических аномалий. На этом принципе проводились комплексные геолого-геохимические исследования в различных тектонических зонах Нижнего Поволжья и учитывались при рассмотрении теоретических основ геохимических методов.

3. В комплекс геохимических методов входили: газометрические (скваженные), микробиологические и радиометрические (воздушная и наземная) исследования. Особое внимание уделялось геологической интерпретации результатов геохимических (главным образом газометрических) исследований, которые позволили дать оценку нефтегазоносности изученных площадей.

4. Результаты указанных исследований проверялись бурением, что позволило открыть ряд месторождений нефти и газа, а также дать оценку перспектив нефтегазоносности ряда новых площадей.

5. В заключение отметим, что опыт комплексного проведения рассмотренных исследований при поисках нефти и газа на территории Нижнего Поволжья должен найти применение и в других нефтегазоносных районах.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОИСКИ НЕФТИ И ГАЗА В ТУРКМЕНИИ

М.К.Мирзаханов, Н.Т.Суюнов,
Ю.С.Спивак, Э.Д.Кулиев,
П.М.Бутузов, В.И.Грабенко
(СССР)

На протяжении ряда лет на территории Туркменистана проводятся детальные геохимические нефтегазопроисследовательские работы, целью которых является более достоверная оценка перспектив нефтегазоносности поисковых площадей до ввода их в глубокое бурение и обоснованный выбор мест заложения глубоких поисковых скважин.

В результате методических и производственных работ получены следующие результаты.

1. В Центральных Каракумах на газовом месторождении Сакар-Чага установлена высококонтрастная газовая аномалия в сеноновском опорном газометрическом горизонте, отражающая залежь газа, расположенную на глубине 1300 м.

2. По результатам изучения Курукского газового месторождения установлено значительное отличие газовых аномалий над залежами антиклинального и неантиклинального типа. Последние, как правило, смещены по восстанию пластов и характеризуются иным качественным распределением рассеянных углеводородных газов в аномалийном поле.

3. Впервые в Союзе на Карабильском газовом месторождении был использован опробователь пластов на каротажном кабеле типа ОПГ-4-7 конструкции ВНИИГиСа для определения газонасыщенности пород. Пробы, отобранные непосредственно из разреза скважин опробователем, дают близкую к истинной характеристику состава газа изучаемых пород.

4. Детальные геохимические работы выполнены на Восточно-Даулетабадской поисковой площади, расположенной в пределах Бадхыз-Карабильской тектонической ступени. Здесь выявлена контрастная эпигенетическая углеводородная аномалия. После-

дующим глубоким бурением на глубине 2495 м в отложениях готерива вскрыта газовая залежь.

5. В настоящее время в Туркмении начато широкое применение детальных геохимических нефтегазопроисловых работ по структурным скважинам глубиной до 500 м.

РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЛЕКСНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ
И ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
СКВАЖИН НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
БЕШТЕНТЯК (ТАДЖИКСКАЯ ССР)

Э.И.Аракелян, О.В.Барташевич,
П.А.Бродский, Н.С.Кукуева,
Е.М.Кутузов (СССР)

Существующие в настоящее время методы полевых геохимических работ ввиду несовершенства техники отбора проб и технологии проводки скважин не обеспечивают определение истинной газонасыщенности пород, требуют большого числа скважин по отбору проб керна и бурового раствора.

С 1976 г. в СССР (Таджикская ССР) осуществляются работы по комплектованию существующих методов геохимических, промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин. Совершенствуется техника отбора проб и бурения специальных скважин, технология их проводки для геохимических исследований

В докладе освещены результаты работ на месторождении Бештентяк, описан рациональный комплекс исследований по прямым поискам нефти и газа, позволяющий изучить геохимическую обстановку, определить истинную газонасыщенность пород и генетическую природу - генезис углеводородных газов. Это позволит при проведении геохимических поисков более достоверно оценить перспективы нефтегазонасыщенности изучаемого региона.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОИСКОВОЙ ОРГАНИЧЕСКОЙ ГЕОХИМИИ —
ВАЖНЫЙ РЕЗЕРВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В
ПРЕДКАРПАТСКОМ ПРОГИБЕ

Н.И.Атаманюк, Ю.З.Крупский,
Г.А.Падва, В.М.Филатов (СССР)

Предкарпатский прогиб представляет уникальный объект для использования геохимических исследований. Это подтверждается опытно-методическими работами над эталонными месторождениями нефти и газа.

С целью повышения эффективности нефтегазопроисковых работ разработаны методики картирования геохимическими методами продольных и поперечных разломов, не отражающихся на поверхности и в верхних покровах, гидродинамически и литологически экранированных скоплений углеводородов. Так, для юго-восточной части прогиба показано, что зоны глубинных разломов, не достигающих поверхности (Березовского, Прутского), так и зоны разломов, выходящих на поверхность (Покутского) находят отражение в геохимических полях и фиксируются локальными газобиохимическими, битуминологическими, гелиевыми и другими аномалиями в приповерхностных отложениях и по разрезам глубоких скважин.

На Космач-Покутской и Микуличинской площадях выявлены резко контрастные газобиохимические и битуминологические аномалии в погруженных частях структур. Расчетным путем доказано, что зоны этих аномалий соответствуют гидродинамически экранированным залежам. А на Пиговской структуре, непосредственно к юго-западу от неоконтуренной в этом направлении комплексной геохимической аномалии, в скважине 15-Дилатин с глубины 5000 м получен приток нефти.

Возможность выявления литологически ограниченных газовых залежей во внешней зоне прогиба доказывается на примере опытно-методических работ над Ковалевка-Черешенским месторождением

газа. В связи со значительной тектонической раскрытостью недр рассматриваемой территории, представляется возможным рекомендовать газобиохимические исследования для решения вопросов прогнозно-рекогносцировочной стадии поискового этапа. Использование же детальных битуминологических исследований позволяет получить на фоне крупных газовых и бактериальных аномалий сравнительно более контрастный эффект отражения глинбинного скопления углеводородов в приповерхностных отложениях.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ В КАРПАТСКОМ РЕГИОНЕ ПО ОРГАНИЧЕСКОМУ ВЕЩЕСТВУ

М.Б.Рипун (СССР)

Физико-химические и микроскопические исследования концентрированного, гомогенного твердого органического вещества (ОВ) угольного и нефтяного ряда (автохтонные угли, трещинные битумы и автигенные минералы с ОВ) позволили выявить геохимическую связь его с литогенезом пород, нефтегазонасностью осадочных толщ (сармат-юра) и указать на этапность поступления углеводородов в породы - коллекторы Карпатской нефтегазонасной провинции.

Особенности постседиментационных преобразований изученных осадочных толщ имеют важное значение для установления нефтегазонасности отложений, выяснения условий и времени формирования месторождений углеводородов.

Стадии постседиментационных изменений пород, установленные по минералам группы глин, характеру цементации терригенных пород, неустойчивым и новообразованным минералам, подтверждаются степенью углефикации сингенетичного вмещающим породам гомогенного ОВ, преобразованного по угольному циклу. Во внешней зоне Предкарпатского прогиба газонасные породы сармат-тортонского возраста содержат прослойки и линзы бурого угля

(B_1 и B_2) ранней стадии начального катагенеза. Более глубоко залегающие нефтеносные отложения палеогенового и верхнемелового флиша внутренней зоны прогиба вмещают прослойки каменных (длиннопламенных - Д) и переходных от блестящих бурых (B_3) до каменных углей (B_3 -Д), характерных для средней стадии начального катагенеза. Нижнемеловый флиш Карпат и нижне- и среднеюрские образования внешней зоны прогиба вмещают угли марок Д и Д-Г. Одновозрастные породы Карпатской геосинклинали преобразованы более сильно, чем осадки платформенного основания прогиба, поэтому залежам газа молас миоцена внешней зоны прогиба и соответствуют скопления газа верхнего мела платформы.

Трещинные битумы, генетически родственные нефтям, максимально развиты в верхнеюрских и палеогеновых отложениях. Битумы палеогена относятся к закированным нефтям. Более древний верхнеюрский битум относится к керитам. Локализуется битум в трещинах и во вмещающих их породах.

Автигенные кристаллы кварца и кальцита с асфальтово-смолистым веществом на гранях и зонах роста кристаллов тяготеют к зонам гипергенеза и являются косвенными показателями разрушения залежей нефти.

Морфология, состав и условия залегания трещинных битумов могут быть использованы как показатели этапности поступления углеводородов в залежи. Намечается два таких этапа: послеюрский и послепалеогеновый, связанные с фазами складчатости в

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА В КАЗАХСТАНЕ

Т.А.Акишев, В.А.Быкадоров,
С.А.Досанов, И.П.Досанова,
В.Д.Рыбак (СССР)

В Казахстане с 1965 г. проводятся газогеохимические исследования по структурно-поисковым скважинам глубиной 500-600 м. В качестве нефтегазопроисковых геохимических показателей используются данные о распределении углеводородных газов, гелия, стабильных и радиоактивных элементов, окислительно-восстановительного потенциала и битума хлороформенного. Примером успешного применения геохимических поисков в скважинах структурно-поискового бурения может служить открытие месторождения Кансу.

Другим направлением геохимических поисков является изучение перспективных территорий с целью выявления аномалий, обусловленных влиянием залежей, связанных с малоамплитудными и погребенными структурами, а также залежей в стратиграфических и литологических ловушках.

Исследования выполняются по шнековым скважинам, глубиной до 25 м. Поиски проводятся в комплексе с геофизическими методами, решающими наряду с задачами прямых поисков еще и структурные задачи.

В качестве примера эффективности этой стадии поисковых работ можно привести открытие месторождений Южный Жетыбай, Бектурлы, Комсомольское.

В.Н.Флоровская, Ю.И.Пиковский,
Т.А.Теплицкая (СССР)

Многоядерные арены и их гибридные формы несут интересную информацию о геохимии широкого круга сложных углеродистых веществ в литосфере и ландшафтной оболочке Земли. По своей структуре они занимают промежуточное положение между неконденсированными аренами в углеводородной фракции нефти с одной стороны и смолисто-асфальтовыми компонентами, а также рядом нерастворимых твердых углеродистых минералов с другой. Вместе с тем многоядерные арены встречаются как в виде самостоятельных образований, составляя основу некоторых углеродистых минералов (например, Кертисита), так и в дисперсной форме.

Многоядерные арены встречаются в различных геологических объектах. Они вовлекаются в геохимические процессы, происходящие на Земле, как природными факторами, так и в результате техногенного воздействия на природную среду.

В докладе рассматриваются следующие аспекты геохимии многоядерных аренов.

1. Методический аспект. Развитие современных люминесцентных методов исследования, в частности, открытие эффекта Шпольского позволяет изучать многоядерные арены на уровне отдельных молекул даже в очень сложных смесях органических веществ.

2. Теоретический аспект. Обобщаются данные по условиям образования многоядерных аренов, их природным и техногенным источникам, миграционной способности, эволюции в ходе изменения геолого-геохимических условий. Выявляется роль эволюции ароматических структур в эволюции углеродистого вещества в целом.

3. Прикладной аспект. Эмпирически установлена связь аномалий многоядерных аренов в горных породах с новейшими тектоническими поднятиями на перспективных на нефть и газ площадях,

разрывными нарушениями в земной коре, а также с некоторыми рудными телами, что дает право рекомендовать изучение этих углеводородов при поисках полезных ископаемых. Высокие концентрации многоядерных аренов, связанные с техногенными факторами, оказывают нежелательное воздействие на биосферу, что делает изучение этих углеводородов одним из важных элементов контроля за загрязнением окружающей человека природной среды.

К МЕТОДИКЕ МОРСКИХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Л.М.Зорькин, В.И.Багиров (СССР)

В связи с высокой стоимостью геологоразведочных работ на нефть и газ в акваториях повышение их эффективности имеет особую актуальность. Одним из путей повышения эффективности этих исследований является разработка и внедрение в практику геохимических методов.

При проведении морских геохимических поисков используются газовый, биогеохимический, битуминологический и литогеохимический методы исследований. Эти исследования проводятся на прогнозно-рекогносцировочном, поисково-оценочном и детальном этапах разведки. На прогнозно-рекогносцировочном этапе выполняются маршрутные и площадные съемки по придонным водам (масштаб 1:200000 и мельче). На поисково-оценочном этапе - съемки по донным отложениям (масштаб 1:200000 - 1:100000) и на детальном - съемки по коренным породам с помощью проходки скважин глубиной от 30 до 250-300 м. Глубокие скважины, как правило, закладываются по результатам съемок по коренным породам.

Пробы придонных вод отбираются либо дискретно в стационарных точках, либо непрерывно по ходу судна. В пробах определяются углеводородные газы и микроорганизмы. Для этих целей

ВНИИЯГом разработан герметичный пробоотборник.

Донные отложения отбираются грунтовыми трубками и мелкими буровыми установками в стационарных точках. В пробах изучаются газы, микроорганизмы, органическое вещество и литологический состав осадков. Отбор коренных пород проводится в буровых скважинах; выполняется тот же комплекс исследований что и по донным отложениям. Точное определение местоположения профилей и отдельных точек отбора проб осуществляется способом геодезической привязки с использованием радионавигационной системы "Поиск".

При оценке перспектив нефтегазоносности акваторий используются содержания углеводородных газов, характер их связи с количеством и качеством рассеянного органического вещества, типом осадков; наличие углеводородгенерирующих и окисляющих микроорганизмов; изотопный состав метана, содержание гелия. Полученные данные интерпретируются с учетом особенностей геологического строения изучаемых регионов.

Исследования в различных морях показали, что наиболее достоверная информация при геохимических поисках может быть получена для современных парагеосинклинальных областей, где коэффициент тектонической активности не превышает 1,0. В альпийской зоне тектогенеза высокая контрастность аномалий по существу отражает разрушение залежей и наоборот в платформенных регионах геохимические аномалии обладают слабой контрастностью и весьма расплывчаты по форме, что затрудняет интерпретацию данных.

КОМПЛЕКСНОЕ БИОГЕОХИМИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ МОРСКИХ
ОСАДКОВ ДНА ПРИ ПОИСКАХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ
НА ШЕЛЬФЕ

С.Д.Талиев, В.В.Грибков,
В.Ф.Козлов, В.П.Астафьев,
И.К.Норенкова, Р.М.Свечина,
В.Н.Ярошенко (СССР)

Углеводороды, мигрирующие из залежей, в осадках морского дна усваиваются бактериями и другими организмами, изменяя интенсивность и направленность осаждения, растворения, накопления органических веществ, солей, микроэлементов, развитие биоценозов. Слабое дыхание залежей углеводородов может быть пропущено при газометрических поисках, принято за биохимическое образование, образование углеводородов в донных осадках не может быть обнаружено по воздействию эманаций на донную среду. Часть эманаций на поверхности земли не связана с залежами углеводородов и возникает в результате миграции глубинных вод и газов. Решение этих вопросов возможно обеспечить лишь широким комплексом поисковых биогеохимических исследований.

Опытно-методические работы, проводимые ВНИГРИ, на перспективных структурах в шельфе Каспийского моря сводились к следующему. По определенной сетке универсальным пробоотборником (УДП-I) и трубкой отбирались осадки (до I м) и донные воды. В каждой комплексной пробе изучались: газы, битуминозные органические вещества, соли, минералы, микроэлементы осадков и вод, индикаторные и другие микроорганизмы, диатомовые водоросли. По концентрациям компонентов и их соотношениям (более 100) строились геохимические карты.

Аномалии на геохимических картах, выраженные повышенным содержанием гомологов метана, битумов, индикаторных микроорганизмов, закисных соединений железа, ванадия, никеля, аммония и других микрокомпонентов, отображают перспективные на нефть поднятия. Участкам, окружающим перспективные струк-

туры, свойственно повышенное содержание водорода, гелия, ртути, сквозная миграция которых вероятно, экранируется залежами.

С увеличением глубины моря, удаленности от берега, застойности вод, снижения температуры, накопление продуктов высачиваний начинает преобладать над их биохимическим усвоением. С глубиной погружения в осадки интенсивность проявления биохимических процессов и контрастность аномалий снижаются. Для различных акваторий и их частей набор и информативность поисковых показателей различны.

Комплексные биогеохимические исследования благодаря полноте получаемой информации могут служить методом прямых поисков залежей углеводородов, геологического картирования морского дна, контроля за состоянием морской среды, изучения экологии морских животных, решения многих научных и народнохозяйственных задач.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ ДО ИХ ВСКРЫТИЯ СКВАЖИНОЙ ПРИ РАЗВЕДОЧНОМ БУРЕНИИ НА НЕФТЬ И ГАЗ ПО РАСПРЕДЕЛЕНИЮ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ В ПОКРЫВАЮЩИХ ПОРОДАХ

Л.И.Померанц, А.п.Феоктистова,
С.Э.Симонгауз (СССР)

1. Для эффективного опробования нефтегазоносного пласта при разведочном бурении на нефть и газ требуется его вскрытие на режиме балансных давлений – сложном, опасном и экономически невыгодным. Для его внедрения необходимо решение новой задачи, пока не решенной ни в СССР, ни за рубежом – прогнозирования нефтегазоносного пласта в процессе бурения до его вскрытия скважиной.

2. Рабочая гипотеза, положенная в основу решения этой задачи по геохимическим данным – неравномерная диффузия различных углеводородных газов в плотные слабопроницаемые породы,

покрывающие нефтегазоносный пласт. Измерение микроконцентраций углеводородных газов в покрывающих породах в процессе скважины и прогнозирование нефтегазоносных пластов по их распределению.

3. Два подхода к решению поставленной задачи:

а) регистрация по стволу скважины динамики изменения отдельных углеводородных газов и ряда производных параметров и прогнозирование нефтегазоносного пласта путем визуального сравнения в процессе бурения зарегистрированных кривых с типовыми для данного района кривыми динамики измерения этих параметров на подходе к пласту;

б) применение вероятностной математической модели распределения отдельных углеводородных газов на подходе к нефтегазоносному пласту с выдачей в процессе бурения скважины рекомендации о подходе к нефтегазоносному пласту и расстояния, оставшегося до кровли пласта (с учетом реальной скорости бурения на интервале прогнозирования).

4. Необходимость применения системы со специализированным вычислителем, определяющим необходимые производные геохимические параметры в реальном масштабе времени бурения. Основные технические данные системы АИС-2 со специализированным вычислителем.

5. Исследование стационарных связей между различными углеводородными газами по разрезу скважины и прогнозирование нефтегазоносного пласта по интенсивности разрушения этих связей. Необходимость применения системы с бортовой ЭВМ или ЭВМ с постоянным каналом связи с ЭВМ вычислительного центра и выводом решения на дисплей. Примеры реализации алгоритма.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

Е.В.Кучерук (СССР)

Одним из важнейших условий повышения эффективности поисков, разведки и разработки нефтяных, газовых и конденсатно-газовых месторождений является своевременное и надежное выявление в разрезе интервалов с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД). Особенно актуально прогнозирование АВПД при поисках нефти и газа на больших глубинах, где случаи превышения пластовых давлений над гидростатическими встречаются очень часто. В практике буровых работ в районах развития АВПД принято поддерживать достаточно большую плотность циркулирующего глинистого раствора, чтобы избежать выбросов и аварий при вскрытии зон АВПД. Однако неоправданное утяжеление бурового раствора приводит очень часто к разрыву отдельных интервалов ствола, сопровождающемуся потерей циркуляции и глубокой глинизации возможно продуктивных горизонтов. Последнее является причиной того, что многочисленные продуктивные пласты во вскрытом скважиной разрезе и даже месторождения, среди которых встречаются и довольно крупные, оказываются необнаруженными. Наиболее ярким примером этого является история открытия крупнейшего нефтяного месторождения Келли-Снайдер в Зап.Техасе (США), первоначальные извлекаемые запасы которого составляли 148 млн.т. Из-за применения утяжеленного глинистого раствора это месторождение не было открыто первой поисковой скважиной, заложенной в благоприятных структурных условиях и вскрывшей продуктивный горизонт. Месторождение было обнаружено лишь несколько лет спустя другой поисковой скважиной, пробуренной в нескольких километрах от первой другой нефтяной компанией.

Успешное прогнозирование интервалов АВПД в процессе бурения основано на изучении ряда показателей в разрезе так называемой переходной зоны. К последней относят интервал разреза, предшествующий зоне АВПД, в котором происходит переход от ус-

ловного гидростатического давления к аномально высокому. В этой зоне, мощность которой варьирует в широких пределах, наблюдаются значительные изменения многих параметров пород.

Одним из показателей приближения к зоне АВПД является закономерное увеличение газонасыщенности глинистого раствора. Такое явление почти всегда наблюдается при вскрытии переходной зоны. Однако сам по себе этот показатель не всегда оказывается надежным, поскольку увеличение содержания газа в глинистом растворе может быть обусловлено и другими причинами, в частности, вскрытием или близостью продуктивных пластов или газонасыщенных водоносных горизонтов в условиях гидростатического давления. Надежность прогноза АВПД значительно повышается если привлечь ряд других параметров. Если одновременно с повышением газонасыщенности бурового раствора в том же интервале уменьшается плотность разбуриваемых глинистых пород и возрастает механическая скорость проходки, то это в большинстве случаев является надежным предвестником АВПД. Очень полезны при этом сведения о пластовых температурах, поскольку в переходной зоне как правило наблюдается увеличение температур.

Практикой установлено, что одним из показателей приближения к зонам АВПД является резкое увеличение хлоридов в буровом растворе. Поэтому наряду с определением газонасыщенности и др. параметров целесообразно постоянно анализировать глинистый раствор на содержание в нем хлоридов, поскольку обнаружение аномально высоких значений последних часто служит указанием вскрытия переходной зоны и приближения к интервалу с АВПД. Следует подчеркнуть, что надежное прогнозирование АВПД в процессе бурения возможно лишь на основе одновременного учета ряда показателей.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УГЛЕПЕТРОГРАФИЧЕСКИХ КРИТЕРИЕВ ПРИ ПОИСКАХ КОКСУЮЩИХСЯ УГЛЕЙ

В.А.Кушнирук, Е.С.Бартошинская
(СССР)

Прогнозирование коксующихся углей – задача важная и актуальная, но сложная, так как спекающие свойства зависят от многих факторов.

Обычно основное внимание при оценке коксующихся углей уделяется пластометрическим параметрам и выходу летучих веществ. Но не всегда эти показатели надежны, учитывая значительную изменчивость вещественного состава углей по площади и в вертикальном разрезе пласта, а также и то обстоятельство, что отдельные микрокомпоненты обладают различной способностью спекаться и даже одни и те же компоненты в углях определенных генетических типов спекаются по разному.

Проведенные нами исследования и изучение литературных материалов позволяют говорить о том, что основным условием для правильного прогноза коксующести углей в процессе геологоразведочных работ является изучение вещественно-петрографического состава и генетических типов углей.

Для некоторых промышленных угольных пластов намурского возраста Львовско-Волынского бассейна были составлены карты развития генетических типов углей марки Ж с нанесением на них изолиний микрокомпонентного состава. На основании этих данных были выделены участки с предположительно коксующимися углями. Специальные исследования подтвердили способность этих углей к коксованию.

Таким образом, для предварительного прогнозирования коксующихся углей в процессе разведки можно с успехом применять такой простой и общедоступный метод, как углепетрографические исследования.

РОЛЬ СОСТАВА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ПРОЦЕССАХ АУТИГЕННОГО МИНЕРАЛООБРАЗОВАНИЯ

Л.Я.Кизильштейн (СССР)

Неоднократно высказывавшееся предположение о роли состава ОВ в процессах седиментогенеза и диагенеза (Страхов, 1960, Вассоевич, 1971) и, в частности, в аутигенном минералообразовании, требует специального фактического обоснования.

Исследования последних десятилетий показали, что роль различных органических соединений в геохимических процессах в значительной степени специфична. В этой связи широко используемый в литературе генетически нейтральный термин - "органическое вещество" (ОВ) является удовлетворительным лишь для такого уровня аналитической техники, когда определение индивидуальных органических соединений в горных породах невозможно или в неприемлемой степени трудоемко.

Значительный вклад в проблему может быть сделан путем изучения закономерностей избирательной локализации аутигенных новообразований на фоссилизированных растительных и животных тканях, обладающих отчетливыми гистохимическими особенностями. Потенциальные возможности таких исследований могут быть иллюстрированы на примере процесса образования сульфидов железа.

Формирование сульфидов железа представляет собой результат взаимодействия сероводорода с соединениями двухвалентного железа. Основным фактором образования сероводорода является деятельность сульфатовосстанавливающих бактерий (СВВ), обладающих способностью редуцировать молекулу сульфата в процессе метаболизма. СВВ весьма чувствительны к составу ОВ и могут использовать лишь простые легкоусвояемые соединения (Сорокин, 1966). Последнее определяет тяготение зон наиболее активной бактериальной сульфатредукции и сульфидообразования к органическим фрагментам, тканям и клеточным структурам, обладающим способностью при распаде давать органические соединения, пригодные для усвоения СВВ.

Микроскопические исследования показали следующие закономерные особенности избирательной локализации сульфидного минералообразования в органических тканях различного происхождения.

В ископаемых растительных фрагментах сульфидной минерализации подтверждаются, в первую очередь, внутренние полости клеток, содержащих легкоусвояемую протоплазму, и в последнюю — покровные ткани, обладающие максимальной биохимической устойчивостью.

В ископаемых раковинах центром минерализации является конхиолин-белковое вещество на поверхности и внутри призматического слоя.

В среде ОВ гумусовой природы (угли, торф) сульфидообразование тяготеет к участкам его наиболее глубокого разложения, а также к разнообразным микроорганизмам, высокая концентрация белка в составе которых делает их предпочтительной средой для развития СВЕ.

Полученные данные могут объяснить неравное распределение сульфидной минерализации в породах, образовавшихся в сходных геохимических условиях и обладающих близким валовым содержанием ОВ.

ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО В ПРОЦЕССАХ СУЛЬФАТРЕДУКЦИИ

Б.И.Сребродольский (СССР)

Процессы сульфатредукции, приводящие к извлечению серы из гипса и накоплению ее в виде залежей самородной серы, протекают только в случае поддержания в растворах сульфатредукции оптимального количества редуцирующего вещества, при окислении которого выделяется тепло. Взаимодействие сульфата кальция с углеводородами при низких температурах происходит только при участии сульфатредуцирующих бактерий. Живая клетка выступает в виде своеобразного аккумулятора энергии, используя имеющиеся

ся в ней запасы энергоемких веществ для отрыва атома кислорода от сульфат-иона. Образование большинства экзогенных серных залежей (Средняя Азия, Средняя Волга, Дагестан и др.) произошло при непосредственном участии углеводородов нефтяного ряда, проникших в толщу сульфатных пород по разломам. Серные залежи Предкарпатья и Сицилии сформировались под воздействием газообразных (типа метана) углеводородов. Вместе с газообразными углеводородами поступали в небольших количествах и распыленные в них битумы маслянисто-осмоленные и смолисто-асфальтеновые.

Вторым источником органического вещества в процессах сульфатредукции были высокомолекулярные углеводороды, находящиеся в каустобиолитах. Они принимали участие в образовании Тарнобжегского месторождения серы (Польская Народная Республика).

При затрудненном доступе углеводородов битумного ряда в толщу сульфатных пород в процессах сульфатредукции могло участвовать органическое вещество поверхностного происхождения, циркулирующее в подземных водах по плоскостям наложения и стилолитовым швам .

В редких случаях необходимое для сульфатредукции органическое вещество могло находиться во вмещающих породах в виде некоторых органических кислот, в частности, янтарной. Это подтверждается находками янтаря в серных рудах Предкарпатья и Средней Азии.

VIII МЕЖДУНАРОДНЫЙ КОНГРЕСС
ПО ОРГАНИЧЕСКОЙ ГЕОХИМИИ

ОРГАНИЧЕСКАЯ ГЕОХИМИЯ
ОКЕАНА
И
ПОДЗЕМНЫХ ВОД



ДИНАМИКА ТРАНСФОРМАЦИИ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА
И ГРАНИЧНЫЕ ПОВЕРХНОСТИ В ОКЕАНЕ

Т.А. Айзатуллин, К.М. Хайлов,
В.Л. Лебедев (СССР)

Опыт решения современных прикладных задач динамики трансформации органического вещества показывает, что как в генерализованных, так и в имитационных математических моделях необходим учет неоднородности состава органического вещества и пространственной неоднородности океана в отношении трансформирующей способности экологических систем.

Сравнение по критериям адекватности, принятым в химической кинетике, простейших точечных моделей трансформации однородного ($\dot{c}(t) = -kc(t)$) и неоднородного органического вещества ($\dot{c}(t) = -\sum_{i=1}^n k_i c_i(t)$, $V_i : k_i \geq 0$, где c - концентрации, а k - константы), показывает неадекватность первой модели. Для описания экспериментальных данных по разложению растворенного (РОВ) и взвешенного (ВОВ) органического вещества достаточным приближением оказывается предположение о двухкомпонентности ($i = 1, 2; K_2 \geq K_1$), при этом для времени $t \ll 1/K_2$:

$$c(t) = c(0) [(1 - \alpha_2) e^{-K_1 t} + \alpha_2 (1 - K_2 t)],$$

где $\alpha_2 = c_2(0)/c(0)$ - доля стойкой фракции. Первая модель не дает также представления и о средних динамических характеристиках, $k < \bar{k} = (1/m) \sum_{i=1}^n k_i$. Получены интервалы значений при 20°C: $k = 0,05 - 0,5$; $K_1 = 0,3 - 3$; $K_2 = 0,001 - 0,005$ (все: сутки⁻¹).

В рамках модели простой гетерогенной реакции удастся описать трансформацию РОВ, а также белков и полисахаридов при их взаимодействии со взвешенным веществом. В органической гидробиологии совершенно недооценена роль иммобилизованных биохимических систем и свежобразованных поверхностей.

Получаемые на основании лабораторного эксперимента кинетические характеристики не могут быть непосредственно перене-

сены на природные условия без учета активности популяций, диффузионных процессов и анализа подобия экспериментальной модели оригиналу. Экологические критерии подобия не установлены, химические и гидродинамические — не совместимы.

Учет взаимодействия РОВ и популяций показывает, что наблюдаемое в экспериментах различие в константах скорости трансформации двух органических веществ по первому порядку в Π раз может достигаться при различии их биохимической стойкости всего в $\sim \sqrt{\Pi}$ раз, при постоянном коэффициенте активности популяций. Активность популяций может меняться в пределах нескольких порядков. Учитывая, что активность популяций максимальна в пограничных слоях океана, особенно в районах сближения нескольких границ раздела, и используя уравнение турбулентной диффузии неконсервативных компонент, можно построить простейшую генерализованную модель пространственной структуры океана, в общих чертах отражающую типовые профили распределения РОВ, ВОВ и живого вещества, а также интегральные характеристики динамики их трансформации. По-видимому, тысячелетний возраст органического вещества глубинных вод объясняется не столько его чрезвычайной биохимической стойкостью, сколько особенностями глубоководных экосистем. Области активной трансформации органического вещества в океане занимают менее 10% его объема. Время жизни органических загрязнений в его глубинах может достигать от нескольких десятков, до сотни лет. Вторичное загрязнение активного слоя будет сосредоточено в местах подъема глубинных вод (включая апвеллинги), которые как раз являются местом сосредоточения рыбного промысла.

СКОРОСТЬ ОКИСЛЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ВОДАХ МИРОВОГО ОКЕАНА

В.Н.Иваненков (СССР)

Окисление органического вещества, находящегося в воде

океана в виде взвесей, коллоидов и, главным образом, в растворе, характеризуется величиной биохимического потребления кислорода (БПК) в единицу времени.

Исходными данными для оценок скорости окисления органического вещества в водной толще океана являются величины ежегодного образования органического вещества при фотосинтезе фитопланктона. У разных авторов величины годовой продукции органического вещества и соответствующие им количества продуцируемого кислорода оцениваются от 70 до 245 миллиардов тонн кислорода. Нами принято как наиболее достоверное — 154 млрд. т.

Исходя из карты годовой продукции кислорода при фотосинтезе, можно выделить в Мировом океане пять градаций, соответствующих областям: с исключительно высокой продуктивностью (более $1500 \text{ г O}_2 \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{год}^{-1}$), высокопродуктивным (500 — 1000), малопродуктивным (200 — 500) и ультрамалопродуктивным (менее $200 \text{ г O}_2 \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{год}^{-1}$).

Исключительно высокопродуктивные области океана занимают всего 1% площади Мирового океана, но в них ежегодно создается 7% органического вещества, высокопродуктивные соответственно 9 и 26%, среднепродуктивные — 25 и 35%, малопродуктивные — 25 и 18% и ультрамалопродуктивные — 40 и 14%.

Для этих областей нами произведен расчет годового БПК, учитывая, что оно распределяется по экспоненциальному закону таким образом, что в слое 0 — 100 м окисляется в среднем 80% от ежегодно создаваемого органического вещества, в слое 100 — 200 м — 7%, в слое 200 — 500 м — 3%, в слое 500 — 1000 м — 2%, в слое 1000 — 2000 м, 2000 — 3000 м и 3000 — 5000 м — по 2%. В пелагических областях выпадает из круговорота гидросферы и осаждается на дно в среднем до 2%, а в мелководных исключительно высокопродуктивных областях — до 10% ежегодно создаваемого органического вещества.

БИОГЕОХИМИЯ РАСТВОРЕННОГО И ВЗВЕШЕННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ОКЕАНЕ

Е.А.Романкевич, С.В.Дюцарев,
В.Е.Артемов, А.Н.Беляева
(СССР)

1. Современный этап развития органической геохимии морей и океанов характеризуется переходом к системному рассмотрению всех основных форм органического вещества (ОВ): живого, растворенного, взвешенного и донных осадков, их взаимосвязей и сопряженных трансформаций; построением на основе прямых количественных данных картины общего круговорота и баланса ОВ в Мировом океане; детальным изучением морфологии и состава ОВ на молекулярном и атомарном уровнях; существенным улучшением техники и методов отбора и анализа проб.

2. Около 2000 прямых определений растворенного $C_{орг}$, выполненных методом мокрого сжигания с регистрацией $CO_2_{орг}$ в пробах из различных районов Тихого, Атлантического и Индийского океанов подтвердили правильность оценки среднего содержания растворенного $C_{орг}$ в Мировом океане ($\sim 1,3$ мг/л), его общего содержания ($\sim 1,8 \times 10^{12}$ т), которая ранее была дана советскими исследователями (Скопинцев, 1950).

3. Установлено, что в Мировом океане массы растворенного и взвешенного ОВ, находящиеся в динамическом равновесии, соотносятся как 100 : 1,7 : 0,16 или в абсолютном выражении (в млрд. т $C_{орг}$) как 1800 : 30 : 2,8. Эта пирамида масс ОВ отражает результат равновесия сопряженных процессов синтеза, поступления и разложения ОВ в современном океане и потому может рассматриваться как планетарная константа.

4. В толще вод распадается до минеральных соединений 92-97% продукции фотосинтеза и ОВ, поступающего с суши. В форме взвеси дна достигает 1 - 3 млрд. т $C_{орг}$ или 3 - 8% от первичной продукции (валовой) + поступление ОВ с суши.

5. Накопленные материалы позволяют положительно ответить на длительно дискутировавшийся вопрос о связи взвешенного ОВ глубинных вод и донных осадков с живым и взвешенным ОВ верх-

них слоев воды. Растворенное ОВ имеет региональные различия в своем распределении как в поверхностных, так и в нижележащих водах. Время пребывания в океане основной массы растворенного и взвешенного ОВ оценивается примерно в 1500 и 10-25 лет (соответственно).

6. Характерными чертами распределения взвешенного ОВ являются: прямая корреляция с биологической продуктивностью; относительно высокое содержание во внутренних и окраинных морях (в сравнении с открытым океаном); снижение концентрации в направлении шельф - пелагиаль; наличие в толще вод слоев, обогащенных живым и неживым ОВ.

7. В составе растворенного и взвешенного ОВ обнаружены все основные типы и многие классы органических соединений. Общая направленность изменения химической природы ОВ в толще вод океана выражается в образовании геополимеров, сравнительно устойчивых к ферментативной деструкции.

ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО В ВОДАХ СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ИНДИЙСКОГО ОКЕАНА

О.К.Бордовский, С.Д.Миркина
(СССР)

В 22 рейсе нис "Академик Курчатов" (март-июль 1976 г., северо-западная часть Индийского океана) было изучено в водах содержание органического углерода ($C_{орг}$), аденозинтрифосфата (АТФ), витамина B_{12} , мочевины. Исследования показали:

1. В поверхностном слое вод обнаружено чередование зон, обогащенных ($2,8 \text{ мг.л}^{-1}$) и более бедных ($1,5 \text{ мг.л}^{-1}$) растворенным $C_{орг}$, распределение по вертикали не показывает четкого уменьшения его содержания с глубиной, не наблюдается и гомогенной картины. В некоторых районах отмечено увеличение концентрации $C_{орг}$ на горизонте около 500 м ($1,9-2,2 \text{ мг.л}^{-1}$). Содержание взвешенного $C_{орг}$ в фотической зоне колеблется от 157 мкг.л^{-1} до $3,20 \text{ мкг.л}^{-1}$, ниже фотической - резко умень-

шается ($14,66-0,87$ мкг.л⁻¹). Зональный характер распределения органического вещества в водах вскрывает меридиональный разрез по $65-75^{\circ}$ в.д., который показывает, что им наиболее бедны воды в районе 17° в.ш., а в зоне экваториальной дивергенции содержание растворенного $S_{орг}$ возрастает до $2,6$ мг.л⁻¹; среднее содержание взвешенного $S_{орг}$ при этом достигает до $27,2$ мкг.л⁻¹. В северной части этого разреза (Аравийское море), наоборот, наблюдается высокая концентрация взвешенного $S_{орг}$ (до $108,8$ мкг.л⁻¹) и несколько пониженная растворенного $S_{орг}$ (около $1,8$ мг.л⁻¹).

2. АТФ содержится в пределах $1388-3,64$ нг.л⁻¹.

3. Концентрация витамина B_{12} в морской воде колеблется от 19 нг.л⁻¹ до $0,02$ нг.л⁻¹.

4. Мочевина в водах установлена в количествах $118 - 5,08$ мкг N мочевины.л⁻¹, исключая отдельные редкие горизонты, на которых она не была обнаружена.

5. В распределении АТФ, витамина B_{12} , мочевины, как правило, наблюдается общая закономерность - с глубиной их концентрация уменьшается и наибольшее содержание приурочено к фотическому слою, где часто наблюдается два максимума - на поверхности и на горизонте $25-50$ м. Высокое содержание в водах этих соединений не всегда совпадает с высокой концентрацией растворенного $S_{орг}$, но обычно совпадает с повышенной концентрацией взвешенного $S_{орг}$. Отношение растворенного $S_{орг}$, детрита и живого вещества (по АТФ) в водах исследованного района соотносится в средних величинах как $100:10:1$.

ПОКАЗАТЕЛИ ЛАБИЛЬНОСТИ ОРГАНИЧЕСКОГО ДЕТРИТА В ВОДАХ ОЗЕР И ВОДОХРАНИЛИЩ

Б.А.Скопинец, Д.В.Дарионов
(СССР)

Во все сезоны 1972-1973 гг. был произведен химический, биохимический и микроскопический анализ взвешенных в воде

частиц (взвесей) в озерах и водохранилищах Ярославской области, разной степени трофии.

Для выделения взвесей применялся мембранный фильтр с накладкой из двуокиси кремния. В качестве критерия лабильности органического вещества взвесей использованы как абсолютные данные по содержанию в них отдельных компонентов, так и величины отношений их концентраций.

Степень лабильности органического вещества взвесей чаще всего возрастает при увеличении в них содержания: органического азота, гидролизуемого органического углерода и азота, белка, поглощенного аммония, БПК₅, БПК₂₀ и минеральных соединений азота, образующихся при инкубации взвесей в темноте.

При преобладании во взвесьях лабильной органики величины отношений: органического углерода к органическому азоту, кислорода перманганатной окисляемости к органическому углероду и к кислороду бихроматной окисляемости уменьшаются. В то же время величины отношений: БПК₅ к органическому углероду, БПК₂₀ к кислороду бихроматной окисляемости и кислорода бихроматной окисляемости к органическому углероду (т.е. кислородный эквивалент) возрастают.

Для выяснения природы органического вещества взвесей, помимо величин отношения органического углерода к азоту, также показательны величины отношения кислорода бихроматной окисляемости к органическому углероду.

НОВЫЕ ДАННЫЕ ПО РАСПАДУ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ОТМЕРШЕГО ПРЭСНОВОДНОГО ФИТОПЛАНКТОНА В АЭРОБНЫХ И АНАЭРОБНЫХ УСЛОВИЯХ

Б.А.Скопинцев, Э.С.Бикбулатов,
Е.М.Бикбулатова (СССР)

Экспериментальным путем изучалась направленность и интенсивность распада органического вещества отмершего пресноводного фитопланктона и его остатков в аэробных и анаэробных условиях. Изучался исходный материал (взвеси), растворенные

органические компоненты (промежуточные продукты) и конечные продукты минерализации (минеральные соединения азота и фосфора).

Распад органического вещества протекает с убывающей скоростью и начальная стадия может быть приближенно описана уравнением реакции первого порядка. Направленность и скорость этого процесса в аэробных и анаэробных условиях практически одинаковы. Рассмотрены причины такого несоответствия.

Полученные результаты близки к тем, которые были найдены ранее в опытах со свежесобраным в водоемах планктоном. К концу длительных опытов во взвесах оставалось около 20% от исходного содержания органического вещества (по сухому весу), органического углерода, азота, фосфора, углеводов и белков. Они представляют собой более стойкие органические соединения исходного материала водорослей (и бактерий) и продуктов их трансформации. Все эти соединения со временем также распадаются - минерализуются, но со значительно меньшей скоростью. Можно полагать, что в составе органического вещества свежесобранного планктона около 70% приходится на лабильную фракцию.

Поведение во времени изученных характеристик растворенной фракции органического вещества не имеет той закономерной последовательности, как это наблюдалось для взвешенной части. Весьма существенно различие динамики растворенного органического вещества в разных опытах: в аэробных опытах его содержание убывает сравнительно быстро, в анаэробных - значительно медленнее. Полной его минерализации не наблюдалось и к концу длительных опытов.

Убыль органического вещества отмершего планктона и его остатков сопровождалась накоплением минеральных соединений азота и фосфора. В аэробных опытах имелся полный баланс всех форм азота и фосфора во все сроки отбора проб; в анаэробных - содержание суммарного фосфора к концу опытов несколько убывало.

Распад органики планктона и его остатков способствует более ускоренной убыли находящихся в воде окрашенных гумусовых соединений терригенного происхождения.

При пониженной температуре распад отмершего планктона и его остатков также протекает с убывающей скоростью, но с меньшей (сообразно разнице температур) интенсивностью.

УЛЬТРАМИКРОСКОПИЧЕСКАЯ СТРУКТУРА МАКРОМОЛЕКУЛЯРНЫХ ФРАКЦИЙ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА МОРСКОЙ ВОДЫ И ИЛОВ

И.Е.Мишустина, М.В.Батурина
(СССР)

При электронно-микроскопических (э-м) исследованиях бактериального населения морской воды обнаружены ультрамикроскопические структуры, которые могут агрегировать и быть видимыми в световом микроскопе.

Широкое распространение ультраформ в морской воде подтверждено э-м исследованиями поверхностных и глубинных вод Тихого и Атлантического океанов, Баренцева моря, а также илов литорали Баренцева моря и шельфа Юго-Западной Африки.

Для выделения и доказательства природы вышеуказанных форм проведено фракционирование морской воды методом ультрафильтрации по условным молекулярным массам с последующим определением во фракциях органического углерода, спектров его поглощения, ферментативной активности, а также просмотром фракций в электронном и люминесцентном микроскопах.

Показано, что концентрирование ОВ морской воды ведет к увеличению частоты встречаемости ультраформ и их агрегированию. Во фракциях с условной молекулярной массой 10 000 - 300 000 и выше имеются шарообразные структуры, диаметром 20-90 мкм, одиночные, в конгломератах и цепочках длиной до 2-4 мкм. В этих же фракциях встречаются пленчатые формы диаметром 200-600 мкм с радиальными складками, одиночные и в спутанно-волоконистых агрегатах. Первые формы соответствуют структурам обнаруживающимся по всей толще морской воды, в илах и в фосфоритовых конкрециях на ранних стадиях диагенеза, вторые - структурам, найденным преимущественно в эуфотическом

слое воды. Ультраглобулы с размерами 10-100 Å образуются в низкомолекулярных фракциях органического вещества (ОВ) морской воды.

Метод люминесцентного анализа показал присутствие в агрегатах макромолекулярных фракций ОВ морской воды белковых соединений и нуклеиновых кислот с максимумами 460-480 нм и 610 нм соответственно.

В макромолекулярных фракциях ОВ морской воды зарегистрированы гидролитические активности на следующих субстратах: желатине, крахмале, пара-нитро-фенилацетате. Относительная скорость течения указанных ферментативных реакций в естественной морской воде в 10 000-50 000 раз медленнее, чем в биологических объектах.

Высказывается предположение, что физико-химические условия в море способствуют формированию вышеописанных ультраструктур органической природы. В лабораторных условиях при хранении фракций ОВ морской воды при температуре 0-4° без добавления 4% раствора формалина происходит постепенная дезагрегация структур.

О МЕХАНИЗМЕ ОБРАЗОВАНИЯ ЦИКЛИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРОЦЕССЕ СЕДИМЕНТАЦИИ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ВОДАХ МОРЕЙ И ОКЕАНОВ

Б.А.Смирнов, Е.С.Бродский,
В.Г.Заикин (СССР)

Цель работы - уточнение данных по структурно-групповому составу циклических углеводородов современных морских осадков и выяснение конкретной схемы биопроцессов, приводящих к их образованию.

Метод - масс-спектральное исследование углеводородов, обогащенных циклическими структурами, выделенных из дночерпательной пробы осадков (крупные алевриты) станции 4I-a района Восточной Антарктики.

Результаты. Получены данные по содержанию ароматических

и нафтеновых углеводородов различной степени конденсации, а также по их молекулярно-весовому распределению. Показано, что нафтеновые углеводороды имеют два максимума: главный в интервале $C_{26} + C_{31}$ и второй на порядок более слабый $C_{40} + C_{44}$; ароматические имеют один максимум $C_{28} + C_{32}$. С ростом цикличности нафтенов оба максимума смещаются к большим, а ароматики — к меньшим молекулярным весам. Нафтены содержат как циклогексановые, так и циклопентановые кольца. Основу полициклических изопренановых углеводородов составляют тритерпаноновые; стерановых на порядок меньше. Не наблюдается преимущественного содержания углеводородов с четным или нечетным числом C-атомов. Среди ациклической части моно- и бициклических нафтенов имеется регулярно замещенные алкильные фрагменты с периодичностью C_4, C_5, C_6 .

Учитывая данные по составу и строению липидов основного биопродукта морей и океанов — фитопланктона, можно утверждать, что процесс биосинтеза циклических углеводородов в океане не может идти путем простого декарбокислирования. Получила дальнейшее развитие предложенная ранее одним из авторов схема, согласно которой общий процесс биосинтеза углеводородов в морях и океанах сводится к отрыву функциональных групп и последующей рекомбинацией углеводородных радикалов. В качестве основных компонентов этого процесса принимаются жирные кислоты, аминокислоты с неполярными R-группами, в том числе ароматические и стероиды.

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ РАННЕДИАГЕНЕТИЧЕСКОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА МОРСКИХ И ОКЕАНСКИХ ОСАДКОВ

О.К.Бордовский (СССР)

Исследования органического вещества (ОВ) поверхностных современных и полуйскопаемых — колонок донных отложений Азовского, Каспийского, Черного и Берингова морей, Восточной Антарктики, Индийского и Тихого океанов показали, что разложе-

ние ОВ в толще отложений происходит с затухающей скоростью, причем наиболее интенсивно в первых верхних метрах, в пределах которых его распад достигает 30–40%. В случае замедленного океанского осадконакопления основной распад ОВ осуществляется на поверхности осадков.

Битуминозность как современных, так и полуископаемых осадков, обычно находится в прямой связи с содержанием $S_{орг}$, β как в тех, так и в других – в обратной зависимости от $S_{орг}$. β в полуископаемых осадках обычно на 15–20% больше, чем в современных осадках тех же бассейнов, что обусловлено, прежде всего, распадом менее стабильного ОВ. Преобладающим компонентом битумоидов являются асфальтены (60–70%), смолы составляют 20–30%, масла 8–12%. В полуископаемых осадках количество асфальтенов снижается, а смол и масел соответственно возрастает. В маслах содержание петролейно-эфирных смол обычно уменьшается от молодых осадков к более зрелым. Одновременно увеличивается количество углеводов, а в составе последних – доля ароматических. Среди углеводов преобладают метаново-нафтенновые (~70%), ароматические составляют 7–8%, в нафтенowych преобладают полициклические, в ароматических – моноциклические.

Содержание гуминовых кислот в осадках также прямо зависит от $S_{орг}$, причем между битумоидами и гуминовыми намечается прямая связь. По типу химического строения гуминовые кислоты осадков близки гуминовым терригенного происхождения. Основные различия связаны с повышенным содержанием азота и наличием парамагнитных ионов тяжелых металлов. В процессе раннего диагенеза степень конденсированности гуминовых кислот возрастает, а их доля в групповом составе ОВ снижается, в связи с потерей функциональных групп и дальнейшей полимеризацией. Преобладающей частью ОВ осадков является нерастворимая фракция, по своему химическому составу непосредственно примыкающая к гуминовым кислотам.

Сопоставление группового состава ОВ современных и полуископаемых осадков (колонок) одних и тех же бассейнов обнаруживает черты сходства. Отличия в составе ОВ между разными бассейнами более значительны, чем между его составом в совре-

менных и полуйскопаемых осадках одного и того же бассейна. Специфика седиментации бассейна в большей степени влияет на состав ОВ, чем последующие его изменения в процессе раннего диагенеза.

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ГУМИНОВЫХ КИСЛОТ МОРСКИХ ОСАДКОВ

Е.М.Заславский (СССР)

Гуминовые и фульвовые кислоты составляют основную (до 90%) массу органического вещества осадков. Эти соединения имеют полигенную природу и в значительной части, по-видимому, образуются еще в водной толще и поступают в осадок сорбированными на минеральной взвеси. Об этом свидетельствует не только их нахождение во взвесах, но и сходство элементных составов гуминовых экстрагированных из осадков и из морской воды. В районах, характеризующихся высокой биологической продуктивностью, гуминовые кислоты образуются главным образом непосредственно в осадках.

Гуминовые кислоты в донных осадках находятся в двух формах — в виде извлекаемых щелочью соединений и в виде соединений, прочно связанных с глинистыми минералами. Специальная экстракция прочно связанных гуминовых кислот показала, что они составляют до 30% нерастворимой (в рамках стандартного группового анализа) фракции органического вещества. В ходе диагенеза осадков органо-минеральные связи усиливаются и выход связанных гуминовых (главным образом фульвокислот) в расчете на нерастворимую фракцию снижается.

Гуминовые кислоты осадков содержат в качестве структурных элементов углеводы и аминокислоты. На углеводы приходится до 40% в фульвокислотах и до 20% в гуминовых кислотах. Аминокислоты составляют до 10% гуминовых кислот. Вследствие того, что гуминовые слагают основную массу органического вещества осадков, преобладающая часть углеводов и аминокислот в осадках находится в форме структурных элементов гуминовых

кислот (как щелочнорастворимых, так и прочно связанных).

По сравнению с гуминовыми кислотами почв, гуминовые осадки характеризуются несколько меньшим содержанием углерода и несколько более высоким содержанием водорода в элементном составе. Это отражает меньшую степень ароматичности скелета молекул. О меньшей ароматичности гуминовых кислот морских осадков свидетельствуют и низкая оптическая плотность, высокая гидролизуемость, высокое содержание углеводов и аминокислот.

В ходе диагенеза осадков структура гуминовых кислот уплотняется. Этот процесс, заметный и по изменениям элементного состава, сопровождается возрастанием их оптической плотности и снижением содержания гидролизуемых компонентов, в том числе углеводов и аминокислот.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ ПОД ДНОМ МОРЕЙ И ОКЕАНОВ

А.А.Геодекия, В.Я.Троцюк,
Г.Ф.Ульмишек, Т.Г.Чернова
(СССР)

На основе статистической обработки большого количества измерений $C_{орг}$ в кернах, полученных при проведении глубоководного бурения, выявлено три разных уровня средних содержания органического вещества, характерных для разрезов внутренней области океанов (0,11%), континентальной окраины (0,49%) и внутриматериковых морей (0,98%). Таким образом, на континентальной окраине среднее содержание $C_{орг}$ близко к субкларку для континентального сектора стратисферы, а во внутриматериковых морях превышает его вдвое. Выявленные особенности распределения $C_{орг}$ хорошо сопоставляются с закономерностями распространения месторождений нефти и газа в подводных недрах.

Для оценки перспектив нефтегазоносности недр океана на

генетической основе необходимо исследовать геохимические закономерности преобразования органического вещества при погружении осадков с учетом специфики состава глубоководных осадков, их литогенеза и особенностей геотермического режима недр.

С этой точки зрения произведено обобщение имеющихся данных по геохимии органического вещества в разрезах под дном морей и океанов. Обсуждены материалы выполненного авторами битуминологического исследования кернов глубоководного бурения "Гломар Челленджер" в Черном море, а также результаты лабораторного моделирования процессов катагенного преобразования органического вещества в образцах этого же региона.

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ГАЗОВ ВОДНОЙ ТОЛЩИ И ДОННЫХ ОСАДКОВ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ ЗОНАХ МИРОВОГО ОКЕАНА

А.А.Геодекия, В.Я.Троцюк,
В.И.Авилов (СССР)

Применение герметичной пробозаборной техники, экспрессных анализаторов-хроматографов в судовых лабораториях расширило и углубило информацию о газах гидросферы и осадков дна Мирового океана. Начат планомерный сбор данных о газах-индикаторах конкретных геолого-геохимических условий недр, а также "диагностических" газах, отвечающих определенному строению земной коры.

Полученные данные позволяют составить представление о составе, содержании и распределении широкого спектра газов в окраинных морях шельфового и котловинного типа, на континентальном склоне, подводном плато, океаническом ложе и в рифтовых зонах. Существенное различие между указанными газозо-геохимическими характеристиками воды и грунта позволяют установить закономерности распределения изучаемых газов в различных областях Мирового океана. Сделаны попытки наряду с определением химического состава газов, устанавливать

генетическую связь с процессами, происходящими в недрах под дном океанов. Хорошее совпадение ареалов повышенных содержания углеводородных газов в воде и грунтах с оптимальными зонами нефтегазообразования в осадочно-породных бассейнах установлено в ряде акваторий. Это позволяет оценивать перспективы нефтегазоносности морей и океанов.

УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ГАЗЫ В ВОДАХ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

Ф.Г.Дадашев, Р.А.Гусейнов,
Ю.С.Зыков, Ч.С.Мурадов (СССР)

Газовый состав гидросферы формируется в результате поступления атмосферных компонентов, дегазации земной коры, метаморфизма органического вещества донных осадков, а также жизнедеятельности подводного растительного и животного мира. Особенности поступления природных газов из литосферы в гидросферу обуславливаются гидростатическим давлением толщи воды и объемом выделяющегося газа. Это позволяет рассматривать воду морей и океанов как своеобразное хранилище газа.

В водах над различными по геологическому строению районами морей и океанов накапливаются компоненты, характерные для данного геологического объекта, что дает возможность использовать гидрогазовую съемку для поиска морских месторождений полезных ископаемых и геологического картирования.

Региональные и детальные исследования на Каспийском море позволили установить закономерные изменения концентраций углеводородных газов в водах в зависимости от глубины и по площади акваторий. С глубиной содержание углеводородных газов уменьшается от $6,2 \cdot 10^{-3}$ до следов. По площади увеличение концентраций происходит в направлении Апшеронского порога от $0,14 \cdot 10^{-4}$ до $1,3 \cdot 10^{-2}$ см³/л, а максимальные количества зафиксированы в водах над газоконденсатным месторождением до $0,69$ см³/л.

Аналогичные работы на Черном море показали сравнительно

повышенные концентрации углеводородных компонентов в водах, и увеличение их содержаний с глубиной от $1,4 \cdot 10^{-3}$ до $1,7 \cdot 10^{-1}$ см³/л.

Полученные данные используются для разработки и усовершенствования водно-газовой съемки в комплексе поисков морских месторождений полезных ископаемых.

О ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАСТВОРЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ ДЛЯ ГЕНЕТИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОКЕАНСКИХ ВОД

К.К.Зеленов, Д.В.Черткова,
А.П.Чередниченко (СССР)

Детальные количественные и качественные определения газовой составляющей океанических вод раскрывают новые возможности для более подробной генетической характеристики водных толщ. Подразумевается, что растворенные газы представляют три основных источника: атмосферу, литосферу и биосферу. Углеводородные газы содержатся в каждой генетической группе, причем наиболее разнообразны и обильны в биосфере. Используя метод газовой хроматографии для определения углеводородных и других газов, растворенных в морской воде, и рассматривая соотношения между ними, сделана попытка расшифровать генетическую принадлежность групп газов (атмосферных, литосферных и биохимических) и количественно оценить участие той или иной группы в общем случае их смешения. Это позволяет выяснить генетические соотношения других растворенных компонентов, главным образом биогенных, и может оказаться полезным для решения проблем гидродинамики глубинных вод океана, где перемещение водных масс определяется исключительно по косвенным признакам. Кроме того, эти данные могут быть использованы при геохимической съемке газонефтеносных структур морского дна, а также как контроль за деятельностью биологического самоочищения и для возможно ранней констатации угрозы необратимого процесса загрязнения водоемов.

ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ПОДЗЕМНЫХ ВОДАХ

В.М.Швец (СССР)

1. Органическая гидрогеохимия, интенсивно развивающаяся в последние годы, изучает количественное содержание, качественный состав, закономерности распределения, природные условия, процессы и факторы формирования органических веществ, содержащихся в подземных водах. Эти знания необходимы для решения таких проблем, как образование нефти, формирование нефтегазовых залежей, поиски нефтяных и газовых месторождений, формирование некоторых типов минеральных и промышленных вод, формирование химического состава подземных вод, их охрана от загрязнения и т.д.

2. В настоящее время в основном изучены закономерности распределения органических веществ в подземных водах территории СССР, особенно нефтегазоносных областей (исследования ВСЕГИНГЕО, ИГ и РГМ, ВНИГНИ, Нижневолжского НИИГТ и др.). В подземных водах содержатся разнообразные органические вещества в количестве от единиц до тысяч миллиграммов в 1 л (среднее содержание $C_{орг}$ - общее около 50 мг/л). Среди них количественно определены углеводороды (терпены, бензол, толуол и др.), органические кислоты (нафтеновые, гуминовые, жирные), фенолы, углеводы, амины, аминокислоты, эфиры, спирты и др. Наибольшим количеством и разнообразием органических веществ отличаются воды нефтегазовых месторождений.

3. Содержание и состав водорастворенных органических веществ зависят от физико-географических условий, глубины залегания и подвижности подземных вод, их температуры, минерализации и общего химического состава, кислотно-щелочных условий и окислительно-восстановительной среды. Особое значение имеет обогащенность водовмещающих пород рассеянным органическим веществом и наличие нефтегазовых и конденсатных залежей.

4. Органическое вещество в подземных водах подвергается постоянным превращениям под влиянием разнообразных биохимиче-

ских, химических, физико-химических и физических процессов. Проблема формирования органической составляющей подземных вод является одной из важнейших задач органической гидрогеохимии.

ВОДОРАСТВОРИМЫЕ ОРГАНИЧЕСКИЕ ВЕЩЕСТВА СОВРЕМЕННЫХ И ДРЕВНИХ ОСАДКОВ

Е.А.Барс, С.С.Коган,
Л.И.Селезнева, З.М.Скульская
(СССР)

1. Фоновые концентрации и состав органических компонентов подземных вод зависят от количества и состава рассеянного органического вещества (РОВ), содержащегося в осадочных породах. Исследование характера связей, существующих между "водным битумоидом", эпигенетичным и сингенетичным битумоидом пород, органическим углеродом РОВ и углеродом органических веществ подземных вод позволило предложить критерии для выделения нефтепроизводивших и потенциально нефтепроизводящих свит, а также комплексов отложений с вторичными битумо- и нефтепроявлениями.

2. Изучение поровых вод показало значительную их обогащенность органическими веществами, в том числе углеводородами, по сравнению с пластовыми водами.

3. Проведены исследования водорастворимых органических веществ (ВРОВ) современных илов и иловых растворов Каспийского моря, глины юры и неокома Западной Сибири с целью выяснения условий их накопления и преобразования в осадочных отложениях на разных этапах литогенеза.

4. Запасы ВРОВ в породах достаточно велики и создаются еще на стадии раннего диагенеза. При уплотнении современных илов при давлении 200 кг/см^3 и температуре 25°C в раствор переходит не более 5-10% всех ВРОВ, в то время как, например хлористые соли переходят в отжимаемый раствор легко и почти

нацело (60–95%). Запасы ВРОВ составляют в среднем 1,2 кг на 1 м³ уплотненного ила. Из них до 10% падает на вещества, извлекаемые хлороформом. Средняя величина остаточных запасов ВРОВ в глинах юры Западной Сибири составила 1,3 кг/м³, причем доля битумной фракции достигла уже 50%. Содержание и состав ВРОВ пород меняется в зависимости от общего содержания РОВ в породе и от их состояния (степени уплотнения) в поровом объеме. Количество извлекаемых из уплотненных илов и глинистых пород ВРОВ, особенно битумной фракции, повышается с ростом температуры и давления. Можно предполагать, что при оживлении циркуляции высоко нагретых вод в эпохи тектогенеза, извлечение из пород ВРОВ, в том числе битумных, могло происходить в больших масштабах.

ГЕНЕТИЧЕСКИЕ СВЯЗИ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД С ОРГАНИЧЕСКИМ ВЕЩЕСТВОМ ЛИТОФИЦИРОВАННЫХ ОСАДКОВ РАЗЛИЧНЫХ СТАДИЙ КАТАГЕНЕЗА

А.С.Зингер, А.К.Жутовт
(СССР)

1. Растворенное в глубоких подземных водах органическое вещество представляет собой наиболее мобильную часть органического вещества литосферы и может рассматриваться в качестве связующего звена между углеводородами в залежах и исходным для них веществом, диспергированным в литофицированных осадках. Это обуславливает актуальность изучения растворенного органического вещества в связи с региональным аспектом процессов нефтегазообразования и, прежде всего, определением типов исходного рассеянного органического вещества (РОВ) и степени его преобразованности.

2. Среди всех компонентов растворенного органического вещества наиболее информативными оказались гетерогенные кислородсодержащие соединения – сложные летучие эфиры, низшие органические кислоты, фенолы, спирты, альдегиды и кетоны.

3. Две полярные группы исходного РОВ (гумусовое и сапропелевое), характеризующиеся принципиально различным сочетанием кислородных соединений, определяют и формирование двух парагенетических типов растворенного органического вещества. Последнее в породах с исходным РОВ гумусового типа отличается исключительным постоянством состава низших жирных кислот, среди которых доминируют (90-97%) уксусная и муравьиная. В породах же с преобладанием в исходном РОВ сапропелевого материала растворенное органическое вещество более разнообразно по компонентному составу жирных кислот, а также отличается повышенным (2-7,5%) содержанием летучих фенолов.

4. Установлены индикаторные соотношения компонентов растворенного органического вещества для определения степени "метаморфизма" исходного РОВ. Показательным является эфирно-кислотный коэффициент, значения которого существенно меняются в зависимости от степени метаморфизации РОВ.

5. Впервые установленные парагенетические соотношения в распределении гетерогенных компонентов органического вещества в единой природной системе "вода \rightleftharpoons литофицированные осадки", свидетельствуют об их унаследованном характере и могут быть использованы в качестве важного элемента теоретических основ анализа региональных процессов нефтегазообразования по результатам исследования органической составляющей подземной гидросферы.

ФОРМИРОВАНИЕ ОРГАНИЧЕСКОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ОСАДОЧНЫХ ТЩЩ ДРЕВНИХ И МОЛОДЫХ ПЛАТФОРМ

Г.П.Якобсон, Д.Ш.Новосельцева,
И.П.Мясникова (СССР)

I. На основе исследований распределения органических веществ в различных природных объектах: атмосферных осадках, водах рек, озер и морей, грунтовых водах и водах водонапор-

ных бассейнов с отличающимися термодинамическими и геохимическими условиями оценивается роль возможных источников и отдельных факторов в формировании органической составляющей подземных вод.

2. Сравнительный анализ результатов региональных гидро-геохимических исследований осадочных толщ древних и молодых платформ и экспериментальных работ по изучению органических веществ в отжимах из илов и пород (полученных при различных термодинамических условиях) свидетельствует о том, что основная масса растворенного органического вещества подземных вод генетически связана с рассеянным органическим веществом вмещающих отложений на всех этапах их развития.

3. Региональные закономерности формирования состава воднорастворенных органических веществ во многом обусловлены особенностями развития водонапорных систем и нефтегазоносных бассейнов осадочных толщ платформ.

4. Влияние концентрации и типа рассеянного органического вещества пород, температуры, глубины погружения и гидрогеологической закрытости отложений и других факторов вызывает зональность в распределении растворенных органических веществ по площади и разрезу водонапорных систем и бассейнов, рассматриваемую на примерах Русской, Эпигерцинской, Скифской и др. платформ.

5. Совокупное воздействие перечисленных факторов в процессе длительной геологической истории определяет особенности содержания и состава растворенных органических веществ подземных вод древних и молодых платформ.

ГЕОХИМИЯ ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ КОМПОНЕНТОВ БИТУМОИДОВ В ПОДЗЕМНЫХ ВОДАХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

А.Э.Конторович, В.П.Данилова,
А.С.Фомичев (СССР)

I. Изучено распределение и состав битумоидов, растворен-

ных в подземных водах (аквабитумоидов АБ) нефтегазоносных отложений юры и мела Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Методика анализа предусматривала выделение АБ последовательно хлороформом и изобутиловым спиртом. Полученные экстракты затем подвергались детальному изучению с применением широкого комплекса современных химических, физических и физико-химических методов.

2. Битумоиды подземных вод содержат в своем составе весь спектр компонентов, характерный для нефтей и битумоидов РОВ. Наряду с насыщенными углеводородами нормального и изоостроения в них присутствуют арены различной степени конденсированности, а также значительное количество смол и асфальтенов.

3. Хлороформенные экстракты АБ четко делятся на две совокупности, различающиеся количественно и качественно. Аквабитумоиды первой совокупности характеризуют региональный фон, обусловленный эмиграцией битумоидов из нефтематеринских пород, а второй – ореолы рассеяния нефтей из залежей.

4. Намечается определенная зависимость между содержанием и составом АБ первой совокупности и особенностями распределения и катагенетической превращенностью ОВ в материнских толщах.

5. Повсеместно распространение и достаточно высокие концентрации АБ первой совокупности в подземных водах являются доказательством реальности первичной миграции. В этом процессе участвуют не только УВ, но и асфальто-смолистые соединения. Тем самым подтверждается, что смолы и асфальтены в нефтях главной зоны нефтеобразования унаследованы от битумоидов ОВ нефтепроизводящих толщ.

6. Сведения о распределении и составе АБ второй совокупности могут быть использованы в качестве еще одного гидрохимического показателя нефтегазоносности. Особенно велика их роль при поисках неантиклинальных залежей нефти и газа.

7. Широкое сравнительное изучение битумоидов пород, АБ и нефтей позволит решить многие неясные вопросы теории образования нефти, провести баланс генерации, рассеяния и аккумуляции битумоидов на разных этапах истории НГБ, повысить

надежность геохимических методов количественной оценки перспектив нефтегазоносности.

ОРГАНИЧЕСКИЕ ВЕЩЕСТВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД — ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ИСТОЧНИК НЕФТИ И ГАЗА

В.А.Кудряков (СССР)

1. В подземных водах содержатся органические вещества (ОВ), унаследованные от седиментационного бассейна, поступившие с инфильтрационными потоками и перешедшие в воды из горных пород и залежей нефти и газа. Это органические кислоты, гетероциклические соединения, битумоиды и другие компоненты, входящие также в состав ОВ пород.

2. Аналогия геохимических и термобарических условий нахождения ОВ в породах и подземных водах позволяет предполагать аналогию процессов преобразования этих ОВ в углеводороды (УВ): гидрогенизация, декарбоксилирование, дезаминирование и т.д. Экспериментально установлено, что при гидрогенизации состав ОВ вод изменяется по битумному направлению: содержание восстановленных аквабитумоидов увеличивается, а окисленных уменьшается на 30%.

3. На основе расчетов по генерации флюидов при метаморфизме ОВ и по фазовым равновесиям компонентов этих флюидов в водной среде для типовых условий различных этапов литогенеза и элизионного водообмена установлено, что при содержании ОВ менее 1,5–2,0% вес. до этапа газовых углей и 0,5–1% вес. на последующих этапах генерируемые флюиды могут эмигрировать из нефтегазопроизводящих пород только в воднорастворенном состоянии. В этих условиях формирование залежей нефти и газа происходит только за счет фазового обособления УВ из подземных вод, а масса эмигрировавших УВ достигает 15–18% от массы ОВ.

4. Данные по содержанию и составу ОВ подземных вод могут быть использованы для уточнения масштабов нефтегазона-

копления, типа УВ в залежах и оценки продуктивности ловушек.

РАСТВОРЯЮЩАЯ СПОСОБНОСТЬ ВОДЫ ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛЬНЫХ СИСТЕМ И ЕЕ РОЛЬ В ГЕОХИМИИ НЕФТИ И ГАЗА

В.Ф.Симоненко (СССР)

1. Экспериментальными и теоретическими исследованиями установлено, что вода, находившаяся ранее в фиксированном состоянии на активных центрах минеральной системы, в условиях температур и давлений, свойственных осадочной толще пород, приобретает способность к миграции и обладает высокой растворяющей способностью.

2. Проведенные опыты с образцами придонного ила Черного моря и эоцена Туркмении позволяют косвенным путем оценивать способность отжимаемой связанной воды растворять органическое вещество. Общей закономерностью является повышение концентрации ОВ в каждой последующей фракции раствора, отжатой при более высокой температуре и давлении.

3. Вода, которая в процессе фильтрации по капиллярной системе уплотненных глинистых пород все еще испытывает влияние поля поверхностных сил, приобретает свойства, отличающиеся от свойств связанной воды и, в то же время, от воды, не претерпевающей связи. В этих условиях вода снижает свои полярные свойства, а ее способность растворять неполярные углеводороды увеличивается на несколько порядков.

4. Глинистые минеральные системы являются генераторами подземных вод на разных стадиях геологической истории. Высвобождаемые ими воды обладают высокой способностью растворять рассеянные углеводороды и реально могут расцениваться как транспортирующий агент при эвакуации нефти и газа из пелитовых пород в коллектор.

ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР
ПО ОРГАНИЧЕСКОМУ ВЕЩЕСТВУ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

А.С.Зингер (СССР)

1. Существенный прогресс развития поисковых методов нефтяной геологии невозможен без повышения эффективности заключительного этапа поисково-разведочных работ, связанного с оценкой продуктивности локальных структур, особенно для регионов, характеризующихся сложным геологическим строением.

2. Реальные возможности в этом направлении открывает использование комплекса показателей нефтегазонасности по органическому веществу подземных вод, установленному на основе анализа эффектов непосредственного влияния нефтегазовых скоплений на фоновую характеристику вод, и масштабов ореольного и других видов рассеяния залежей.

3. Наряду с ароматическими углеводородами, азотсодержащими и фосфорсодержащими соединениями, впервые рекомендованными нами в качестве локальных критериев нефтегазонасности, предлагается новый комплекс показателей по сераорганическим и кислородсодержащим соединениям воднорастворенного органического вещества, а также общей характеристике его инфракрасных спектров поглощения. Большинство из компонентов-показателей (низшие спирты; карбонильные соединения; органическая сера; уксусная, пропионовая, муравьиная, масляная кислоты; сложные эфиры; углеводы) обладают высокой растворимостью, повышающей их миграционный потенциал. Углеводы являются специфическим показателем продуктивности рифогенных структур и фаций.

4. Фактическим распределением концентраций и термодинамическими расчетами обоснованы масштабы пластовой и вертикальной эмиграции компонентов - показателей из залежей углеводородов в подземные воды.

5. Практические аспекты применения показателей иллюстрируются результатами их использования при открытии ряда газонефтяных месторождений на юго-востоке Русской платформы.

РОЛЬ ОРГАНИЧЕСКИХ КОМПОНЕНТОВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ПРИ ПРОГНОЗНОЙ
ОЦЕНКЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР
(НА ПРИМЕРЕ СЕВЕРНОЙ БОЛГАРИИ)

Л.Ив.Монахова (Болгария)

Гидрогеохимические условия на территории Северной Болгарии изучались в осадочной толще отложений от неогена до палеозоя включительно. Для каждого комплекса установлен характерный региональный гидрогеохимический фон и выявлены аномалийные зоны. На основании проведенных исследований (ионный состав и микрокомпоненты вод, растворенное органическое вещество, состав растворенного газа) выполнена прогнозная оценка перспектив нефтегазоносности недр.

Комплексный анализ и обработка гидрогеохимических материалов позволили сделать следующие выводы.

1. Неорганические компоненты не могут служить показателями для оценки наличия или отсутствия в недрах залежей нефти и газа. В тех случаях, когда присутствие залежей является весьма вероятным, по неорганическому составу вод нельзя дать ответ на вопрос о количестве и типе скоплений углеводородов.

2. Указанные вопросы могут быть решены определенно путем изучения органических веществ, растворенных в подземных водах.

3. Если в растворенном газе обнаружено значительное количество углеводородов, то они имеются в свободном газе в количестве не меньше, чем в подземных водах.

4. Повышенные (более 20-22%) концентрации тяжелых углеводородов в составе воднорастворенных газов являются показателями наличия в недрах нефтяных скоплений.

5. Высокие содержания в подземных водах битумоидов отражают вероятное наличие в пласте залежей углеводородов.

6. По составу и степени восстановленности битумоидов, растворенных в подземных водах, можно судить о типе ожидаемых скоплений.

7. Если состав растворенных газов не увязывается с составом битумоидов в подземных водах, то следует предполагать

наличие миграционных процессов. Состав сингенетических флюидов определяется генетическим типом органического вещества подземных вод.

Таким образом, если неорганические компоненты подземных вод выступают как показатели степени закрытости недр и условий сохранения возможных скоплений углеводородов, то органические вещества вод являются прямыми показателями наличия залежей углеводородов и их типа. Увязывая эти данные с материалами по органической геохимии пород, можно получить интересную информацию о нефтегазоносности недр изучаемых районов.

БИОГЕННОЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ НЕФТЯНОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ОСАДОЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Е.П.Розанова (СССР)

1. Обнаружена зависимость распределения $C_{орг}$ и $N_{орг}$ растворенного органического вещества и отдельных его групп в искусственно заводняемых нефтяных пластах от степени проникновения закачиваемой воды.

2. Аналитически установлено возрастание содержания $C_{орг}$ - общее на участках заводняемых нефтяных пластов, испытывающих влияние заводнения, расположенных на некотором удалении от зон нагнетания.

3. Сопоставление количественного содержания $C_{орг}$ и $N_{орг}$ органического вещества отдельных групп - битумного, нафтеновых кислот, летучих и нелетучих компонентов и других в воде из заводняемого пласта показывает на связь возрастания $C_{орг}$ - общее с увеличением $C_{орг}$ летучих окисленных компонентов.

4. Полученные данные предоставляют доказательства вторичного происхождения растворенного окисленного органического вещества в нефтяных пластах в результате окисления углеводородов нефти.

5. Микробиологические анализы позволяют увязать проис-

хождение окисленного органического вещества с биохимическими процессами окисления углеводов нефти аэробными бактериями, использующими растворенный молекулярный кислород закачиваемых вод в призабойных зонах нагнетательных скважин.

6. Участки заводняемых пластов с максимальным содержанием $C_{орг}$ небитумного растворенного органического вещества характеризуются наиболее высокой концентрацией сульфатвосстанавливающих бактерий и H_2S микробиологического происхождения.

7. Лабораторные эксперименты показали, что скорость биогенной сульфатредукции в нефтяных пластах должна быть пропорциональна скорости образования растворенного окисленного органического вещества. Показателем наличия этого вещества в пласте является прирост H_2S в изолированных пробах пластовых вод.

ВЛИЯНИЕ ОРГАНИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ НА МИГРАЦИЮ ХИМИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ В ПОДЗЕМНЫХ ВОДАХ И ЕГО ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ

В.К.Кирюхин, С.Р.Крайнов,
В.М.Пантелеев, В.М.Швец (СССР)

1. Разнообразие водорастворенных органических веществ и их способность образовывать координационные связи с ионами являются предпосылкой для миграции элементов в форме различных органических комплексов.

2. В качестве природных комплексообразователей выступают как простые органические молекулы (карбоновые кислоты, аминокислоты, фенолы, сахара и др.), так и высокомолекулярные полифункциональные вещества, входящие в состав гуминовых кислот и фульвокислот. Среди органических лигандов, растворенных в подземных водах, особая геохимическая роль принадлежит фульвокислотам, с которыми ионы многих элементов образуют устойчивые химические связи.

3. В последнее время установлено, что образование орга-

нических миграционных форм является общим геохимическим феноменом, охватывающим подавляющую часть элементов периодической системы. В этом отношении не является исключением даже наиболее электроотрицательный элемент — фтор, основным состоянием которого в подземных водах являются комплексные соединения с фультвокислотами.

4. Образование устойчивых органических миграционных форм должно вносить определенные коррективы в общепринятые и аксиоматические положения геохимии многих элементов, основанные на представлении о неорганической природе их миграции.

В геохимическом отношении это означает, во-первых, отклонение геохимического поведения элементов в водах от интерпретаций и прогнозов, сделанных на основе диаграмм $Eh - pH$ и термодинамики неорганических равновесий. Вследствие этого наблюдается более широкий диапазон кислотно-щелочных и окислительно-восстановительных условий миграции большинства элементов. Во-вторых, имеется вероятность неподчинения природных процессов осаждения и соосаждения тем схемам, которые перенесены в геохимию из химии модельных неорганических процессов.

5. Миграционные системы "химический элемент — органическое вещество" функционируют с докембрия. Поэтому рассмотрение вопросов генетической минералогии и формирования гипергенных месторождений только на основе термодинамики неорганических соединений не всегда является корректным. Отсюда возникает необходимость дальнейшего интенсивного изучения связи элементов с органическими веществами подземных вод и скорейшего создания термодинамики геохимических процессов, происходящих с участием органических веществ.

ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО И ВОДНЫЕ РАСТВОРЫ ОСАДОЧНОЙ ОБОЛОЧКИ ЗЕМЛИ В ГИДРОТЕРМАЛЬНОМ ПРОЦЕССЕ

А.И.Германов (СССР)

1. Для формирования реально наблюдаемых гидротермальных образований, возникающих только в верхней 5-10-километровой геосфере, достаточно (при наличии соответствующих геотектонических и геотермических условий) участия мобильных компонентов осадочной оболочки Земли: а) водных растворов - важнейшего динамического фактора гидротермального процесса и б) органического вещества - одного из наиболее активных геохимических компонентов геосистемы "водный раствор \rightleftharpoons минеральные и органические вещества твердой фазы пород". Причем наблюдаемые в природе изменения указанных компонентов осадочной оболочки отчетливо коррелируются со стадийностью и вертикальной зональностью гидротермальных образований.

2. Наиболее интенсивные гидротермальные преобразования в указанных геосистемах совершаются (при равных геотектонических и геотермических условиях) на участках: а) разрушающихся месторождений нефти и газа, б) ранее существовавших залежей их, в) обильной миграции органического вещества.

3. Биосфера посредством осадочной оболочки активно участвует в формировании не только нефтяных и газовых залежей, экзотических рудных концентраций, но и гидротермальных месторождений.

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ПРИРОДА ПРОЦЕССОВ НАКОПЛЕНИЯ И РАССЕЯНИЯ РУДНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ СТРУКТУРАХ

Г.А.Голева (СССР)

1. Наиболее обогащены рудными элементами и воднорастворимыми органическими веществами углеводородные рассолы хлоридно-кальциевого типа и углисто-карбонатно-глинистые толщи

пород на контакте с кристаллическим фундаментом.

2. Содержание металлов (меди, цинка, свинца, ртути, серебра, кадмия, марганца, железа, лития, рубидия, цезия, стронция, бария и др.) в нефтяных рассолах положительно коррелирует со степенью метаморфизации их солевого состава и концентрацией органических соединений (органические кислоты, соединения аммония и др.). Последние катализируют процессы экстракции рудных элементов из водовмещающих пород и участвуют в образовании устойчивых в широком диапазоне температур металлоорганических комплексов.

3. Экстремальные содержания рудных элементов и органических веществ в равновесной системе вода-порода тяготеют к зонам долгоживущих разломов, пересекающих структуры с большой мощностью (более 3-4 км) слабопроницаемых глинисто-солевых отложений и высокой плотностью тепловых потоков.

4. Накопление рудных элементов вначале протекает в морских заливах и лагунах, а затем продолжается в подземных водах и тонкодисперсных глинистых осадках при компенсационном прогибании бассейнов седиментации, сопровождавшемся магматическими и гидротермальными процессами.

5. Наблюдается сходство палеогидрогеологических и термобарических условий накопления и сохранения металлоносных рассолов и углеводородных флюидов от разрушения.

6. Установлена единая направленность эволюции воднорастворенных и сорбционно-солевых форм осаждения рудных и породообразующих элементов, определяющая минералого-геохимическую зональность нефтегазоносных структур.

7. Разработана методика прогнозирования потенциальной рудоносности и нефтегазоносности глубокопогребенных структур на основании анализа поисковой гидрогеохимической ассоциации рудных элементов в приповерхностных очагах разгрузки углеводородных металлоносных рассолов.

РОЛЬ РАСТВОРЕННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ФОРМИРОВАНИИ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД

В.М.Швец, В.К.Кирихин
(СССР)

1. Воднорастворенное органическое вещество (ВРОВ) является активным участником многих процессов на всех этапах формирования подземных водных растворов. Поэтому в создании теории формирования химического состава подземных вод необходим учет влияния ВРОВ на геохимическую историю элементов в подземных водах. Имеющиеся теоретические предпосылки, а также экспериментальные данные и полевые исследования позволяют четко определить процессы и явления, в которых выявлено это влияние.

2. Одним из факторов, обеспечивающих развитие микроорганизмов, населяющих подземную гидросферу, является присутствие в водах органических веществ. Даже автотрофные бактерии могут развиваться только в присутствии солей карбоновых кислот. Поэтому ВРОВ является материальной основой геологической деятельности микрофлоры, роль которой в процессах формирования химического состава подземных вод (начиная от иловой стадии и до глубин жизнедеятельности организмов) хорошо известна.

3. Многие химические элементы вступают в химическое взаимодействие с органическими веществами, образуя прочные комплексные или элементоорганические соединения. Этот процесс играет существенную роль в переводе элементов из породы в водный раствор, в изменении миграционной способности элементов. Все это в конечном итоге проявляется в формировании химического состава подземных вод. Органическими лигандами в подземных водных растворах являются различные продукты метаболизма и распада основных структурных белков живой органической материи: аминокислоты, белки, углеводы, разнообразные органические кислоты, фенолы, амины, а также продукты дальнейшей трансформации органического вещества—гуминовые кислоты и фульвокислоты.

4. В глубоких водоносных горизонтах, в условиях высоких

температур большое значение приобретают процессы химического окисления ВРОВ элементами вод и пород. В этих процессах в качестве окислителей могут участвовать элементы с переменной валентностью (Mn , Cr , Cu , Fe и др.). Обнаружение сероводорода в водах глубоких горизонтов, а также экспериментальные данные, позволяют полагать, что возможна сульфатредукция с помощью ВРОВ, без участия микроорганизмов при высоких Т (более 100°C).

5. Подземный раствор является многокомпонентной сложной системой, в которой разные ионы и растворенные молекулы по-разному действуют на трансляционное движение молекул воды, на ее структурное состояние, что в конечном итоге определяет физические свойства воды как растворителя и подвижность обменных ионов. Органические компоненты также по-разному действуют на структуру воды. Это зависит от размеров молекулы, ее полярности, строения, наличия в ее структуре функциональных групп. Так, например, присутствие в воде органических веществ, разрушающих структуру воды, усиливает сольватацию катионов, что интенсифицирует процесс выщелачивания.

ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО В МИНЕРАЛЬНЫХ ВОДАХ ГРУЗИИ

Л.В.Бокучава, Г.Г.Джинчарадзе,
Б.А.Скопинцев (СССР)

1. В поисках объяснения целебного действия подземных минеральных вод, наряду с ионно-солевым составом, естественно было обратить внимание на содержащиеся в них органические вещества. Это придает исследованию органических веществ подземных вод, помимо геохимического и гидрогеологического аспектов, определенный бальнеологический смысл.

2. Органическое вещество, содержащееся в минеральных водах Грузии, изучалось путем установления общего содержания органического вещества с помощью таких показателей, как $C_{орг}$, $N_{орг}$, $P_{орг}$, разных видов окисляемой, а также непосредствен-

ным определением содержания групп веществ и индивидуальных органических соединений, таких как летучие жирные кислоты, нафтеновые и гуминовые кислоты, фенолы, ароматические углеводороды, битумы и т.д. При этом использовались спектрофотометрический, потенциометрический, газохроматографический, тонкослойно-хроматографический и др. методы анализа.

3. Качественная характеристика водорастворимых органических веществ проводилась капиллярно-люминесцентным методом анализа. Полученные данные позволили дать общую характеристику содержания органических веществ минеральных вод Грузии, выявить своеобразие качественного и количественного состава органических веществ в водах и различных гидрохимических типов, а также, в некоторых случаях, и региональную однородность показателей органического вещества.

4. Исследован ряд минеральных вод и среди них популярная вода "Саирме" и описанная еще в XVI веке вода "Дманиси". Для них получены настолько интересные по содержанию и составу органических веществ данные, что намечается выделение этих веществ из вод и проведение с ними биологических экспериментов.

РОЛЬ МИКРООРГАНИЗМОВ ПОРОВЫХ РАСТВОРОВ В ФОРМИРОВАНИИ ОРГАНИЧЕСКОГО И МИКРОКОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД

П.А.Удодов, Е.С.Коробейникова,
Н.А.Трифорова, А.Д.Назаров,
Н.М.Рассказов, Р.С.Солодовни-
кова, Э.С.Рычкова (СССР)

1. В формировании состава органического вещества подземных вод существенную роль играют поровые растворы горных пород и их микрофлора.

2. Как показали исследования поровых растворов разнофазных отложений Томской области (до глубины 400 м), уже на ранней, буроугольной, стадии катагенеза как морских, так

и континентальных отложений происходит обогащение их растворенным органическим веществом ($C_{\text{орг}}$ от 9 до 105 мг/л). В его составе обнаружены гумусовые (40-71%) и нефтяные компоненты (до 30-60%).

3. Многие микрокомпоненты, находящиеся в поровом растворе, связаны в органоминеральные комплексы, являющиеся устойчивыми и подвижными в широком интервале pH (даже в сильноокислой среде).

4. Изучение микрофлоры поровых растворов показало ее высокую активность в преобразовании осадочных пород, в том числе рассеянного органического вещества. В зоне окисления пиритизированных, обогащенных органическим веществом пород обнаружен своеобразный тип порового раствора (сульфатно-железистый), формирование которого связано с геологической деятельностью микроорганизмов группы тионовых бактерий, находящихся в этих растворах.

5. Распределение гетеротрофной микрофлоры, выделенной из поровых растворов, полученных методом отпрессовывания при разных давлениях, в разных типах растворов дифференцировано.

6. Опыты по выщелачиванию сульфидных руд тионовыми бактериями, выделенными из поровых растворов, показали, что микроорганизмы ускоряют процесс выщелачивания микроэлементов из пород в 5-20 раз и более.

ПРИРОДА ВОДОРАСТВОРЕННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И ЕГО РОЛЬ В ФОРМИРОВАНИИ ГИДРОХИМИЧЕСКОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА

Б.П.Ставицкий, Н.М.Горбунцова,
Р.Г.Прокопьева, И.Н.Ушатинский
(СССР)

1. Своеобразная гидрохимическая зональность Западно-Сибирского бассейна (широкое развитие по площади и разрезу)"ще-

лочных" вод пониженной минерализации) при более детальном ее изучении позволила количественно оценить интенсивность процессов накопления водорастворенного органического вещества (класса органических кислот) и установить роль последних в формировании различных типов вод по их общему солевому и микрокомпонентному составу.

2. Экспериментально (на искусственных растворах) и в результате анализа природных вод установлено, что аналитически определяемое содержание в водах гидрокарбонат-иона на 20-60% обусловлено органическими кислотами.

3. Всестороннее рассмотрение указанного факта позволило: а) установить основные источники некоторых классов водорастворенного органического вещества (битуминозные аргиллиты баженовской свиты) и выделить их в группу информативных региональных нефтепоисковых показателей; б) проследить историю развития гидрохимической обстановки в бассейне, увязав ее с характером вторичного минералообразования; в) объяснить сочетание некоторых особенностей состава нефтей различных районов бассейна с содержанием кислых компонентов в водорастворенном органическом веществе; г) определить некоторые черты динамики флюидов и пути их миграции, главным образом, по вертикали.

4. На основе выявленных закономерностей рассмотрено распределение по разрезу и площади большого спектра водорастворенного органического вещества и его геохимическая и нефтепоисковая значимость. Проведено районирование бассейна по факторам формирования повышенных концентраций водорастворенного органического вещества различных классов.

ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И ХАРАКТЕР РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ПОДЗЕМНЫХ ВОДАХ ТАДЖИКСКОЙ ДЕПРЕССИИ

Т.А.Сафранов, М.И.Суббота,
А.В.Готгильф, В.Н.Афанасьева,
З.К.Иванова (СССР)

1. Органическая геохимия подземных вод (органическая гидрогеохимия) изучает закономерности распределения и генезис органического вещества, содержащегося в свободных и связанных водах геологического разреза. Наибольший интерес эти исследования представляют для нефтегазопоисковых работ и используются при поисках других полезных ископаемых.

2. Вода, пропитывающая породу, обеспечивает более тесную физико-химическую связь между отдельными частицами осадка и между разными пластами. Растворяя определенную часть органического вещества (ОВ), вода при своей миграции может дать информацию о местонахождении пород, богатых или бедных ОВ. Подземные воды содействуют не только рассеиванию органических компонентов, но и их концентрированию и формированию залежей углеводородов (УВ).

3. В общем балансе ОВ в осадочных толщах Таджикской депрессии водорастворенное органическое вещество (ВРОВ) занимает существенную долю и соизмеримо с количеством ОВ в осадочных породах. В пластовых водах вследствие слабой растворимости большинства индивидуальных органических соединений ВРОВ содержится обычно в небольших концентрациях: суммарное его содержание может достигь 50-100 мг/л, среди которых углеводородных компонентов, как правило, во много раз меньше. Содержание ВРОВ не всегда находится в тесной связи с насыщенностью пород ОВ и сингенетичными УВ.

4. Четко выраженной зависимости между величинами минерализации пластовых вод и концентрацией ВРОВ не наблюдается.

5. В водах верхней гидродинамической зоны отмечены более низкие концентрации ВРОВ, нежели в глубоких водах. Так, например, для бензола обычные значения равны $n \cdot 10^{-2}$ мг/л, за

исключением вод с признаками глубинного подтока или дренирующих битуминозные породы.

6. Источником бензола и фенолов в пластовых водах являются как син- и эпибитумоиды, так и собственно нафтиды с той или иной долей ареновых УВ. В миграционных разностях ОВ содержание аренов гораздо выше, поэтому аномальные концентрации жидких УВ в подземных водах формируются в участках развития пород с преимущественно эпигенетичной битуминозностью и в зонах разрывных нарушений, секущих битуминозные толщи.

7. В качестве показателей нефтегазонасности применительно к условиям постплатформенной орогенной территории Таджикской депрессии из большого числа изученных параметров ВРОВ наиболее информативными являются: углерод летучих и нелетучих ОВ, бензол и фенолы в отгонах.

ОРГАНИЧЕСКИЕ ВЕЩЕСТВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ УКРАИНСКОЙ ССР

В.В.Колодий, О.Д.Штогрин,
Т.П.Сиван, С.В.Нечина (СССР)

1. Подземные воды нефтяных и газовых месторождений УССР являются, главным образом, седиментогенными. Формирование их химического состава протекало в условиях элизионного водообмена, в квазизастойной гидродинамической обстановке, что способствовало накоплению в подземных водах специфических органических веществ (ВРОВ): органических кислот, фенолов, углеводов и др.

2. Изучены подземные воды нефтегазонасных комплексов (вблизи залежей и на удалении от них), непродуктивных частей разреза, поровые растворы, а также специфические конденсационные и соллюционные воды нефтяных и газовых месторождений.

3. Установлены общие закономерности распределения ряда компонентов органического вещества этих вод в различных по геологическому строению и истории развития регионах (фенолы,

органические кислоты, азот), что объясняется преимущественным влиянием залежей углеводородов.

4. Имеются некоторые различия в фоновом содержании ВРОВ ($C_{орг}$, йодатная и перманганатная окисляемость). Накопление этих веществ в региональном плане, по-видимому, не связано с непосредственным влиянием залежей нефти или газа, а обусловлено взаимодействием в системе "рассеянное ОВ пород - ВРОВ". В пользу этого свидетельствует региональная обогащенность фенолами - летучими и нелетучими - поровых растворов из глинистых пород (0,5-5,6 и 0,5-13,5 мг/л соответственно). В приконтурных водах этих компонентов содержится 1,4-3,29 и 1,74-6,3 мг/л при фоновой концентрации менее 1 мг/л. Таким образом, поровые растворы обогащены фенолами по сравнению с пластовыми водами и могут являться источником фенолов в последних. Характерно, что в процессе отжатия поровых растворов содержание фенолов по фракциям, полученным при разных давлениях возрастало с ростом последних до 1000-1500 кг/см², а затем снижалось. Можно полагать, что с погружением пород на большие глубины фенольный фон значительно возрастет.

5. В конденсационных и солюционных водах нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений, несмотря на их малую минерализацию (часто менее 1 г/л) содержание ВРОВ достаточно заметно: до 6,7 мг/л $C_{орг}$, до 1,9 мг/л $N_{орг}$, более 10 мг/л летучих фенолов, что указывает на их тесную, по-видимому, генетическую связь с залежами углеводородов.

ОПЫТ ИЗУЧЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД В ТЕРРИГЕННЫХ ТОЛЩАХ (НА ПРИМЕРЕ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО ПРОГИБА)

Г.Д. Гинсбург, Г.А. Иванова
(СССР)

I. Исследовались подземные воды в зонах прото- и мезока-
тагенеза, на газовых и газоконденсатных месторождениях и не-

продуктивных площадях. Изучены: общее содержание органического углерода, органические кислоты, битумоиды (содержание и состав методами ИК- и УФ-спектроскопии), бензол и его гомологи.

2. В результате изучения минерального состава вод в вертикальном гидрохимическом разрезе выделена зона их опреснения, природа которого связывается с выделением возрожденных вод при катагенетическом преобразовании глинистых минералов. Данные расчетов свидетельствуют о выносе возрожденными водами в коллекторы всех исследованных органических компонентов и позволяют подойти к оценке баланса органического вещества в зоне мезокатагенеза.

3. Содержание органических кислот — преобладающей части органического вещества вод, надежно коррелируется с их общей и некарбонатной щелочностью, составляя в среднем соответственно 0,10 и 0,67 от этих величин. Эти данные в совокупности со сведениями о содержании компонентов, соли которых гидролизуются с образованием иона OH^- , свидетельствуют о реальности высоких концентраций органических кислот, что диктует необходимость их определения при общем анализе воды для правильного расчета баланса анионов и требует специального исследования самих кислот.

4. Установлена обратная корреляционная связь содержания в водах хлороформенного битумоида от "песчанности" вмещающих пород, что подтверждает поступление его в воды преимущественно из глин. В составе битумоидов существенная роль принадлежит кислородсодержащим структурам; по данным ИК-спектроскопии они близки бензолным смолам нефтей.

5. Обогащение вод органическими веществами вблизи залежей углеводородов статистически надежно установлено только для бензола и его гомологов. Однако ореолы их повышенных концентраций имеют незначительные размеры (по-видимому, десятки метров).

А.В.Кудельский (СССР)

Большая часть йода органо-минерального комплекса (ОМК) осадочных пород нефтегазоносных бассейнов (НГБ) связана с рассеянным в них органическим веществом (РОВ). Причем, из всего содержащегося в РОВ йода (до $0,6 \cdot 10^{-2}$ — $3,5 \cdot 10^{-2}\%$) около 93—95% заключено в нерастворимом остатке. Экспериментальными исследованиями (Кудельский, 1976) установлено, что выход йода из ОМК в температурном интервале 21 — 100°C не превышает (по средним значениям) четверти от суммарного содержания, при более высоких температурах процессы высвобождения элемента интенсифицируются, причем, выход при 200°C превышает выход йода при 21°C более, чем в 2 раза, при 300°C — почти в 3,5 раза, при 400°C — в 5 раз и при 600°C — в 6 раз.

Резким увеличением выхода йода из РОВ при температуре свыше 150 — 200°C объясняются закономерности распространения его в подземной гидросфере НГБ. Установлено (Кудельский, 1976), что подземные воды с содержанием йода свыше 15 мг/л связаны преимущественно с теми НГБ, в разрезе которых максимальные температуры поверхности консолидированных фундаментов превышают 125 — 150°C . В НГБ подобного типа значительная часть водорастворенного йода обязана своим происхождением жесткому термолizu РОВ как платформенных чехлов, так и параплатформенных образований (промежуточные палеозойские комплексы Западно-Сибирской плиты, Турано-Скифской платформы и др.), а также "газовому дыханию" осадочно-метаморфических формаций докембрия, характеризующихся высоким содержанием органического вещества (А.В.Сидоренко, Св.А.Сидоренко, 1971; Св.А.Сидоренко, 1971).

Установлено общее обогащение йодом подземных вод продуктивных горизонтов по сравнению с непродуктивными в НГБ областей докембрийской и палеозойской складчатости, что позволяет использовать здесь этот элемент в качестве прогностического при оценке перспектив нефтегазоносности. В НГБ альпийской

складчатости в связи с существованием устойчивых потоков рассеяния продуктов жесткого термоллиза РОВ (йод, углеводороды и др.) и отсутствием четких коррелятивов в системе пластовых вод применение йода как критерия нефтегазоносности затруднительно.

ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО - БИОЛОГИЧЕСКИ АКТИВНЫЙ КОМПОНЕНТ ЛЕЧЕБНЫХ МИНЕРАЛЬНЫХ ВОД

Т.Ю.Зеленина (СССР)

1. Среди различных типов минеральных вод особый интерес представляют слабоминерализованные, поскольку растворенному в них органическому веществу может принадлежать ведущая роль в их лечебном действии. К числу таких вод относятся: лечебная вода "Нафтуса" курорта Трускавец и Сходницкие воды в Украинской ССР, Ундорские в РСФСР и вода "Кала-Алты" в Азербайджанской ССР. Особенностью формирования этих вод является обогащенность водовмещающих пород органическим веществом.

2. Содержание валового $C_{орг}$ в исследованной группе слабоминерализованных вод лежит в пределах 10-30 мг/л. Органический углерод летучих соединений может составлять от 30 до 80% от $C_{орг}$ валового. Основная часть летучей фракции представлена карбоновыми кислотами. Характерными для вод являются также битуминозные вещества и фульвокислоты. Содержание фенолов, нафтеновых кислот, сложных эфиров в водах незначительно.

3. В формировании органического состава Трускавецких и Сходницких вод существенная роль принадлежит азотсодержащим соединениям.

4. При утверждении запасов вод новых месторождений впервые в кондиции на минеральные воды включены показатели органического состава: $C_{орг}$ валовый, $C_{орг}$ летучих соединений, битумы, спиртовые смолы, карбоновые кислоты, фульвокислоты.

5. Режимными наблюдениями выявлена сезонная динамика

растворенного в водах органического вещества.

6. Прослежены некоторые особенности преобразования органического вещества при хранении воды "Нафтуса". Определены возможные сроки хранения вод данного типа.

7. Проведены первые исследования по выявлению биологического действия отдельных компонентов органического состава лечебных слабоминерализованных вод. По результатам химических и клинико-экспериментальных (Одесский институт курортологии) исследований установлены пороги допустимых концентраций органического вещества в водах изучаемого типа (10-20 мгС/л). Из воды "Нафтуса" выделены фракции битуминозных и гумусовых веществ, водные растворы которых испытывались на животных. Показано, что в физиологическом действии воды этим компонентам принадлежит активная роль. Характер их биологического влияния зависит от их концентрации в воде.

О ПРИРОДЕ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА МИНЕРАЛЬНОЙ ВОДЫ "НАФТУСЯ" КУРОРТА ТРУСКАВЕЦ

Л.В.Трач (СССР)

1. Большинство исследователей связывают лечебную эффективность минеральной воды "Нафтуса" с содержанием растворенных в ней органических веществ.

2. Теоретически разработанный и примененный неструктивный метод адсорбционного выделения органического вещества из воды позволил получить значительные его количества.

3. Органическое вещество "Нафтуса" резко отличается по своим свойствам и составу от нефтей соседнего Бориславского месторождения. Изотопный состав водорода минеральной воды "Нафтуса" близок к изотопному составу водорода поверхностных вод. Это позволяет связывать генезис органического вещества "Нафтуса" с биохимическими процессами, протекающими при инфильтрации поверхностных вод.

4. Минеральная вода "Нафтуса" при прохождении через адсорбционную колонку с активированным углем, освобождаясь от части органического вещества, теряет свои лечебные свойства. Инфракрасная спектроскопия выделенного с адсорбционной колонки осадка органического вещества указывает на наличие функциональных групп: $-\text{CH}_3$, $-\text{CH}_2$, $-\text{C}=\overset{\text{O}}{\text{O}}$, $=\text{C}=\text{C}$, $-\text{OH}$, $-\text{NH}_2$, $-\text{SO}_2$ и пяти- и шестичленных нафтеновых циклов. Элюентный хроматографический анализ показал, что выделенное органическое вещество "Нафтуса" состоит из небольшого числа соединений одного класса. Гидрофильные группы, которые обуславливают высокую растворимость органического вещества в воде, являются основными носителями комплекса биологической активности минеральной воды.

5. Кондиционные характеристики для вод "Нафтуса" характеризуются наличием органического вещества, которое способно десорбироваться с активированного угля в количестве 0,6 - 0,7 мг/л. Элементный состав водорастворенного органического вещества "Нафтуса": $\text{C}=68,32\%$, $\text{H}=8,29\%$, $\text{S}=3,61\%$, $\text{N}=1,76\%$, $\text{O}=17,4\%$. Температура плавления 154°C , молекулярный вес по Расту 247 и эмпирическая формула $\text{C}_{13}\text{H}_{22}\text{O}_{2,6}\text{N}_{0,3}\text{S}_{0,2}$.

6. Данный комплекс исследований может быть с успехом использован для изучения минеральных, поверхностных и других вод, содержащих органическое вещество.

ОРГАНИЧЕСКИЕ ВЕЩЕСТВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД УГЛЕНОСНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ КУЗБАССА

Г.М.Рогов, Г.А.Плевако,
В.К.Попов (СССР)

1. В настоящее время решение многих теоретических и практических задач гидрогеологии связано с изучением органических компонентов, входящих в состав природных вод.

2. Изучены органические вещества (ОВ) подземных вод угленосных отложений юрского и пермского возрастов Кузнецкого

бассейна в зоне интенсивного водообмена, в которой развиты преимущественно воды с минерализацией до I,0-I,5 г/л.

3. Общее содержание ОВ составляет от 5,5 до 38,6 мг/л. Они представлены жирными и гуминовыми кислотами, фульвокислотами, фенолами, бензолами, смолами, битумами, гумусовыми веществами. Высокомолекулярные вещества: нафтеновые кислоты, гидрофобные и гидрофильные масла в подземных водах не обнаружены.

4. Катагенетические преобразования ОВ пород сопровождаются глубокими изменениями в их составе, структуре и ведут к новообразованиям большого числа углеводов, битумов и др. соединений. Наиболее интенсивно новообразование этих соединений происходит на длиннопламенной и газовой стадиях метаморфизма углей, уменьшаясь при более низких и высоких стадиях. В зоне гипергенеза различная катагенетическая преобразованность ОВ пород и углей определяет химический состав подземных вод по растворенному ОВ.

5. Максимальные концентрации ОВ в подземных водах соответствуют положению углефикационного скачка. С ростом степени метаморфизма углей в составе извлекаемой части органической массы уменьшаются вещества кислого характера и увеличиваются нейтрального. Подобная закономерность отражается и на составе ОВ подземных вод.

6. Изменения в составе ОВ угленосных образований в зоне их окисления отражаются и на составе ОВ подземных вод. С уменьшением окисленности угольных пластов в подземных водах уменьшается содержание органических веществ ($C_{орг}$ от 45 до 15 мг). Ниже зоны окисления содержание ОВ в подземных водах с глубиной увеличивается.

7. ОВ способствуют миграции кальция в пересыщенном состоянии, а с микроэлементами образуют металлоорганические комплексы, которые увеличивают миграционную способность микроэлементов (в частности цинка и меди) даже в щелочной среде.

СТАДИЙНОСТЬ НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ С ПОЗИЦИЙ ГЕОХИМИИ ПОДЗЕМНЫХ ВОД (НА ПРИМЕРЕ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА)

В.М.Магусевич (СССР)

1. Анализ условий миграции микрокомпонентов в подземных водах Западно-Сибирского бассейна на различных стадиях литогенеза показывает, что наиболее активное перераспределение вещества происходит, начиная с поздних стадий диагенеза и начальных стадий катагенеза (по Н.Б.Вассоевичу). Таким образом, главная стадия нефтеобразования с позиций геохимии подземных вод выступает как этап максимального их обогащения микроэлементами и органическим веществом.

2. Микрокомпоненты подземных вод, являясь наиболее четкими индикаторами процессов, происходящих в земной коре, довольно четко фиксируют различные стадии нефтеобразования (подготовительную, главную, затухающую).

3. Подготовительная стадия характеризуется сравнительно низким содержанием микроэлементов и органических веществ в водах. Наступление главной стадии нефтеобразования знаменуется отчетливо выраженным скачком концентраций микрокомпонентов, происходящим в условиях Западной Сибири на глубинах 1500-2000 м.

4. Более детальный анализ распределения микрокомпонентов в водах с учетом температурного режима различных районов Западно-Сибирского бассейна показывает дифференциацию глубины скачка их концентрации (в Приуральском - 1000 - 1500; в Нижневартовском - 1500-2000 м; в Сургутском - 2000-2500 м).

5. Затухающая стадия в характере концентраций микрокомпонентов менее резко отличается от главной по сравнению с подготовительной, однако уменьшение содержаний четко фиксируется в Приуральском районе на глубинах более 2000 м, в Сургутском и Нижневартовском - более 2500 м. В северных районах бассейна на достигнутых бурением глубинах все еще продолжается рост концентраций микрокомпонентов, что может указывать на гораздо более глубокую нижнюю границу проявления главной стадии нефтеобразования.

6. Региональные факторы формирования геохимического облика подземных вод органически связаны с процессами литогенеза, стадийностью нефтеобразования, что позволяет использовать данные геохимии подземных вод для решения теоретических проблем геологии нефти и газа и при региональных прогнозах нефтегазоносности.

ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ И НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Л.М.Зорькин, Е.В.Стадник
(СССР)

Природные воды играют ведущую роль во многих геологических процессах. Особенно четко прослеживается влияние подземной гидросферы на процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления, что имеет весьма важное как теоретическое, так и практическое значение. В общем случае формирование нефтяных и газовых месторождений можно рассматривать как один из частных проявлений общего процесса формирования водонапорных систем нефтегазоносных бассейнов (НГБ).

Подземные воды повсеместно содержат в растворенном состоянии природные газы. Особенно много природных, углеводородных газов содержится в водах НГБ: от долей кубометра до 5-9 и более кубометров газа на 1 м^3 пластовой воды. Суммарные количества растворенных углеводородных газов многократно превышают их запасы в залежах, составляя многие сотни триллионов кубометров (Прикаспийский НГБ - 980 трл. м^3 , Западно-Сибирский - 1000 трл. м^3 ; Л.М.Зорькин, Е.В.Стадник, 1975).

Гигантские количества растворенных в подземных водах УВ газов, их геохимическая зональность по разрезу и в плане НГБ указывают на генерацию газов рассеянным органическим веществом (Л.М.Зорькин, 1969, 1973). Воднорастворенные газы следует рассматривать в качестве основного источника углеводородов, объемы которых вполне достаточны для формирования любых

промышленных месторождений. Более того, растворенные углеводородные газы подземных вод НГБ — это своеобразные гигантские месторождения углеводородов (В.Н.Корценштейн, 1974), эксплуатация которых вполне будет возможна в ближайшем обозримом будущем.

Формирование залежей УВ обеспечивают воднорастворенная и струйная формы миграции. Эти процессы происходят в замкнутой единой системе НГБ: породы — подземные воды — залежи. Исходя из особенностей газонасыщения вод в вертикальном разрезе осадочных пород НГБ выделены три зоны нефтегазообразования: верхняя (газовая) биохимическая, средняя (нефтяная) термokatалитическая и нижняя (газовая) высокотемпературная. Указанным зонам соответствуют зоны газонакопления и нефтенакпления (Л.М.Зорькин, 1969, 1973; Л.М.Зорькин, Е.В.Стадник, 1975).

Газовая составляющая подземных вод является обобщенным показателем зональности размещения залежей нефти и газа в пределах НГБ.

В общем случае в зонах развития высокогазонасыщенных метановых вод с упругостями газа, сопоставимыми с пластовыми давлениями, будут иметь место области преимущественного газонакопления (верхняя биохимическая, нижняя высокотемпературная газовые зоны). К зонам развития воднорастворенных газов смешанного состава с повышенными содержаниями тяжелых углеводородов (до 5–10% и более) приурочены области преимущественного нефтенакпления или нефтегазонакопления (средняя, нефтяная зона).

В окраинных и верхних частях НГБ в зоне развития слабогазонасыщенных азотных вод существует обстановка разрушения залежей УВ, где могут быть встречены преимущественно залежи азотного газа, либо шлейфы разрушенных нефтяных скоплений.

ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ КАК НЕФТЕПОИСКОВЫЙ ПОКАЗАТЕЛЬ

П.А.Удодов, А.Д.Назаров,
В.Г.Быков (СССР)

Исходя из единства нефтегазоносной системы вода-порода-углеводороды, следует, что нефтепоисковое значение имеет любой гидрогеологический показатель. При этом, каждый из современных или палеогидрогеологических показателей прежде всего характеризует условия формирования (сохранения или разрушения) залежей нефти и газа.

С процессами же нефтегазообразования тесно связаны лишь газовые, органические, микробиологические и некоторые ионно-солевые (J^- , NH_4^+ , SO_4^{2-} , HCO_3^-), изотопные ($\text{N}-15$, $\text{C}-13$, $\text{S}-34$) и микрокомпонентные (Ca , V , Cu , Ni , Mo и др.) гидрогеохимические показатели. Из последних лишь органические и газовые показатели отражают масштабы нефтегазообразования и могут служить надежными региональными количественными критериями процессов нефтегазонакопления и локализации нефти и газа. На наличие залежей углеводородов нередко указывает минеральная или органическая сера, а также ряд изотопов ($\text{C}-13$, $\text{S}-34$, $\text{N}-15$) и микрокомпонентов (Ca , Ni , Cu , Mo , V).

В случае перетока глубинных подземных вод аномалии будут фиксироваться выше (иногда вплоть до поверхности) не только по гидрогеохимическим, но и по гидродинамическим и гидрогеотермическим показателям, что позволяет распознавать природу аномалий и их связь с залежами нефти и газа, тектоническими окнами (Тунгусская синеклиза), литологическими окнами (Западная Сибирь) или с почво- и торфообразовательными процессами.

К ОЦЕНКЕ ГЛОБАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ РАСТВОРЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ ПОДЗЕМНОЙ ГИДРОСФЕРЫ

В.Н.Корценштейн (СССР)

1. Согласно представлениям В.И.Вернадского, В.Ф.Дергольца и А.Полдерварта общая масса подземной гидросферы, представленной всеми ее фазами в свободном и связанном состояниях, несколько превышает 1 млрд.км³. При этом доля гравитационных подземных вод составляет 150 млн.км³, связанных вод - 400 млн.км³ и свободных вод между границами Конрада и Мохоровичича - 500 млн.км³.

2. Подземная гидросфера обладает двумя важнейшими специфическими особенностями. Первая из них заключается в сплошности сложно построенной ажурной оболочки подземной гидросферы. Вторая особенность характеризуется весьма высокой потенциальной газоемкостью гидросферы, составляющей порядка 10 млрд.км³, что вдвое превышает массу земной атмосферы. Перечисленные особенности предопределили исключительно важную роль подземной гидросферы в улавливании всех газовых компонентов дегазирующейся Земли и прежде всего углеводородных, генерация которых интенсивнее всего.

3. На протяжении миллиардов лет геологической истории подземная гидросфера в силу указанных выше специфических ее особенностей играла роль своеобразной глобальной ловушки, неизбежно перехватывающей углеводородный газовый поток планеты.

4. Анализ геологических, гидрогеологических и геохимических факторов, непосредственно влияющих на динамику аккумуляции углеводородов Земли, позволяет сформировать положение, носящее характер закона. Согласно последнему, подземная гидросфера Земли пребывает в состоянии перманентного прогрессирующего газонасыщения углеводородами, следствием которого неизбежно образование предельно газонасыщенных зон, где периодически возникают и разрушаются скопления свободных углеводородов.

5. Глобальные ресурсы растворенных углеводородных газов

подземной гидросферы, поддающиеся ориентировочной оценке на основе современных представлений глубинной гидрогеологии, составляют 10^{18} м^3^x . При этом исходим из минимальных газовых факторов, не превышающих $1 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Указанные ресурсы составляют около 10% потенциальной газоемкости подземной гидросферы. Для гравитационных подземных вод гидросферы минимальная величина ресурсов растворенных газов Земли составляет порядка 150 квадриллионов кубометров ($150 \cdot 10^{15} \text{ м}^3$).

^xЭти данные более чем на порядок превышают ранее выполненные расчеты Л.М.Зорькина, равные 10^{16} м^3 (БСЭ, третье издание, т.6, 1971, стр.98) (прим.ред.).

VIII МЕЖДУНАРОДНЫЙ КОНГРЕСС
ПО ОРГАНИЧЕСКОЙ ГЕОХИМИИ

ОРГАНИЧЕСКАЯ
ГЕОХИМИЯ
СТАБИЛЬНЫХ
ИЗОТОПОВ

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
МЕЗОЗОЙСКИХ И КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ УЗБЕКИСТАНА ПО ДАННЫМ
ИЗУЧЕНИЯ СТАБИЛЬНЫХ ИЗОТОПОВ УГЛЕРОДА НЕФТЕЙ, БИТУМОВ
И ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ СВИТ

А.М.Акрамходжаев, А.Абдуазизов,
С.Р.Рамазанов (СССР)

В результате проведенных исследований и сопоставления величин $\delta^{13}C$, полученных для нефтей и их температурных фракций, органического вещества (ОВ) и его компонентов установлены следующие закономерности.

1. В процессе преобразования органического вещества в нефть происходит своеобразное распределение изотопов углерода по температурным фракциям нефти, что обуславливает зависимость изотопного состава углеводородных (УВ) компонентов нефти от их молекулярного веса. Данные по изотопному составу отдельных классов УВ нефтей дают возможность установить унаследованность исследуемой структуры от соответствующей структурной формы ОВ материнских пород.

2. Путем сопоставления распределения величин $\delta^{13}C$ нефтей и их температурных фракций, ОВ вмещающих пород и его компонентов (ХБА, СББ) установлена генетическая связь с типом фаций нефтематеринских свит. Выявленные качественные и количественные различия в распределении изотопов углерода в нефтях, ОВ, ХБА позволили выделить для нефтегазоносных бассейнов Узбекистана юрский, меловой и палеогеновый генетические типы нефтей.

3. Предложено объяснение существующим генетическим типам нефтей и данным изотопии углерода битумоидов и органического вещества на основании геологического строения исследуемого района и условий преобразования органического вещества. Существование генетических типов нефтей на территории Узбекистана, по-видимому, связано с самостоятельностью циклов формирования

нефтематеринских свит или отложений в приведенных выше стратиграфических интервалах.

4. Проведенный анализ позволил выявить особенности формирования углеводородного состава нефтей юрских, меловых и палеогеновых отложений и различить соответствующие генетические типы нефтей.

КОРРЕЛЯЦИЯ НЕФТЕЙ С МАТЕРИНСКИМИ ПОРОДАМИ И НЕФТЯМИ С ПОМОЩЬЮ ТИПИЧНЫХ КРИВЫХ ИЗОТОПНОГО СОСТАВА

Б.Д.Кэри, В.Шталь,
Х.Венер (ФРГ)

Типичные кривые изотопного состава строят на основе значений $\delta^{13}C$ для фракций нефти (насыщенные компоненты, арены, гетеросоединения и асфальтены) и керогена, который считается материнским органическим веществом нефти. Метод типичных кривых является новым эффективным средством корреляции нефтей с материнскими породами и другими нефтями и позволяет точно предсказать генетические связи приблизительно в 90% случаев для 75 исследованных пар образцов. В статье будет рассмотрен этот метод с примерами из Аляски, Тайланда, Перу и южной Германии.

ОБ ИЗОТОПНОМ СОСТАВЕ УГЛЕРОДА СОБЕЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ ОСТАТОЧНОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА

А.М.Акрамходжаев, А.А.Абдуазизов,
С.Р.Рамазанов, А.Г.Принцев (СССР)

Имеющиеся данные по углепетрографическим, химическим и изотопным исследованиям свидетельствуют о роли геохимического изучения ООВ для выяснения вопросов генезиса нефти и газа.

В этом аспекте проведено изучение газовой фазы ООВ нефтегазоматеринских пород методом масс-спектрометрического анализа в различных температурных интервалах (А.М.Акрамходжаев, Ш.Х.Амирханов, А.А.Ионов, 1972).

Полученный экспериментальный материал позволил дать качественную и количественную характеристику углеводородов и доказать их генетическую связь с органическим веществом нефтематеринских пород. С этой же целью ООВ материнских пород подвергнут изучению с позиции изотопного состава углерода ООВ и сорбированных в нем углеводородах. Установлена определенная связь между типом органического вещества и изотопным составом углерода ООВ. Изотопный состав ООВ преимущественно сапропелевого типа характеризовался более легким изотопным составом δC^{13} от -2.75 до -3.0% ($\delta C_{ср}^{13} = -2,88\%$), а для смешанного сапропелево-гумусового типа δC^{13} от $-2,47$ до $-2,82\%$ ($\delta C_{ср}^{13} = -2,70\%$). Для трех образцов с содержанием общего объема сорбированных углеводородов 235 , 335 и $372 \cdot 10^{-3} \text{ см}^3/\text{мг}$ соответствует самый легкий изотоп углерода $-3,16$, $-3,18$ и $-3,21\%$. Если среднее значение сорбированных углеводородов газовой фазы составляет $95,6 \cdot 10^{-6} \text{ см}^3/\text{мг}$, то для этих образцов оно значительно выше, что указывает на отсутствие первичной эмиграции или на значительную умеренность этого процесса, а также на сапропелевый тип исходной органики. Наблюдаемые вариации в изотопном составе углерода ООВ связаны с изменением его количественного состава. Накопление легкого изотопа C^{12} в ООВ сопровождается увеличением содержания водорода и уменьшением отношения C/H в их элементарном составе (Ферганская впадина).

Таким образом, изучение изотопного состава ООВ позволяет судить о генетическом типе последнего и дает ряд косвенных указаний для определения характера и продолжительности миграции углеводородов.

О СВЯЗИ ИЗОТОПНОГО СОСТАВА УГЛЕРОДА
И ТЕМПЕРАТУРЫ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

Э.М.Прасолов, В.А.Лобков
(СССР)

Изотопный состав углерода углеводородных газов формируется в процессе их образования. Как показали исследования, за время существования газов изотопный состав, если и меняется, то в небольших пределах: $\pm 5\%$. В то же время диапазон изменения величины $\delta^{13}\text{C}$, например, для метана осадочной толщи достигает 50% . Изотопный состав материнского органического вещества также изменяется в узких пределах ($\sim 5\%$), составляя в среднем -24% . Поэтому ответственными за природные вариации следует признать условия газообразования и, прежде всего, температуру. Возможны различные эффекты фракционирования изотопов углерода в дочернем продукте относительно материнского. Однако неясно, какой из этих эффектов преобладает в природных процессах. В то же время отыскание функциональной связи между температурой газогенерации и изотопным составом весьма важно как для проблем изотопной геохимии, так и для конкретных задач газовой геологии (локализация очагов газогенерации, пути и дальность миграции газа и др.).

Выявление связи величин $\delta^{13}\text{C}$ и t° газообразования в модельных опытах затруднительно. Выяснить этот вопрос непосредственными наблюдениями также трудно из-за высокой подвижности газов. Полезную информацию можно извлечь из рассмотрения связи величин $\delta^{13}\text{C}$ газов из залежей и современной t° их залегания. Если допустить существование в природе некоторой связи $\delta^{13}\text{C} = f(t^\circ)$ для образующихся газов и предположить, что дальность миграции газа вверх по разрезу несоизмеримо велика по сравнению с миграцией вниз, то следует ожидать, что поле рассеяния точек в координатах $\delta^{13}\text{C}$ и t° будет ограничено кривой, близкой к $\delta^{13}\text{C} = f(t^\circ)$.

Рассмотрение величины $\delta^{13}\text{C}$ метана по 270 залежам СССР указало на несомненную близость ограничивающей линии к кривой термодинамического эффекта изотопного фракционирования,

рассчитанного (Bottinga , 1969) для исходного вещества с $\delta^{13}\text{C} = -24\%$. Линии, ограничивающие поля рассеяния для этана и пропана, также близки к кривым указанного эффекта.

Эти явления позволяют предполагать, что термодинамический эффект преобладает при формировании изотопного состава углеводородных газов. Использование расчетных кривых этого эффекта позволяет оценивать температуру и глубину образования газов. В докладе рассматривается также применение изложенной схемы для расшифровки условий образования и миграции газов в некоторых регионах СССР.

ИЗУЧЕНИЕ СТАБИЛЬНЫХ ИЗОТОПОВ УГЛЕРОДА УГЛЯ

Х.М.Чанг, В.М.Сэкетт
(США)^х

Исследован изотопный состав и кинетика образования метана путем пиролиза при 500°C образцов углей разных марок. Фракционирование изотопов углерода во время образования метана при пиролизе угля, измеренное по отношению к изотопному составу всего полученного метана, составило -1,8, -8,8, -10,4, -12,1% соответственно для бурого угля, каменных углей низких и высоких марок и антрацита. Наклон кривой зависимости изотопного состава от количества генерированного метана изменяется от 0,03 для бурого угля до 1,2 (%/m^l/g) для антрацита. Таким образом, и величина изотопного фракционирования, и углы наклона кривых, построенных по экспериментальным данным, пропорциональны степени углефикации, что дает новый метод ее определения.

В то время, как величина изотопного фракционирования в десяти образцах от бурого угля до антрацита изменяется постепенно, измерение отражательной способности витринита да-

^хКафедра океанографии, А.М.Университет в Техасе и Гос. Колледж Техас, США.

ет близкие значения от 4 до 5 для двух антрацитов и значения от 0,3 до 1,3 для 8 других образцов ряда от бурого угля до каменных углей высоких марок. В результате сравнения напрашивается вывод, что измерение отражательной способности витринита, возможно, не столь эффективно для определения степени углефикации, как изотопное фракционирование.

Кроме того, в ходе этих исследований экспериментально установлено, что кислородсодержащие функциональные группы обогащены углеродом-13 по сравнению с общим углеродом углей и, что функциональные группы предшественников метана отличаются по изотопному составу от общего углерода углей, как показывает изотопный состав конечного метана. Если этот факт подтвердится, то он явится еще одним примером неоднородного распределения стабильных изотопов углерода в природных углеродистых веществах. В будущем такого рода явления можно будет использовать для получения дополнительной информации о структуре и степени зрелости природных углеродистых веществ.

ОСОБЕННОСТИ ИЗОТОПНОГО СОСТАВА УГЛЕРОДА МЕТАНА И СЕРЫ СЕРОВОДОРОДА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ РАСПРОСТРАНЕНИЯ СОЛЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

А.И.Поливанова (СССР)

Изотопный состав углерода метана находится в тесной зависимости от распространения соленых отложений. Мы убедились в этом, обобщив изотопные данные Ф.А.Алексеева, Е.Я.Гаврилова, Э.М.Галимова, У.Коломбо, В.С.Лебедева, П.Мюллера и др. и увязав эти данные с размещением соленых пород и запасами газа. При этом мы, основываясь на исследованиях Ф.А.Алексеева (1974), рассматривали изотопный состав углерода как прямой показатель происхождения метана, считая, что ни изотопное фракционирование в процессе миграции, ни особенности изотопного состава исходного органического веществ-

ва не могут сгладить генетические различия. Обобщение это свидетельствует, что под соленосными отложениями (и в около-солевой зоне, куда возможна миграция из-под соли), независимо от типа залежи (газовые, газонефтяные, газоконденсатные) и глубины залегания (350–3500 м), исключительное распространение имеет метан изотопно тяжелый, т.е. термокаталитический ($\delta C^{13} = -2,6 \pm -4,6\%$). Его запасы в СССР составляют около 25% общесоюзных. Запасы метана над солями в СССР значительно меньше ($\sim 5\%$). Они сосредоточены на глубинах около 3000 м и представлены также изотопно тяжелым, термокаталитическим метаном ($\delta C^{13} = -3,3 \pm -3,7\%$). В тех же нефтегазоносных бассейнах, где соленосные отложения отсутствуют, на глубинах до 2000 м преимущественное распространение имеет метан изотопно легкий, т.е. биохимический ($\delta C^{13} = -5,5 \pm -7,5\%$). Запасы его в СССР огромны ($\sim 59\%$). Иногда в этой зоне появляется метан смешанного состава ($\delta C^{13} = -4,5 \pm -5,5\%$) или даже типично термокаталитический, но общие запасы его незначительны (3%). Глубже 2000 м в бессолевых бассейнах находится область исключительного распространения изотопно тяжелого ($\delta C^{13} = -3,3 \pm -4,7\%$), термокаталитического метана, однако, запасы его, в отличие от метана подсолевого, невелики ($\sim 8\%$).

На территории зарубежных стран основные запасы газа связаны не с бессолевыми бассейнами, а с бассейнами, в которых присутствуют соленосные породы ($\sim 90\%$). Большая часть запасов газа сосредоточена под солями и в околосолевой зоне и, по аналогии с СССР, газы имеют термокаталитическое происхождение.

Исключительное распространение под солями изотопно тяжелого, термокаталитического метана мы связываем с подавлением здесь биохимических процессов на ранней стадии захоронения органического вещества. Это обусловлено резким и относительно быстрым увеличением минерализации подсолевых вод в результате опускания рассолов солеродных бассейнов (А.И.Поливанова, 1975). Благодаря этому под солями термокаталитическому преобразованию подвергается почти все захороненное органическое вещество, чем и объясняются крупные масштабы генерации подсолевого метана.

О подавлении биохимических процессов под соленосными от-

ложениями свидетельствует также очень незначительное облегчение изотопного состава серы сероводорода по сравнению с серой эвапоритов (при высоком содержании сульфатов в водах). Иногда наблюдается даже изотопное утяжеление серы сероводорода (Р.Г.Панкина и др.1974).

В бессолевых бассейнах, наоборот, биохимические процессы очень активны и приводят к генерации огромных объемов метана. На это расходуется большая часть захороненного органического вещества. В зону катагенеза попадает только его остаток, что определяет относительно небольшие масштабы образования термокаталитического метана в бессолевых бассейнах.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ИЗОТОПОВ УГЛЕРОДА, ВОДОРОДА И СЕРЫ В БИОМАССЕ ОРГАНИЗМОВ КАК ИСХОДНОМ ВЕЩЕСТВЕ ДЛЯ ОБРАЗОВАНИЯ ЖИДКИХ И ТВЕРДЫХ КАУСТОБИОЛИТОВ

Р.Г.Панкина, В.Л.Мехтиева,
А.А.Ивлев (СССР)

Изучение распределения изотопов ряда биогенных элементов в живом веществе необходимо для установления начала отсчета изотопных эффектов на пути преобразования биомассы в осадочном цикле.

Для определения характера и степени унаследования каустобиолитами изотопного состава биогенных элементов компонентов исходного органического вещества авторы исследовали закономерности возникновения изотопных эффектов углерода в процессах метаболизма и попытались объяснить наблюдаемые изотопные трансформации в ходе метаморфизма рассеянных и концентрированных форм органического вещества с позиции вероятных химических превращений, условий их протекания и типа исходного вещества.

Для водорода и серы проведено сравнительное исследование изотопного состава живых организмов, окружающей среды, органического вещества молодых и древних осадков, нефтей, углей.

В случае углерода обнаружено существенное влияние исходного распределения изотопов в биомассе на формирование изотопного состава жидких и твердых каустобиолитов как в целом, так и отдельных их компонентов. Для серы эта связь незначительна, так как основное ее количество внедряется в органическое вещество из среды на ранних стадиях диагенеза. Для водорода установлена взаимосвязь изотопного состава водорода нефтей и такого исходного органического вещества, который, в свою очередь, зависит от гидрохимического режима бассейна осадконакопления.

ИЗОТОПНЫЙ СОСТАВ (S, C, H) НЕФТЕЙ И ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД МЕГАЦИКЛОВ НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ

С.П.Максимов, Н.А.Еременко,
Р.Г.Панкина, Т.А.Ботнева
(СССР)

1. В фанерозое выделяется четыре мегацикла нефтеобразования: раннепалеозойский, средне- и позднепалеозойский, мезозойский и кайнозойский. Большая часть мировых запасов углеводородов (около 40%) падает на мезозойский мегацикл, несколько меньшая на средне- и позднепалеозойский и кайнозойский и лишь незначительная часть на раннепалеозойский.

2. Нефти перечисленных мегациклов характеризуются разным изотопным составом серы, углерода и водорода. Каждый из этих элементов несет информацию о соотношении изотопов как в исходном для нефти органическом веществе (углерод), так и в среде его обитания (сера и водород).

3. От нефтей древних мегациклов к молодым наблюдается тенденция к региональному утяжелению изотопного состава углерода и облегчению серы и водорода. Изотопный состав серы нефтей раннепалеозойского мегацикла максимально утяжелен:

$\delta S^{34} = +22,5\%$. Нефти средне- и позднепалеозойского мегацикла характеризуются изотопным составом серы с δ^{34} не выше

+12‰, мезозойского не выше +6,2‰, а кайнозойского +3,7‰. Изотопный состав водорода нефтей раннепалеозойского мегацикла не выше 4,7‰, в то время как максимальные значения в средне- и позднепалеозойском мегацикле составляют 10‰. В мезозойском мегацикле максимальные значения не превышают 7,2‰, а в кайнозойском 6,3‰. Для изотопного состава углерода характерно максимальное облегчение в нефтях раннепалеозойского мегацикла, минимальные значения $\delta C^{13} = -29,6‰$. В средне- и позднепалеозойском мегацикле минимальные значения δC^{13} составляют -22,9‰, в мезозойском -23,6‰, а в кайнозойском -26,4‰.

3. Изотопный состав углерода и серы ОВ пород разных мегациклов также различен. Так, для ОВ пород кайнозойского мегацикла по сравнению с мезозойским изотопный состав серы утяжелен, а углерода облегчен.

4. Различия в изотопном составе углерода, водорода и серы нефтей и ОВ пород разных мегациклов обусловлены региональными причинами: изменением химического и изотопного состава вод мирового океана, атмосферы и эволюцией животного и растительного мира по мере развития жизни на Земле.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВНУТРИМОЛЕКУЛЯРНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ИЗОТОПОВ УГЛЕРОДА В БИОГЕННЫХ СОЕДИНЕНИЯХ

Э.М.Галимов, Л.А.Кодина,
В.Н.Генералова, М.П.Богачева
(СССР)

Предложенная недавно теория термодинамически упорядоченного распределения изотопов углерода в биологических системах (Галимов, 1973) помимо объяснения наблюдаемого распределения изотопов в биохимических компонентах, предсказала закономерное (отвечающее величинам β -факторов) распределение изотопа C^{13} внутри биомолекул.

Экспериментальное исследование внутримолекулярных изотоп-

ных эффектов сопряжено с методическими трудностями, связанными не только с необходимостью выделить из природного вещества индивидуальное соединение и произвести его фрагментацию, но и избежать или свести к минимуму проявление возможных кинетических изотопных эффектов в процессе деструкции.

К настоящему времени нами выполнены исследования соединений, относящихся к основным классам биохимических компонентов, и получены экспериментальные доказательства термодинамически упорядоченного внутримолекулярного распределения изотопов. В фенольных соединениях (ванилине и сиреневом альдегиде), получаемых из лигнина наземных растений, установлена обогащенность изотопом C^{12} углерода OSn_3 - групп по сравнению с углеродом ароматических ядер этих соединений. В глюкозе, выделенной из крахмала высших растений, глюкозидный атом углерода изотопически легче суммарного углерода молекулы. В аминокислотах, за исключением глицина, выделенных из нескольких природных объектов, углерод карбоксильной группы изотопически тяжелее суммарного углерода молекулы. В молекуле хлорофилла, выделенном из крапивы, остаток фитола обогащен изотопом C^{12} относительно порфиринового ядра. В молекуле порфирина углерод метиновых мостиков легче углерода пиррольных колец, которые, в свою очередь, неодинаковы по изотопному составу: кольцо с $COOH$ -группой в боковой цепи изотопически тяжелее.

Полученные экспериментальные данные позволяют считать, что изучение внутримолекулярного распределения изотопов позволяет распознавать биогенные и абиогенные органические соединения, идентифицировать по "рисунку" внутримолекулярного распределения изотопов биологических предшественников ископаемых форм органического вещества, установить происхождение CH_4 и CO_2 в конкретных условиях и решать некоторые другие геохимические задачи.

Э.М.Галимов, В.Г.Ширинский
(СССР)

В связи с важностью геохимической роли липидов нами была предпринята попытка всестороннего изучения геохимии изотопов углерода липидов. С этой целью изучен изотопный состав углерода следующих природных объектов: 1) индивидуальных соединений, входящих в состав липидной фракции организмов: жирных кислот, глицеридов, стеринов, каротиноидов, фосфолипидов (сфингомиелин, лецитин, кефалин, фосфотидилсерин и др.), хлорофиллов, восков, углеводов; 2) липидов ряда организмов, принадлежащих к разным систематическим группам и различным экологическим сообществам: одноклеточных и высших водорослей, животных и высших наземных растений; 3) липидов растения, фотосинтезирующего по механизму Хетч-Слека, для которого известно аномальное обогащение суммарного углерода изотопом C^{13} ; 4) липидов проб планктона, отобранных во время океанографических рейсов в пределах акваторий Индийского и Тихого океанов; 5) липидов глубоководных осадков на разной стадии диагенеза, взятых по профилю континентального склона северо-западной части Тихого океана; 6) продуктов термокаталитического ($200^{\circ}C$) превращения липидов в лабораторных условиях.

В результате проведенных исследований установлено:

1) индивидуальные компоненты, входящие в состав липидной фракции, характеризуются разным изотопным составом, причем распределение изотопов носит закономерный характер, подчиняясь сформулированному нами ранее принципу термодинамической упорядоченности изотопов в биологических системах; 2) изотопный состав липидов обнаруживает тесную связь с условиями обитания организмов; 3) изотопный состав липидов океанического планктона коррелирует с температурой воды; 4) изотопный состав углерода липидов донных осадков обнаруживает зависимость от относительного содержания фракции полярных липидов; 5) распределение изотопов углерода в углеводородах - продуктах тер-

мокатализа липидов отличается от распределения изотопов углерода, установленного для углеводородов нефти.

ОСОБЕННОСТИ ОКИСЛИТЕЛЬНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РЕАКЦИЙ С УЧАСТИЕМ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ГИДРОТЕРМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ

Л.А.Банникова (СССР)

Проведенные нами исследования химического и изотопного состава продуктов преобразования органического вещества в условиях ряда гидротермальных месторождений (ртути, урана, золота) позволили сделать вывод об определяющем влиянии органического вещества на окислительно-восстановительное состояние элементов переменной валентности в гидротермальных системах.

В относительно мягких условиях (температура $\leq 200^{\circ}\text{C}$) основными продуктами окисления являются термодинамически метастабильные кислородсодержащие органические соединения. Изотопный состав углерода этих соединений свидетельствует об образовании их в ходе гидротермального минералообразования.

Обнаруживается характерная зональность в распределении изотопов и в химическом составе органического вещества в направлении от рудного тела к рудовмещающим породам.

В высокотемпературных месторождениях ($\sim 350-400^{\circ}\text{C}$) окисление органического вещества приводит к образованию существенных количеств изотопно легкой углекислоты, определяющей соответствующий изотопный состав гидротермальных карбонатов.

Полученные экспериментальные доказательства непосредственного участия органического вещества в гидротермальном рудообразовании дают основание для включения проблем металлогении в сферу интересов органической геохимии.

ИЗОТОПНЫЙ СОСТАВ ДИАГЕНЕТИЧЕСКИХ КАРБОНАТОВ
КАК ИНДИКАТОР УСЛОВИЙ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ
ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ГЛИНИСТО-КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Ю.А.Борщевский, Н.А.Стеланова
(СССР)

1. В настоящее время большой интерес вызывает изотопно-углеродные особенности диагенетических карбонатов (δC^{13} от +22 до -64‰) из нефтеносных и битуминозных глинисто-карбонатных толщ различных регионов в широком возрастном диапазоне: от современных донных отложений до докембрийских образований (К.Мурата и др., 1967, 1969, 1972; В.Деузер, 1970; В.Джиовани и др., 1974; А.Ниссенбаум и др., 1972; А.В.Сидоренко, Ю.А.Борщевский и др., 1974; М.Шидловский и др., 1975).

2. Принимая во внимание, что широкий диапазон вариаций δC^{13} указанных карбонатов отражает условия совместно диагенетического преобразования органического вещества и карбонатов осадочных пород, нами было начато систематическое изотопное изучение карбонатов из битуминозных отложения фанерозоя и их докембрийских аналогов различных регионов СССР.

Изученные карбонаты, изотопный состав кислорода которых соответствует нормальным морским известнякам, подразделяются по изотопному составу углерода на три группы: 1) нормальные (морские) ($\delta C^{13} = +4,0 \pm -4,0\%$); 2) изотопно тяжелые ($\delta C^{13} = +7\%$) и 3) изотопно легкие ($\delta C^{13} = -7\%$).

3. Отмеченные изотопные эффекты связаны с сопряженными во времени процессами микробиологического преобразования органического вещества осадков и диагенетической перекристаллизации карбонатов и обусловлены изотопно-углеродным обменом в системе " $CO_2 - CH_4$ " при температурах, свойственных диагенезу, и при иницирующем действии микроорганизмов. Показано, что с помощью изотопных балансовых расчетов можно оценить масштабы изменения органического вещества с образованием метана и его гомологов.

4. Комплексное изучение изотопных особенностей диагенетических карбонатов и парагенетически связанного с ними органи-

ческого вещества из глинисто-карбонатных отложений фанерозоя, а также докембрийских графитоносных мраморов и кальцифиров будет способствовать дальнейшему развитию органической теории образования нефти, обоснованию и развитию представлений о нефтегенерирующем потенциале осадочных отложений докембрия, а также позволит разработать изотопные критерии оценки масштабов изменения органического вещества в направлении образования углеводородов.

ЗОНАЛЬНОСТЬ ИЗОТОПНОГО СОСТАВА УГЛЕРОДА НЕФТЕЙ
В ЗАЛЕЖАХ РАЗЛИЧНОГО ТИПА И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ
ВЫЯВЛЕНИЕ ПРИЧИН ЕЕ ВОЗНИКНОВЕНИЯ

В.Л.Кокунов, Н.К.Григорьев,
С.Н.Гольшев, А.Н.Рожнев (СССР)

В настоящее время общепринятым считается представление о постепенном изменении физико-химических свойств нефтей в залежи, что указывает на постепенный одноактный процесс заполнения ловушки флюидом.

Авторами была обнаружена зональность в распределении изотопного состава углерода нефтей и карбонатного цемента пород-коллекторов ряда месторождений Западной Сибири независимо от типа и возраста залежей.

Естественно, что причинами зональности, по-видимому, могут быть как геологические процессы, так и физико-химические. Для выявления влияния термодинамических процессов были проведены экспериментальные работы на установке исследования пластовых нефтей (типа УИПН-2М). Цель этих работ - проверить возможности изотопного обмена в системе: $C_nH_m - CO_2 - HCO_3^- - CO_3^{2-}$ в условиях, максимально приближенных к природным. Кроме того, на основе определения изотопного состава углерода групповых и температурных фракций нефтей различного генетического типа изучались факторы, формирующие изотопный состав углерода нефти в целом.

Эти исследования позволили выделить для залежей валанжинского и апт-альбского возраста наличие четырех чередующихся зон нефтей и пород, различающихся по изотопному составу.

Одной из вероятных причин изменения изотопного состава углерода нефти в залежах является смена термодинамических условий за счет тектонических колебаний, приводящая к провлению изотопного обмена в системе: $C_n H_m - CO_2 - HCO_3' - CO_3''$.

На основе изучения изотопного состава углерода отдельных фракций выделены генетические типы нефтей в разрезе Западной Сибири.

ГЕОХИМИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ НЕФТИ НА ОСНОВЕ ИЗУЧЕНИЯ ИХ ИЗОТОПНОГО СОСТАВА

Э.М.Галимов, В.А.Чиненов
(СССР)

На основе теории межмолекулярного и внутримолекулярного термодинамически упорядоченного распределения изотопов углерода в биогенных системах решаются вопросы происхождения углеводородов нефти. Соответствие изотопного состава углерода углеводородов нефти их термодинамическим изотопным факторам (β -факторам) указывает на унаследованный характер этих соединений от биогенных предшественников.

В целом, в ряду: нормальные парафиновые углеводороды \rightarrow \rightarrow нафтены \rightarrow изопарафины \rightarrow ароматические углеводороды, происходит увеличение содержания изотопа C^{13} .

Изучено распределение изотопов углерода в нормальных парафиновых углеводородах, начиная от C_9H_{20} до $C_{28}H_{58}$ в нефтях Пермского Приуралья. Показаны пути образования их по схеме Купера-Брея из алифатических соединений органического вещества.

Нафтены по изотопному составу углерода в низкокипящих фракциях нефти могли произойти из непредельных жирных кислот. Нафтены в высококипящих фракциях обогащены изотопом C^{13} , что

указывает на возможное происхождение их из биогенных предшественников типа стероидов.

Изопарафины обогащены изотопом C^{13} по сравнению с вышеуказанными группами и могли образоваться в процессе радикально-сопряженных реакций генерации низкомолекулярных парафиновых углеводородов в результате одновременной изомеризации более изотопически тяжелых остаточных радикалов.

Ароматические углеводороды унаследованы от биогенных предшественников. Они в наибольшей степени обогащены изотопом C^{13} . При этом полициклические ароматические углеводороды в соответствии со значениями их β -факторов изотопически тяжелее моноциклических углеводородов, что говорит о невозможности образования ароматических структур за счет других неароматических структур.

Суммарный изотопный состав углерода нефтей отражает характерные условия становления нефтегазоносности изученного региона Пермского Приуралья. В пределах этой территории на основе однофакторного дисперсионного анализа по изотопным данным было выделено три генетических типа нефтей. Различия δC^{13} нефтей в среднем составляют 0,1% и обусловлены влиянием изотопически легкого органического вещества континентального происхождения в северных районах, а также вероятным температурным градиентом палеобассейна в направлении с севера на юг.

Граница между изотопно легкой и изотопно тяжелой нефтями проходит по палеобарьерному коралловому рифу, разделявшему районы с типично морскими и прибрежно-морскими фациями.

Используя изотопные данные, возможно указать пути миграции нефти и нефтесборные площади при образовании тех или иных месторождений.

ИЗОТОПНО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕЙ И ГАЗОВ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Ф.А.Алексеев, Е.И.Бодунов,
В.С.Лебедев, С.С.Захарова,
Е.С.Томская, П.Н.Безменова,
Г.С.Труцелова (СССР)

Комплексное изотопно-геохимическое изучение нефти и газа проявлений и месторождений Восточной части Сибирской платформы, приуроченных к наиболее древним продуктивным отложениям (венда и нижнего кембрия), а также отложениям перми, триаса и юры, позволило выявить геохимические особенности нефтей и газов различных отложений, выделить генерирующие толщи и высказать положения об условиях формирования залежей нефти и газа.

В пределах Алданской и Анабарской антеклиз в отложениях венда установлена региональная битуминозность и выявлены нефтетепроявления. Промышленные залежи углеводородов установлены в Ботубинской седловине в отложениях венда и нижнего кембрия. Газы Средне-Ботубинского месторождения по составу близки к попутным, отличаются повышенным содержанием гелия; по изотопному составу углерода метана (δC^{13} ср. - 3,7% относительно стандарта РДВ) близки к газам других нефтегазоносных бассейнов. Нефти этих отложений сернистые (содержание серы около 1%), относятся к метановому типу (М до 65%) значительно обогащены легким изотопом углерода (δC^{13} - 3,6%), что является их отличительной особенностью. Проведенные исследования позволяют говорить о наличии самостоятельных циклов нефтегазообразования в отложениях венда и нижнего кембрия.

Промышленные залежи газа, конденсата и нефти в отложениях перми, триаса и юры установлены в Вилуйской синеклизе (Хапчгайское поднятие, Усть-Вилуйский район). Для газов характерно увеличение содержания гомологов метана с глубиной. По значениям δC^{13} метана выделяются газы пермо-триасовые (δC^{13} -2,7 ± -3,2% , δC^{13} ср. -3,0%) и юрские (δC^{13} -2,7 ± -4,3% δC^{13} ср. - 3,7%). Конденсаты относятся к метаново-

нафтенному типу, и их состав мало различается по разрезу. Нефти по составу разделяются на две группы: пермо-триасовые, относящиеся к метаново-нафтенному типу с повышенным содержанием n -алканов и юрские - нафтенно-ароматического типа с низким содержанием n -алканов. Углерод нефтей и конденсатов обогащен тяжелым изотопом ($\delta C^{13} -2,4\%$).

Полученные результаты позволяют заключить следующее.

1. Основной газо- и нефтегенерирующей толщей восточной части Сибирской платформы, по-видимому, является верхнепермская, органическое вещество которой относится к гумусовому типу. Образующиеся углеводороды формируют залежи в пермо-триасовых отложениях.

2. В отложениях нижней юры, характеризующихся органическим веществом сапропелевого типа, залежи углеводородов формируются как за счет "собственных" углеводородов, так, видимо, и за счет углеводородов, мигрировавших из пермо-триаса.

О ВОЗМОЖНЫХ МАСШТАБАХ РАДИОЛИТИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И ЕГО РОЛИ В ПРЕОБРАЗОВАНИИ РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ОСАДОЧНЫХ ПОРОД

Ш.Х.Амирханов, Е.Ф.Пошехонов
(СССР)

С учетом содержания урана, тория и калия в юрских породах Бухаро-Хивинского нефтегазоносного бассейна в количестве $3 \cdot 10^{-4}$, $1,3 \cdot 10^{-3}$ и $3,8\%$ соответственно эффективная энергия облучения находящихся здесь пластовых вод, за период их существования (более 150 млн. лет), должна составить $2 \cdot 10^8$ рад. Отсюда следует, что 17% юрских вод, или 550 км^3 , были подвержены процессу радиолитического расщепления.

Этот процесс преимущественно затрагивает молекулы связанной воды, как наиболее близко расположенные к излучающим центрам породы, содержащей радиоактивные элементы, и, тем самым, создает условия для непрерывного разрушения пленки

связанной воды и замещения новыми порциями за счет молекул поровой воды.

Продукты радиолитического расщепления связанной (контактируемой) воды, возникающей на поверхности дисперсных частиц породы, характеризуются высокой химической активностью и, по-видимому, оказывают значительное влияние на преобразование вещества во всех стадиях литогенеза. В частности, наличие в продуктах радиолитического расщепления воды реакционного и инертного водорода должно влиять на гидрогенизацию рассеянного органического углерода и играть большую роль в образовании углеводородов нефтяного ряда. Такой источник водорода и углеводородов соизмерим с учтенными запасами выявленных крупных залежей исследуемой территории и с избытком восполняет тот дефицит водорода, который принимается в расчет при обсуждении генезиса нефти и газа органическим путем. Кроме этого, важнейшими следствиями процесса радиолитического расщепления связанной воды являются увеличение на контакте газового объема, нарастание давления, повышение температуры, а также минерализации пластовых вод.

Изложенные данные находятся в соответствии с выводами Н.М.Страхова о качественном и количественном изменении органического вещества в донных осадках морских бассейнов и характеризуют дальнейшие этапы его преобразования.

ПАЛЕОКЛИМАТОЛОГИЯ ПО ДАННЫМ ИЗУЧЕНИЯ СТАБИЛЬНЫХ ИЗОТОПОВ УГЛЕРОДА

В.М.Сэкетт (США)

Зависимость состава стабильных изотопов углерода в планктоне от температуры окружающей воды составляет основу палеоклиматологического метода исследования глубоководных осадков. Детальное изучение 12-метрового отрезка керна (E 49-30), взятого на глубине 4200 м в точке с координатами $50^{\circ}0,3$ ю.ш. и $95^{\circ}13,8$ в.д., показывает, что значение $\delta C_{\text{org}}^{13}$

для всего органического углерода постепенно уменьшается от -22% в верхней части керна до -28% в его основании. На промежуточных глубинах наблюдается ряд закономерных отложений приблизительно до -18%. Наиболее очевидным объяснением главной тенденции является общее увеличение в этом районе количества отлагающихся остатков тепловодного планктона по сравнению с планктоном холодных вод за отрезок времени, представленный этими отложениями (около I млн.лет), т.е. миграция полярного фронта на юг.

Исследование двух других кернов (28-266 и 28-272), взятых вблизи Антарктиды во время выполнения Программы глубоководного бурения, обнаруживает аналогичные изменения, которые, вероятно, обусловлены той же причиной.

Преимущества этого метода заключаются в том, что он непосредственно связан с температурой поверхностных вод и особенно подходит для исследования отложений, в которых отсутствуют карбонаты. К числу его недостатков относится неполная изученность факторов, определяющих состав изотопов углерода современного планктона, переотложение керогена вблизи Антарктиды и стирание палеотемпературной записи наземным органическим веществом растительного происхождения, отлагающимся вместе с остатками планктона.

ИЗОТОПНЫЕ МЕТОДЫ ПРИ РЕШЕНИИ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ И ПРАКТИЧЕСКИХ ВОПРОСОВ ОРГАНИЧЕСКОЙ ГЕОХИМИИ

Ф.А.Алексеев, В.Е.Динисенко,
А.Д.Есиков, Т.А.Крылова,
В.С.Лебедев, Е.Д.Сынгаевский
(СССР)

I. Многие исследователи вслед за В.И.Вернадским (1926-1965) приходят к выводу (Н.Б.Вассоевич, 1975; А.В.Сидоренко, 1967-1975; Б.С.Соколов, 1975; Н.М.Страхов, 1960-1972) об активном участии органических веществ в геохимических процессах

(выветривание, осадкообразование, метаморфизм и формирование месторождений нефти, газа, руд и других полезных ископаемых). Работами ряда исследователей, в том числе и нашими (Ф.А.Алексеев и др. 1976-1976; Э.М.Галимов, 1968, 1973; Schiëge, Vogel, 1970) установлены пределы колебания изотопного состава углерода и водорода углеводородов и других органических веществ различного происхождения. В связи с этим при решении ряда теоретических и практических задач органической геохимии широкое применение получило использование вариаций в изотопном составе углерода, водорода, кислорода и других элементов-органогенов.

2. По материалам проведенных исследований изотопно наиболее утяжеленный метан ($\delta C^{13} -0,3 \pm -1,5\%$) связан с мантийным веществом, изотопно более легкий ($\delta C^{13} -2,5 \pm -5,8\%$; $\delta D -15 \pm -25\%$) - с осадочными породами, а наиболее легкий ($\delta C^{13} -6,0 \pm -9,0\%$; $\delta D -25 \pm -40\%$) - с современными ферментативно-бактериальными продуктами. Для нефти всех возрастов и различных типов бассейнов отмечается относительно малая дисперсия изотопного состава углерода ($\delta C^{13} -2,5 \pm -3,2\%$) и водорода ($\delta D -8 \pm -14\%$).

3. По результатам изотопной диагностики генетической природы углеводородов выделяется верхняя зона биохимического метанообразования ($\delta C^{13} -5,8 \pm -9,5\%$) на глубинах до 1,5 ± 1,8 км, зона биокаталитического нефтегазообразования (δC^{13} метана $-2,5 \pm -5,8\%$) на глубинах более 1,8 км и, наконец, на значительных глубинах - зона метаморфического газообразования и графитообразования. В зоне биокаталитического нефтегазообразования по изотопным данным представляется возможным выделить существенно нефтеносные (δC^{13} метана $-3,5 \pm -5,8\%$) и преимущественно газоносные (δC^{13} метана $-2,5 \pm -4,0\%$) бассейны.

4. Высказанные положения используются при решении важнейших теоретических и практических вопросов нефтегазовой геологии, таких как происхождение нефти и газа, прогнозирование типа залежей, определение природы близповерхностных газовых аномалий и других задач.

ИЗОТОПНЫЙ АСПЕКТ ПРОБЛЕМЫ ПЕРВОЗДАННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И ЕГО РОЛЬ В ФОРМИРОВАНИИ СТРАТИСФЕРЫ ЗЕМЛИ

Ю.А.Борщевский (СССР)

1. Как было показано (А.В.Сидоренко, Ю.А.Борщевский, 1976, 1977), стационарная величина $\Delta C_{\text{орг}} - C_{\text{карб}} = 25-27\%$, характеризующая степень изотопного фракционирования между органической и карбонатной формами углерода земной коры, является важной планетарной биохимической константой, которая свидетельствует о чрезвычайно ранней геохимической эволюции Земли, предполагающей существование по меньшей мере 3,5 млрд. лет назад достаточно развитой биосферы и весьма близкого к современному, равновесного (в химическом и изотопном отношении) состояния подвижных геосфер Земли.

2. Важной чертой ранней геохимической эволюции Земли, обусловленной процессами конденсационно-химической и гравитационно-химической дифференциации вещества протопланетного облака (А.П. Виноградов, Дж.Лаример, Е.Андерс, М.Бландер, Дж.Лэвис, Л.Гроссман, К.Турекьян, С.Кларк и др.), является присутствие на первозданной Земле высокомолекулярных органических соединений, синтезированных еще на стадии допланетного газо-пылевого облака. Эти органические соединения, представляя собой химическую форму первичного углерода наружных зон Земли, служили источником ранней метаново-аммиачной атмосферы и химической основой возникновения жизни и ранней эволюции биосферы.

Другой особенностью ранней геохимической эволюции являются глобальные химические преобразования в наружных зонах Земли под воздействием излучений Солнца: инверсия химического состава ранней атмосферы – радиационно-химическое окисление метана и аммиака с образованием углекислоты и азота при фотосинтезе паров воды и постоянной диссипации фотолитического водорода; появление окисленных форм ряда элементов с переменной валентностью (фосфор, железо и др.) и т.д.

3. Преобразование ранней атмосферы ($\text{CH}_4 - \text{H}_2 - \text{H}_2\text{O}$) в радиационно-устойчивую ($\text{CO}_2 - \text{H}_2\text{O}$) ознаменовано появлением самого первого и самого мощного геохимического фактора глобального действия системы " $\text{CO}_2 - \text{H}_2\text{O}$ ". Воздействие этой химически сопряженной системы на первичное земное (метеоритное) вещество обусловило образование самых ранних кор выветривания и первых осадочных пород — карбонатов и глин.

Таким образом, исходное соотношение гидридных форм углерода и кислорода ($\text{C}_{\text{орг}}/\text{H}_2\text{O}$) в наружных зонах Земли явилось космохимической основой развития гипергенных процессов земного типа.

VIII МЕЖДУНАРОДНЫЙ КОНГРЕСС
ПО ОРГАНИЧЕСКОЙ ГЕОХИМИИ

ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО
И
ОХРАНА
ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ



ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО КОНТРОЛЮ И ЛИКВИДАЦИИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ МОРЯ НЕФТЕПРОДУКТАМИ

В.В.Аникеев, В.С.Беленький,
В.П.Бянкин, В.И.Ильичев,
В.Ю.Маслов, О.С.Мочалова,
М.П.Нестерова, А.А.Прокопчук,
В.Г.Федорей (СССР)

Излагаются методика работ и результаты эксперимента, полученные при контролируемом разливе нефтепродуктов на акватории залива Петра Великого (Японское море) в июне 1976 г.

Исследования выполнены с целью оценки эффективности методов контроля и технических средств по ликвидации аварийного нефтяного загрязнения с учетом гидрометеорологических факторов.

Экспериментальные работы включали: 1) испытание аппаратуры для дистанционного обнаружения и контроля поверхностных пленок нефтепродуктов; 2) испытание химических препаратов-диспергентов и технических средств борьбы с аварийным сбросом нефти (бонового заграждения, специализированных судов-нефтемусоросборщиков и диспергаторов) при различных метеорологических условиях.

Полученные результаты могут быть использованы для разработки практических рекомендаций по контролю и борьбе с аварийным сбросом нефтепродуктов в море.

ИЗУЧЕНИЕ СОСУЩЕСТВУЮЩИХ ФОРМ ТЕХНОГЕННЫХ ОРГАНИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ В ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОДАХ

Г.М.Варшал, И.Я.Кошечева,
И.С.Сироткина, Т.К.Вельханова,
Л.Н.Инцирвели, Н.С.Замокина
(СССР)

Систематизированы методы концентрирования, фракционирования и определения растворенных органических веществ, загрязняющих поверхностные воды. Предложены схемы препаративного фракционирования растворенного органического вещества на активном угле, целлюлозных ионитах и сефадексах. Получены данные по его содержанию в поверхностных пресных водах.

Изучены химические свойства фульвокислот, составляющих 60-80% от суммы органического вещества. В их мономерях с молекулярной массой около 300 доказано присутствие 1-2 фенольных гидроксильных и 2-3 карбоксильных групп, усредненные значения констант диссоциации которых: $K_1 = 2 \cdot 10^{-8}$ и $K_2 = 5 \cdot 10^{-5}$. В зависимости от условий pH и концентрации раствора фульвокислоты образуют в водах ассоциаты с молекулярной массой от 300 до 60000, причем при определенных условиях высокомолекулярные ассоциаты необратимо высаливаются из растворов.

Фульвокислоты образуют прочные комплексные соединения с ионами металлов, которые по взаимодействию с лигандом можно разделить на три группы.

Первую группу представляют ионы кальция (II), стронция (II) и др., образующие в широком диапазоне концентраций растворимые комплексные соединения с фульвокислотами.

Ионы железа (III), рутения (IV) и другие легкогидролизующиеся многовалентные ионы относятся ко второй группе. Благодаря образованию прочных комплексных соединений растворимость этих микроэлементов и соответственно миграционная способность растет на два-три порядка.

К третьей группе относятся ионы редкоземельных элементов церия (III), иттрия (III) и иттербия (III), образующие с фульвокислотами в зависимости от pH воды ряд нерастворимых и раствори-

ных комплексных соединений: катионных, анионных и нейтральных.

Расчет с помощью ЭВМ равновесий в поверхностных водах показал, что для многих микроэлементов (в том числе нормируемых) доля, представленная комплексными соединениями, весьма высока: для железа (Ш) и рутения (VI) она составляет 80-100% от всех сосуществующих форм для каждого из элементов.

Прогнозирование форм комплексных соединений техногенного органического вещества кроме теоретического геохимического значения имеет важный практический аспект, как основа технологии очистки вод от загрязняющих компонентов.

ОЦЕНКА ТЕОРЕТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДИНАМИКИ НЕФТЯНОГО ПЯТНА НА ГРАНИЦЕ РАЗДЕЛА ОКЕАН-АТМОСФЕРА

В.В.Аникиев, В.С.Беленький,
Н.В.Земляная, В.И.Ильичев,
В.Ю.Маслов, М.П.Нестерова,
А.А.Прокопчук, Е.А.Соколов
(СССР)

Изложены методы и результаты наблюдения за дрейфом пятен нефтепродуктов (дизельное топливо, мазут) в открытой части Японского моря. Имитировался аварийный сброс и проводились трехсуточные наблюдения за пятном нефти в Японском море, в июне 1976 г.

Работа включала отбор проб морской воды, аэровизуальные и аэрофотографические работы, что позволило оценить динамику распространяющихся нефтепродуктов под влиянием ветра и течений. Сопоставление результатов натуральных наблюдений и прогнозируемых передвижений пятна позволило оценить достоверность теоретических моделей движения. Получено некоторое расхождение действительного и прогнозируемого дрейфа пятна, изложены результаты наблюдений, фоновые гидрометеопараметры. Сде-

лана оценка влияния нефтяного загрязнения на локальный обмен кислородом в системе океан-атмосфера.

ПОДЗЕМНЫЕ ГАЗОХРАНИЛИЩА И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

А.Н.Снарский, А.А.Борковский,
В.И.Романюк (СССР)

Динамика неравномерности потребления природного газа вызывает необходимость сооружения подземных газохранилищ, которые располагаются вблизи крупных промышленных центров - в районах с большой плотностью населения.

Под газохранилища используют обычно выработанные пласты газовых месторождений. В некоторых случаях их создают в тектонически нарушенных структурах. Геологические особенности и осложнения в процессе бурения приводят к нерегулируемым потокам газа, в результате чего в почве, поверхностных и приповерхностных водах содержание метана и его гомологов значительно превышает фоновые. Отмечается четкая связь содержания углеводородных газов в почве, воде и воздухе с режимом работы газохранилища. Содержание метана в воздухе в период закачки, может весьма значительно увеличиваться, по сравнению с фоновым, и превышать величину предельно допустимой концентрации для жилых зон.

Установлено, что почва и воды над месторождениями нефти и газа содержат специфические виды микроорганизмов, а листья и цветы растений содержат повышенные количества углеводов, накопление которых невозможно объяснить фотосинтезом.

Высокие концентрации метана и его гомологов в почве и воде оказывают влияние на бактериальный мир почвы. По полученным нами данным угнетаются даже микроорганизмы, окисляющие углеводороды.

Общеизвестно влияние повышенного содержания углеводов на увеличение некоторых заболеваний.

В докладе приводятся конкретные данные о содержании ме-

тана и его гомологов на газохранилищах, причины вызывающие увеличение содержания углеводов в почве и воздухе, методы определения углеводов.

Предлагается усиление контроля за концентрацией метана и его гомологов в поверхностных и приповерхностных водах, почве и воздухе, при разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений и эксплуатации газохранилищ, а также необходимость комплексных исследований влияния метана и его гомологов на растительный и животный мир.

РОЛЬ БАКТЕРИЙ В СНИЖЕНИИ КОНЦЕНТРАЦИЙ МЕТАНА И ЕГО ГОМОЛогоВ В ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ

Г.А.Могилевский, Е.В.Стадник
(СССР)

Загрязнение углеводородами (УВ) околоземного пространства может происходить как в результате деятельности человека, так и независимо от него. Первый вид загрязнений, как наиболее распространенный, представляет значительную опасность для общества, благодаря всевозрастающим темпам добычи горючих ископаемых.

Загрязнение окружающей среды УВ в связи с деятельностью человека возникает в результате вскрытия УВ залежей, их эксплуатации, а также в процессе транспортировки нефти и газа, их дальнейшего потребления и хранения. В зоне угольных месторождений при разработке угленосных толщ шахтный и приповерхностный воздух в значительной мере обогащается метаном и углекислотой. Разработанный в СССР способ снижения концентрации метана при эксплуатации угольных пластов позволяет значительно улучшить условия труда горных работ.

Естественно происходящее загрязнение околоземного пространства УВ и другими газами может осуществляться тремя различными путями: во-первых, это эффузия и диффузия газов из нефтегазовых скоплений, находящихся в недрах до и после их

вскрытия; во-вторых, проявления различного рода вулканизма, в том числе извержений грязевых вулканов, обычно сопутствующих газонефтяным месторождениям; в-третьих, загрязнение атмосферы, гидросферы, а также почвенных образований УВ, главным образом, метаном за счет его генерации микроорганизмами.

До разработки горючих ископаемых естественные газонефтепроявления отличаются сравнительно низкими концентрациями, не превышающими допустимых санитарных норм. Это объясняется широко развитой в природе газоокислительной деятельностью микроорганизмов.

В настоящее время можно считать твердо установленным, что углеводородокисляющие микроорганизмы расселяются повсюду, где есть кислород воздуха и газообразные или жидкие УВ. К числу сред обитания этих организмов относятся почвенные и подпочвенные горизонты и воды, расположенные в зоне нефтяных и газовых месторождений, угленосных формаций и подземных газохранилищ. Деятельность микроорганизмов, разрушающих УВ, еще более активно протекает в морских и пресных водоемах — на их поверхности, в придонных слоях и осадках.

Ориентировочные подсчеты, основанные на учете газоокислительной способности микроорганизмов, показывают, что в своей совокупности они ежедневно предотвращают проникновение в атмосферу и подземные воды многих десятков и сотен тысяч кубометров УВ газов.

Деятельность углеводородокисляющих бактерий на отдельных участках может быть усилена за счет несложных технических приспособлений.

ИССЛЕДОВАНИЕ И ОБЕЗВРЕЖИВАНИЕ ПИРОЛИЗНЫХ ВОД КАРПАТСКИХ МЕНИЛИТОВЫХ СЛАНЦЕВ

Д.И.Фильц (СССР)

I. Возрастающие размеры термической переработки твердых горючих ископаемых (коксование, полукоксование, газификация)

вызывают увеличение получающихся при этих процессах фенольных сточных вод, которые являются токсичными для окружающей среды. В процессе термической переработки карпатских менилитовых сланцев, широко используемых в народном хозяйстве, выделяется 6-9% подсмольной воды. В последней растворены различные компоненты органических соединений, которые являются ценным сырьем для химической промышленности. Пиролизные воды карпатских сланцев имеют удельный вес 1,08-1,1 и содержат 4-5% органического вещества. Высокое содержание растворенного в них аммиака (до 16 г/л) обуславливает их щелочную реакцию (рН 9,8-10,1).

2. Органические соединения, растворенные в подсмольных водах карпатских сланцев, в основном, представлены фенолами - 20 г/л, карбоновыми кислотами - 17 г/л, пиридиновыми основаниями - 3 г/л, кетонами и альдегидами - 2 г/л. Газожидкостная хроматография фенольной массы, выделенной из подсмольной воды карпатских сланцев указывает, что почти половина ее состоит из фенола, крезолов и этилфенолов. Около 60% фенолов, выкипающих до 260°C представлены оксибензолом - ценным продуктом для химической промышленности. Карбоновые кислоты, выделенные из пиролизной воды и идентифицированные методом газожидкостной хроматографии, в основном содержат уксусную кислоту, что составляет 70% от общей массы кислот, а также - пропионовую, масляную, валериановую и муравьиную кислоты. В незначительном количестве выделены высокомолекулярные кислоты.

Исследования состава пиролизных вод карпатских менилитовых сланцев показали, что они могут быть источником получения фенолов и карбоновых кислот, а после дефеноляции можно применять их в качестве удобрения, как аммиачные воды. Предлагается метод очистки подсмольных вод на полукоксе, полученном при полукоксовании карпатских сланцев. Для увеличения адсорбционных свойств полукоксы дополнительно активируются. Этот метод позволяет добиться высокой (до 97%) степени очистки подсмольной воды и является экономически более выгодным по сравнению с другими известными методами очистки.

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В ОСВАИВАЕМЫХ РАЙОНАХ РАЗВИТИЯ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ

В.И.Конашинский (СССР)

1. Значительные масштабы промышленного и гражданского строительства, планируемого в зоне сооружаемой Байкало-Амурской железнодорожной магистрали, большая часть которой расположена в зоне вечной мерзлоты, приведут к появлению большого числа инженерных сооружений. Строительство новых и эксплуатация имеющихся сооружений приводит к существенному загрязнению почв, поверхностных и подземных вод фекалиями, нефтепродуктами, гумусом, угольной пылью и др. органическими веществами (ОВ). Установлено, что повышение температуры вечной мерзлых пород в связи с антропогенным изменением ландшафта или несовершенством принципов возведения фундаментов при строительстве инженерных сооружений, стимулирует биохимические и химические процессы разложения ОВ с образованием углекислоты, гуминовых кислот, фульвокислот, фенолов и др. продуктов распада ОВ. С одной стороны это повышает агрессивность вод по отношению к породам, основаниям и фундаментам инженерных сооружений, а с другой — делает их токсичными, что отрицательно сказывается на биологической продуктивности наземных экосистем в бассейне стока таких вод.

2. Замечена четкая связь между биологической активностью почв, поверхностных и подземных вод, содержанием в них углеводов, токсичных ОВ и температурным режимом системы водопорода. Установлено, что загрязнение почв и вод нефтепродуктами выше допустимых санитарных норм отрицательно сказывается на экологических условиях функционирования наземных экосистем. Последствия такой трансформации проявляются в виде спонтанно возникающих техногенных геохимических барьеров, нарушающих биологическое равновесие и повышающих агрессивность поверхностных и подземных вод в зоне эксплуатации природных комплексов.

3. Для сохранения целостности и сложившейся структурности окружающей среды осваиваемых районов развития вечной мерз-

лота необходимо: а) разработать рациональный комплекс профилактических мер и определить оптимальную последовательность их реализации в конкретных условиях; б) организовать широкую сеть режимных наблюдений и их оперативную обработку на ЭВМ; в) создать математические модели прогнозирования возможных изменений окружающей среды на базе всестороннего изучения биоэнергетических характеристик и особенностей функционирования криогенных систем; г) разработать научные основы и принципы управления антропогенными воздействиями в процессе эксплуатации природных комплексов. При этом необходимо уделить особое внимание анализу причин и разработке предложений по устранению нарушений сложившихся биоэнергетических равновесий и способности природных комплексов к саморегуляции и самоочищению. Эти проблемы приобретают особую актуальность в связи с разработкой комплекса мероприятий по предупреждению и восстановлению возможных нарушений окружающей среды в районах строительства Байкало-Амурской железнодорожной магистрали. Предлагается усилить контроль за загрязнением почв, грунтовых и подземных вод угольной пылью и нефтепродуктами.

**ОРГАНИЧЕСКАЯ ГЕОХИМИЯ ДОКЕМБРИЙСКИХ
ОСАДОЧНО-МЕТАМОРФИЧЕСКИХ ТОЛЩ**

Органическое вещество в докембрии и этапы эволюции живых систем. Св.А.Сидоренко, В.А.Теляков (СССР)	4
Докембрийские нефтематеринские отложения. Н.Б.Вассоевич, А.Н.Гусева, И.Е.Лейфман, Б.А.Соколов (СССР).....	5
Рассеянное органическое вещество верхнедокембрийских отложений древних платформ и его преобразование в процессе литогенеза (на примере Сибирской платформы). Т.К.Баженова, Л.С.Беляева, Л.А.Биккенина, Ю.И.Ипатов, К.К.Макаров, С.Г.Неручев, Г.М.Парпарова, Ю.М.Шуменкова (СССР).7	
Некоторые закономерности распределения органических соединений в докембрийских осадочно-метаморфических толщах. И.А.Петерсилье, В.В.Лубцов, А.А.Аведисян (СССР)	9
Палеобиохимия пигментов; порфирины и фикобилины в породах докембрия. М.П.Колесников, И.А.Егоров (СССР)	10
Органическое вещество докембрия Украинского щита. В.Е.Закруткин, В.В.Закруткин, Ю.А.Калмыкова, Е.П.Лазарева (СССР)	11
Геохимия изотопов органического углерода докембрийских образований Украинского щита. Г.П.Мамчур, З.В.Шабо (СССР)	13
О связи калия, связанного азота и органического углерода в метаморфических породах докембрия. А.В.Миловский, В.Ф.Волынец (СССР).....	15
Органическое вещество нижнеархейских осадочно-метаморфических толщ Алданского щита. Е.А.Кулиш (СССР)	16

Особенности состава и строения реликтовых углеводородов в нефтях протерозойского возраста Сивинского месторождения. Ал.А.Петров, Н.С.Воробьева, З.К.Земскова (СССР)	17
Редкоземельные элементы в углеродистых сланцах докембрия и фанерозоя. Н.А.Созинов, А.А.Дерягин. (СССР)	18
Геохимические предпосылки возможности нефтеобразования в докембрийских породах. А.Н.Гусева, И.Е.Лейфман, Б.А.Соколов (СССР)	20
ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОИСКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ	
Развитие геохимических методов поисков нефти и газа в СССР. А.А.Геодакян, Л.М.Зорькин, Е.В.Карус, Н.В.Лопатин, В.А.Строганов (СССР)	23
Комплекс геохимических методов на отдельных этапах поисков углеводородных залежей и практические результаты их использования в различных геологических условиях. Л.М.Чекалин (СССР)	24
Прогноз перспектив нефтегазоносности методом газометрической съемки по верхним опорным горизонтам. Д.С.Коробов, Л.С.Кравченко (СССР)	25
Приповерхностные термогеохимические исследования как прямой метод поисков углеводородных залежей (на примере нефтегазоносных районов Украины). С.Т.Зелизана, В.Г.Осадчий, Л.С.Мончак (СССР)	27
О задачах региональной стадии геохимических поисков нефти и газа. А.В.Петухов, С.М.Островский (СССР)	28
Комплексные геохимические исследования рассеянного органического вещества пород и углеводородных флюидов при прогнозировании нефтегазоносности недр. А.А.Бакиров, М.В.Бордовская, В.И.Ермолкин, В.С.Саркисян (СССР)	30
Геохимические особенности рассеянных газов осадочных пород. И.С.Старобинец, А.В.Архангельский, Е.С.Тихомирова, Н.Н.Ломейко, Г.С.Стативко, Л.И.Жильцова (СССР)	32
Результаты опробования и перспективы развития гео-микробиологического метода поиска месторождений нефти и газа. Г.А.Могилевский, Е.В.Стадник, В.М.Богданова, З.П.Телегина (СССР)	33
Влияние нефтяных и газовых залежей на распределение гидрохимических и микробиологических показателей по материалам исследований в Польше. Я.Гумулка, Е.Караскевич (Польша).....	35
Методические особенности выявления углеводородных ореолов в приповерхностной зоне над месторождениями нефти и газа. Ш.Х.Амирханов (СССР)....	36

Нефтепоисковые битуминологические показатели. О.В.Барташевич, В.И.Ермакова, В.С.Меламедова (СССР)	37
Вклад в газохроматографическое исследование изо- преноидных углеводов как индикаторов генезиса нефти. И.Фиш, Я.Солонки, И.Такач (Венгрия)	39
Газогеохимические критерии прогноза нефтегазонас- тоности поисковых площадей. И.С.Старобинец, В.А.Строганов (СССР)	40
Применение и информативность результатов УФ-микро- скопии в комплексе нефтегазописковой геохимии. В.В.Ягодкин, С.Г.Кулагин, И.С.Саркисян (СССР)..	42
Исследование микроэлементов в осадочных породах с целью поисков нефти и газа. Д.С.Кондратов, А.И.Косолапов, В.М.Овсянников, И.С.Саркисян (СССР)	44
О металлорганических минералах. Б.И.Сребродольский (СССР)	45
Системный подход к проблеме геохимических поисков. А.В.Петухов, В.А.Ванюшин, В.А.Сиротюк (СССР)...	46
Статистическая модель залежи - теоретическая и мето- дологическая основа геохимических методов поис- ков залежей нефти и газа (на примере Пермского Прикамья и Предкавказья). Т.А.Ботьева, А.А.Обо- рин, И.Г.Калачникова, В.И.Галкин, Б.А.Бачурин (СССР)	47
Методика геологической интерпретации результатов геохимических исследований. В.Н.Михалькова, В.З.Митрофанов, В.Ф.Мокиенко (СССР).....	49
Геохимические особенности водорастворенных и сво- бодных углеводов в связи с поисками и раз- ведкой залежей различного фазового состава. А.С.Панченко (СССР)	51
Геохимические особенности углеводородных флюидов как отражение их миграции в связи с поисками залежей углеводородов. В.П.Шугрин (СССР).....	52
Результаты исследований газов закрытых пор. В.Т.Гудзенко, К.П.Токарев, Ч.Н.Мурогова (СССР).	54
Влияние зоны активного газоводообмена на газонасы- щенность разреза. Х.Н.Азизханов, С.Л.Зубайраев, И.Г.Кениг (СССР)	55
Классификация аномалий рассеянных углеводородов зоны поискового геохимического зондирования. А.В.Петухов (СССР)	55
Углеводородные геохимические аномалии и неотекто- ника. Д.И.Фердман (СССР)	57

Влияние тектонических движений на миграцию углеводородов и характер газовых геохимических аномалий. В.Н.Михалькова, В.И.Соболев (СССР)...	58
Газопроявления в сейсмоактивных районах при землетрясениях (на примере о.Сахалин). С.Д.Зубайраев, К.Х.Кильметов (СССР)	59
Влияние новейших движений на формирование углеводородных аномалий в четвертичных отложениях Западной Камчатки. Н.С.Грачева, В.Д.Дмитриев, Д.И.Пиковский, Т.А.Теплицкая, А.Д.Федин (СССР).	61
Геотектонические особенности формирования аномалийных полей углеводородов в породах нефтегазоносных бассейнов (в связи с поисками нефти и газа). И.С.Саркисян, Ф.Г.Дадашев, Г.Д.Гасанов (СССР)...	62
Геохимические особенности продуктов деятельности грязевых вулканов. А.А.Якубов, А.А.Алиев (СССР)	64
Применение геохимических поисков на территории Сибирской платформы (на примере Верхне-Тохомского поднятия). В.Т.Гудзенко, К.П.Токарев, В.Г.Васильев, Т.В.Токарева, В.И.Краевский (СССР).....	65
Углеводороды в кайнозойских, мезозойских и палеозойских отложениях Тимано-Печорской провинции и геохимические методы поисков нефти и газа в Приполярных условиях. Л.А.Анищенко (СССР)	67
Применение комплекса геохимических методов при поисках залежей нефти и газа в условиях юго-восточных районов Русской платформы. А.А.Аксенов, И.А.Аббасов, А.А.Новиков, В.Г.Калинин, В.Н.Михалькова, В.З.Митрофанов, В.Ф.Мокиенко (СССР).....	69
Гидрогазобиохимические поиски полезных ископаемых в платформенных и геосинклинальных условиях Дагестана. М.К.Курбанов, И.Д.Азиев (СССР)	70
Геохимические методы при поисках залежей нефти и газа в Западном Прикаспии. Г.И.Тимофеев, В.П.Грушевский (СССР)	72
Комплексная структурно-геоморфологическая и геолого-геохимическая оценка нефтегазоносности Нижнего Поволжья. А.А.Аксенов, А.В.Цыганков (СССР)	73
Геохимические поиски нефти и газа в Туркмении. М.К.Миразаханов, Н.Т.Суннов, Д.С.Спивак, З.Д.Кулиев, П.М.Бутузов, В.И.Грабенко (СССР)	75
Результаты комплексных геохимических и промышленно-геофизических исследований скважин на нефтяном месторождении Бештентяк (Таджикская ССР). Э.И.Аракелян, О.В.Барташевич, П.А.Бродский, Н.С.Кукуева, Е.М.Кутузов (СССР)	76

Использование поисковой органической геохимии - важный резерв повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в Предкарпатском прогибе. Н.И.Атаманюк, Ю.Э.Крупский, Г.А.Падва, В.М.Филатов (СССР)	77
Прогнозирование нефтегазоносности в Карпатском регионе по органическому веществу. М.Б.Рипун (СССР)	78
Современное состояние и перспективы геохимических поисков нефти и газа в Казахстане. Т.А.Акишев, В.А.Быкадоров, С.А.Досанов, И.П.Досанова, В.Д.Рыбак (СССР)	80
Геохимия многоядерных аренов. В.Н.Флоровская, Ю.И.Пиковский, Т.А.Теплицкая (СССР)	81
К методике морских геохимических поисков месторождений нефти и газа. Л.М.Зорькин, В.И.Багиров (СССР)	82
Комплексное биогеохимическое изучение морских осадков дна при поисках залежей углеводородов на шельфе. С.Д.Талиев, В.В.Грибков, В.Ф.Козлов, В.П.Астафьев, И.К.Норенкова, Р.М.Свечина, В.Н.Ярошенко (СССР)	84
Прогнозирование нефтегазоносных пластов до их вскрытия скважиной при разведочном бурении на нефть и газ по распределению углеводородных газов в покрывающих породах. Л.И.Померанц, А.П.Феоктистова, С.Э.Симонгауз (СССР)	85
Геохимические методы при прогнозировании аномально высоких пластовых давлений. Е.В.Кучерук (СССР) ..	87
Использование углепетрографических критериев при поисках коксующихся углей. В.А.Кушнирук, Е.С.Бартошинская (СССР)	89
Роль состава органического вещества в процессах аутигенного минералообразования. Л.Я.Кизильштейн (СССР)	90
Органическое вещество в процессах сульфатредукции. Б.И.Сребродольский (СССР)	91
ОРГАНИЧЕСКАЯ ГЕОХИМИЯ ОКЕАНА И ПОДЗЕМНЫХ ВОД	
Динамика трансформации органического вещества и граничные поверхности в океане. Т.А.Айзатуллин, К.М.Хайлов, В.Л.Лебедев (СССР)	94
Скорость окисления органического вещества в водах Мирового океана. В.Н.Иваненков (СССР)	95
Биогеохимия растворенного и взвешенного органического вещества в океане. Е.А.Романкевич, С.В.Лыцарев, В.Е.Артемьев, А.Н.Беляева (СССР)	97
Органическое вещество в водах северо-западной части Индийского океана. О.К.Бордовский, С.Д.Миркина (СССР)	98

Показатели лабильности органического детрита в водах озер и водохранилищ. Б.А.Скопинцев, В.В.Ларионов (СССР)	99
Новые данные по распаду органического вещества отмершего пресноводного фитопланктона в аэробных и анаэробных условиях. Б.А.Скопинцев, Э.С.Бикбулатов, Е.М.Бикбулатова (СССР).....	100
Ультрамикроскопическая структура макромолекулярных фракций органического вещества морской воды и илов. И.Е.Мишустина, М.В.Батурина (СССР).....	102
О механизме образования циклических углеводородов в процессе седиментации органического вещества в водах морей и океанов. Б.А.Смирнов, Е.С.Бродский, В.Г.Заикин (СССР)	103
Основные черты раннедиагенетического преобразования органического вещества морских и океанских осадков. О.К.Бордовский (СССР)	104
Некоторые особенности гуминовых кислот морских осадков. Е.М.Заславский (СССР)	106
Геохимические предпосылки процессов нефтегазообразования под дном морей и океанов. А.А.Геодекян, В.Я.Троцюк, Г.Ф.Ульмишек, Т.Г.Чернова (СССР) ...	107
Особенности состава газов водной толщи и донных осадков в различных геолого-геохимических зонах Мирового океана. А.А.Геодекян, В.Я.Троцюк, В.И.Авилов (СССР)	108
Углеводородные газы в водах Каспийского моря. Ф.Г.Дадашев, Р.А.Гусейнов, Ю.С.Зыков, Ч.С.Мурадов (СССР)	109
О возможности использования растворенных углеводородных газов для генетической характеристики океанских вод. К.К.Зеленов, Л.В.Черткова, А.П.Чередиченко (СССР)	110
Основные закономерности распределения органического вещества в подземных водах. В.М.Швец (СССР)	111
Водорастворимые органические вещества современных и древних осадков. Е.А.Барс, С.С.Коган, Л.И.Селезнева, Э.М.Скульская (СССР).....	112
Генетические связи органического вещества подземных вод с органическим веществом литифицированных осадков различных стадий катагенеза. А.С.Зингер, А.К.Лутовт (СССР)	113
Формирование органической составляющей подземных вод осадочных толщ древних и молодых платформ. Г.П.Якобсон, Д.Ш.Новосельцева, И.П.Мясникова (СССР)	114
Геохимия высокомолекулярных компонентов битумоидов в подземных водах нефтегазоносных бассейнов. А.Э.Конторович, В.П.Данилова, А.С.Фомичев (СССР)	115

Органические вещества подземных вод — дополнительный источник нефти и газа. В.А.Кудряков (СССР).....	II7
Растворяющая способность воды глинистых минеральных систем и ее роль в геохимии нефти и газа. В.Ф.Симоненко (СССР)	II8
Прогноз нефтегазоносности локальных структур по органическому веществу подземных вод. А.С.Зингер (СССР)	II9
Роль органических компонентов подземных вод при прогнозной оценке перспектив нефтегазоносности недр (на примере Северной Болгарии). Л.Ив.Монахова (Болгария).....	II20
Биогенное преобразование нефтяного органического вещества в осадочных отложениях. Е.П.Розанова (СССР)	II2I
Влияние органических веществ на миграцию химических элементов в подземных водах и его геохимические последствия. В.К.Кирихин, С.Р.Крайнов, В.М.Пантелеев, В.М.Швец (СССР).....	II22
Органическое вещество и водные растворы осадочной оболочки земли в гидротермальном процессе. А.И.Германов (СССР)	II24
Геохимическая природа процессов накопления и рассеяния рудных элементов в нефтегазоносных структурах. Г.А.Голева (СССР)	II24
Роль растворенного органического вещества в формировании химического состава подземных вод. В.М.Швец, В.К.Кирихин (СССР)	II26
Органическое вещество в минеральных водах Грузии. Л.В.Бокучава, Г.Г.Джинчарадзе, Б.А.Скопинцев (СССР)	II27
Роль микроорганизмов поровых растворов в формировании органического и микрокомпонентного состава подземных вод. П.А.Удодов, Е.С.Коробейникова, Н.А.Трифорова, А.Д.Назаров, Н.М.Рассказов, Р.С.Солодовникова, Э.С.Рычкова (СССР).....	II28
Природа водорастворенного органического вещества и его роль в формировании гидрохимической зональности Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Б.П.Ставицкий, Н.М.Горбунова, Р.Г.Прокопьева, И.Н.Ушатинский (СССР)	II29
Генетические особенности и характер распределения органического вещества в подземных водах Таджикской депрессии. Т.А.Сафронов, М.И.Суббота, А.В.Готгильф, В.Н.Афанасьева, З.К.Иванова (СССР)	II3I
Органические вещества подземных вод нефтегазоносных провинций Украинской ССР. В.В.Колодий, О.Д.Штогрин, Т.П.Сиван, С.В.Нечина (СССР)	II32

Опыт изучения органического вещества подземных вод в терригенных толщах (на примере западной части Енисей-Хатангского прогиба). Г.Д.Гинсбург, Г.А.Иванова (СССР)	I33
Органогенный йод и его нефтепоисковое значение. А.В.Кудельский (СССР)	I35
Органическое вещество - биологически активный компонент лечебных минеральных вод. Т.Ю.Зеленина (СССР)	I36
О природе органического вещества минеральной воды "Нафтуса" курорта Трускавец. Л.В.Трач (СССР)..	I37
Органические вещества подземных вод угленосных образований Кузбасса. Г.М.Рогов, Г.А.Плевако, В.К.Попов (СССР)	I38
Стадийность нефтеобразования с позиций геохимии подземных вод (на примере Западно-Сибирского нефтегазосного бассейна). В.М.Матусевич (СССР)...	I40
Гидрогеохимические условия нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции. Л.М.Зорькин, Е.В.Стадник (СССР)	I41
Подземные воды как нефтепоисковый показатель. П.А.Удодов, А.Д.Назаров, В.Г.Быков (СССР).....	I43
К оценке глобальных ресурсов растворенных углеводородных газов подземной гидросферы. В.Н.Корценштейн (СССР)	I44

ОРГАНИЧЕСКАЯ ГЕОХИМИЯ СТАБИЛЬНЫХ ИЗОТОПОВ

Закономерности формирования нефтегазовых месторождений мезозойских и кайнозойских отложений Узбекистана по данным изучения стабильных изотопов углерода нефтей, битумов и органического вещества нефтематеринских свит. А.М.Акрамходжаев, А.Абдуазизов, С.Р.Рамазанов (СССР).....	I47
Корреляция нефтей с материнскими породами и нефтями с помощью типичных кривых изотопного состава. Б.Д.Кэри, В.Шталь, Х.Венер (ФРГ)	I48
Об изотопном составе углерода сорбированных углеводородов остаточного органического вещества. А.М.Акрамходжаев, А.А.Абдуазизов, С.Р.Рамазанов, А.Г.Принцев (СССР)	I48
О связи изотопного состава углерода и температуры генерации углеводородных газов. Э.М.Прасолов, В.А.Лобков (СССР)	I50
Изучение стабильных изотопов углерода угля. Х.М.Чанг, В.М.Сэккетт (США)	I51
Особенности изотопного состава углерода метана и серы сероводорода в зависимости от распространения соленосных отложений. А.И.Поливанова (СССР)	I52

- Распределение изотопов углерода, водорода и серы в биомассе организмов как исходном веществе для образования жидких и твердых каустобиолитов. Р.Г.Панкина, В.Л.Мехтиева, А.А.Ивлев (СССР).... 154
- Изотопный состав (з, С, Н) нефтей и органического вещества пород мегациклов нефтеобразования. С.П.Максимов, Н.А.Еременко, Р.Г.Панкина, Т.А.Ботнева (СССР) 155
- Исследование внутримолекулярного распределения изотопов углерода в биогенных соединениях. Э.М.Галимов, Л.А.Кодина, В.Н.Генералова, М.П.Богачева (СССР) 156
- Геохимия изотопов углерода в липидах. Э.М.Галимов, В.Г.Ширинский (СССР) 158
- Особенности окислительно-восстановительных реакций с участием органического вещества в гидротермальных условиях. Л.А.Банникова (СССР) 159
- Изотопный состав диагенетических карбонатов как индикатор условий преобразования органического вещества в глинисто-карбонатных отложениях. Ю.А.Борщевский, Н.А.Степанова (СССР) 160
- Зональность изотопного состава углерода нефтей в залежах различного типа и экспериментальное выявление причин ее возникновения. В.Л.Кокунев, Н.К.Григорьев, С.Н.Гольшев, А.Н.Рожнев (СССР)..... 161
- Геохимия углеводородов нефти на основе изучения их изотопного состава. Э.М.Галимов, В.А.Чиненов (СССР) 162
- Изотопно-геохимическая характеристика нефтей и газов восточной части Сибирской платформы. Ф.А.Алексеев, Е.И.Бодунов, В.С.Лебедев, С.С.Захарова, Е.С.Томская, П.Н.Безменова, Г.С.Трущелова (СССР)... 164
- О возможных масштабах радиолитического процесса и его роли в преобразовании рассеянного органического вещества осадочных пород. Ш.Х.Амириханов, Е.Ф.Пошехонов (СССР) 165
- Палеоклиматология по данным изучения стабильных изотопов углерода. В.М.Сэкетт (США) 166
- Изотопные методы при решении теоретических и практических вопросов органической геохимии. Ф.А.Алексеев, В.Е.Динисенко, А.Д.Есиков, Т.А.Крылова, В.С.Лебедев, Е.Д.Сынгаевский (СССР)..... 167
- Изотопный аспект проблемы первозданного органического вещества и его роль в формировании стратисферы Земли. Ю.А.Борщевский (СССР) 169
- ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**
- Экспериментальная оценка мероприятий по контролю и ликвидации загрязнения моря нефтепродуктами. В.В.Аникеев, В.С.Беленький, В.П.Бянкин, В.И.Ильичев, В.Д.Маслов, О.С.Мочалова. М.П.Нестерова, А.А.Прокочук, В.Г.Федорей (СССР)... 172

Изучение сосуществующих форм техногенных органических веществ в поверхностных водах. Г.М.Варшал, И.Я.Кожеева, И.С.Сироткина, Т.К.Бёлюханова, Д.Н.Инцирвели, Н.С.Замокина (СССР)	I73
Оценка теоретических моделей динамики нефтяного пятна на границе раздела океан-атмосфера. В.В.Аникиев, В.С.Беленький, Н.В.Земляная, В.И.Ильичев, В.Ю.Маслов, М.П.Нестерова, А.А.Прокопчук, Е.А.Соколов (СССР)	I74
Подземные газохранилища и охрана окружающей среды А.Н.Снарский, А.А.Борковский, В.И.Романюк (СССР)...	I75
Роль бактерий в снижении концентраций метана и его гомологов в окружающей среде. Г.А.Могилевский, Е.В.Стадник (СССР)	I76
Исследование и обезвреживание пиролизных вод карпатских менилитовых сланцев. Д.И.Фильц (СССР)	I77
Охрана окружающей среды в осваиваемых районах развития вечной мерзлоты. В.И.Конашинский (СССР)	I79

VIII Международный конгресс
по органической геохимии
Тезисы докладов
Том II

Обложка художника В.П. Першкова

Формат изд. 60x90 1/16. Уч.-изд. л. 10,1. Печ. л. 11,9.
Заказ 667. Тираж 1500 экз. Цена 1 руб.

Центральное специализированное
производственное хозрасчетное предприятие
Всесоюзного геологического фонда



2204

