

УДК 550.84: 549.905

ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОЛЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ В ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫХ МОРЯХ

**А.И. Обжиров, Ю.А. Телегин,
А.К. Окулов**

Федеральное государственное
бюджетное учреждение науки
Тихоокеанский океанологический институт
им. В.И. Ильичева ДВО РАН¹

Рассматривается механизм формирования газо-геохимических полей в дальневосточных морях. Учитываются вулканические, тектонические и другие процессы в акваториях и на континенте. Предметом исследования лаборатории газовой геохимии ТОИ ДВО РАН являются газы, растворенные в водной среде. К ним относятся: метан, тяжелые углеводороды, диоксид углерода, водород, гелий, кислород, азот. Углеводородные газы в воде и донных отложениях являются индикаторами месторождений углеводородов, газовых гидратов в недрах. Они используются в качестве критериев для их поиска в морских условиях. Аномальные концентрации водорода и гелия в придонной воде характеризуют сейсмическую и тектоническую активность и фиксируют зоны разломов. Природные газы влияют на гидроакустические, электромагнитные поля. Для изучения морских геохимических, акустических, биологических и других характеристик газовых месторождений используются технические средства корабля с перспективой включения подводной робототехники в их состав.

ВВЕДЕНИЕ

Какие компоненты привносятся из недр, из окружающей среды, образуя суммарный параметр – газогеохимическое поле? Какие при этом формируются закономерные изменения в воде, осадках, в физических, биологических полях? Какие образуются взаимосвязи? Все эти вопросы важны для научного обоснования формирования месторождений полезных ископаемых – рудных и нерудных, интерпретации физических, акустических, океанологических полей, оценки биопродуктивности, прогноза нефтегазоносности и др. Газогеохимические поля, потоки пузырей газов, в том числе парниковых (CH_4 , CO_2), из донных отложений в воду и частично в атмосферу

важно изучать в связи с влиянием их на глобальный процесс изменения (потепления) климата, на изменение гидроакустических, геофизических, гидрологических и других характеристик. Эти процессы необходимо учитывать, в том числе при гидроакустических навигационных поисковых маршрутных измерениях в море с использованием робототехнических средств.

Основными природными источниками газов на Земле являются: 1) гидротермальные, вулканические очаги; 2) месторождения нефти и газа; 3) угольные газы; 4) микробное разложение органического вещества; 5) мантийные и другие поступления газа. Опишем некото-

¹ 690041, г. Владивосток, ул. Балтийская, 43. Тел.: (423) 2311400. E-mail: obzhirv@poi.dvo.ru

рые районы Курильской котловины Охотского моря, где эти источники встречаются индивидуально, и проследим их вклад в баланс газовых поступлений из недр.

1. Районы месторождений нефти и газа

Наибольший объем информации по особенностям формирования газогеохимических полей в районе залежей нефти и газа получен нами при изучении их в Охотском, Японском, Южно-Китайском морях (рис. 1). Здесь кратко выделим частные и общие закономерности механизма образования газогеохимических полей в придонном слое в связи с нефтегазоносностью.

В настоящее время доказано, что нет абсолютных непроницаемых покрышек для газа в толще осадочных пород. Естественно, глинистые водоупоры, газопоры существуют, и закономерности накопления углеводородов в коллекторах, ловушках различного типа действуют. Но есть мнение, что залежь нефти и газа может сохраняться только при отсутствии фильтрации из неё углеводородов. Некоторые исследователи [12] считают, что из залежи, перекрытой мощной, более 1000 м, глинистой толщей возможен в основном диффузионный поток углеводородов к поверхности.

Данные, полученные авторами и другими исследователями о миграционных потоках углеводородов к поверхности суши или морского дна, говорят о преимущественном фильтрационном их потоке, т.е. о подъёме углеводородов в большинстве случаев в газовой фазе к поверхности по макро- и микротрещинам. По оценкам, приведенным в работе [12], за счет диффузии поток углеводородов из залежи проникнет к поверхности всего на 200–400 м за несколько десятков миллионов лет. Но известны примеры [2], когда в районе подземных

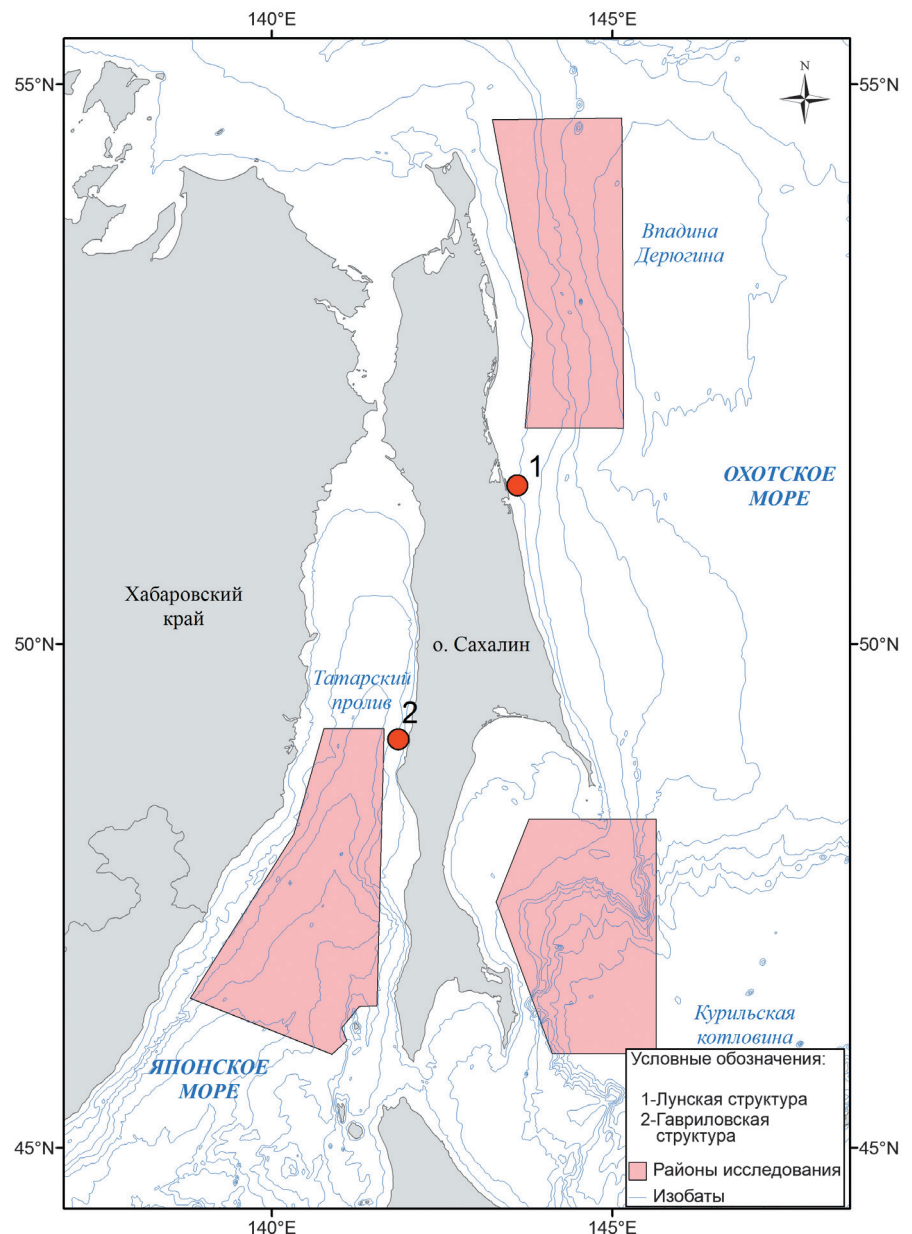


Рис. 1. Схема районов исследований и расположение некоторых станций по изучению газогеохимических полей, выполненных в экспедициях в Охотском море в различные годы

газовых хранилищ с покрышкой из глинистых пород мощностью 1000–1500 м на поверхности аномальное углеводородное поле было обнаружено уже через три года после закачки в хранилище газа. Ясно, что такая скорость возможна только при фильтрационном потоке газа из искусственной залежи.

Рассмотрим процесс миграционных потоков газа к поверхности из залежи нефти и газа и обоснование механизма формирования над нефтегазоносной структурой

газогеохимических полей в придонном слое морей и океанов с учетом возможности присутствия трещин, микротрещин в породах над залежью нефти и газа, по которым происходит миграция углеводородов к поверхности. Согласно законам физики и механики трещины обязательно будут образовываться в толще пород, если в ней есть залежь. Залежь – это инородное тело в толще и часто с внутренним давлением газа, превышающим гидростатическое. На контакте с залежью,

в куполе структуры, в зоне разлома, контролирующего залежь, под влиянием геолого-тектонических, космических и других внешних воздействий будет формироваться серия трещин, по которым возможна миграция газа к поверхности. Естественно, мощность отложений, перекрывающих залежь, их литологический состав, характер ловушек и другие параметры окажут влияние на формирование газогеохимического поля на поверхности суши или в придонной воде акваторий. При этом отток из залежи углеводородов в большинстве случаев не приводит к её уничтожению в связи с возможностью подтока их из нижних горизонтов.

Миграции углеводородных и других природных газов из нефтегазовых залежей более глубоких горизонтов земной коры и мантии по зонам разломов в воду в морях и океанах является глобальной геологической закономерностью. Эти процессы изучаются для выяснения влияния природных газов на донные осадки и водную толщу в морях и для использования их как индикаторов различных геологических, физико-химических, биологических, сейсмических, гидроакустических и других процессов в морях и океанах. Важно использовать характеристики аномальных изменений в донных осадках и воде под воздействием природных газов для решения научных и практических задач. При использовании подводной робототехники для исследования донных осадков и водной толщи морей важно изучать состав и концентрации природных газов, в том числе CH_4 , тяжелых углеводородов ($\text{C}_2\text{--C}_4$), CO_2 , H_2 , He , O_2 , N_2 , с одной стороны, для ввода коррекции гидроакустических и других характеристик прокладки маршрута подводных аппаратов, с другой – для прогнозных оценок залежей углеводородов, газогидратов, поиска

зон разломов, определения их сейсмической активности и решения других практических задач.

Приведём наиболее характерные примеры формирования газогеохимических полей в придонной воде в нефтегазоносных районах, проверенных нефтегазопроисловым бурением. Для сравнения опишем структуры, которые по геофизическим данным являлись перспективными на поиски нефти и газа, а по газогеохимическим критериям и по нефтегазопроисловому бурению оценены продуктивными и непродуктивными. Характерным примером является Александровская структура, расположенная в северной части Татарского пролива. По сейсмическим данным она была оценена нефтегазопродуктивной. Проведенные нами газогеохимические измерения в придонной воде над этой структурой показали отсутствие аномалии углеводородных газов. В придонной воде наблюдалось равномерное поле метана с несколько повышенными его концентрациями – 90–110 нл/л – относительно фона (рис. 2).

По газогеохимическим данным был сделан отрицательный прогноз нефтегазоносности этой структуры. Причем по превышению уровня газогеохимического поля над фоном, по его равномерной поверхности было сделано предположение, что осадочный разрез этой структуры достаточно насыщен рассеянными углеводородами, но они не образуют залежь. Нефтегазопроисловая скважина, пробуренная на Александровской структуре глубиной более 3000 м, полностью подтвердила этот прогноз. Осадочные отложения в районе структуры были достаточно насыщены газообразными углеводородами, но не содержали залежь из-за отсутствия мощных глинистых покрышек.

Приведём ещё пример. Были изучены газогеохимические поля

в придонной воде в районе Надеждинской, Изыльметьевской, Гавриловской структур восточной части Татарского пролива (рис. 3). По геофизическим данным нефтегазопродуктивная толща в районе этих структур имеет максимальную мощность около 2000 м и наилучшие структурно-литологические условия на Изыльметьевской структуре. Эти отложения выклиниваются в районе Надеждинской площади и почти полностью размыты в районе Гавриловской структуры, где низы этой толщи выходят непосредственно под наносы.

По газогеохимическим измерениям в придонной воде над Изыльметьевской структурой были обнаружены куполовидная высокая (500–600 нл/л) аномалия метана и повышенные содержания тяжелых углеводородов. В районе Надеждинской структуры в придонной воде содержание метана снизилось почти до фона – 160 нл/л. Над Гавриловской структурой прослежена аномалия с несколько меньшей концентрацией метана (400–500 нл/л), чем на Изыльметьевской. При этом наблюдалась пилообразная поверхность этой аномалии. Нефтегазопроисловое бурение выявило промышленную нефтегазоносность на Изыльметьевской структуре, проявления газа при бурении из низов продуктивной толщи на Гавриловской и отсутствие промышленной нефтегазоносности на Надеждинской площадях.

Таким образом, прогноз, сделанный лабораторией газогеохимии по газогеохимическим критериям, подтвердился на Надеждинской и Изыльметьевской структурах и не подтвердился на Гавриловской структуре, так как на ней была вскрыта непромышленная залежь. Но на этой структуре прогноз получается однозначно отрицательный при совместном рассмотрении геофизических и газогеохимических

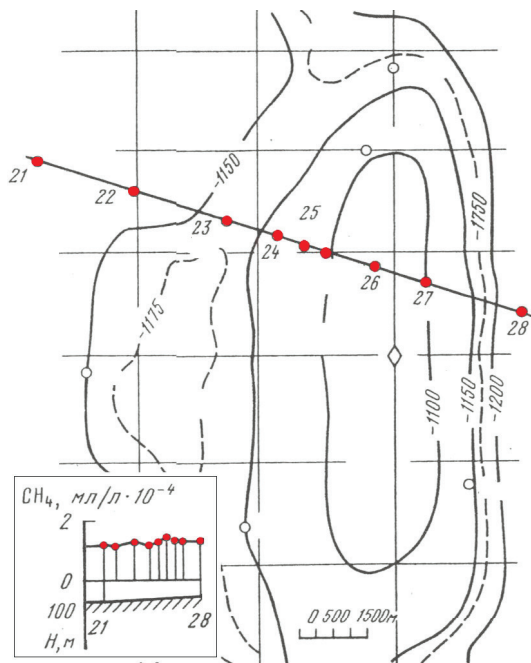


Рис. 2. Структурная схема Александровской площади с газогеохимическим профилем через станции 21–28 (расположение см. на рис. 1)

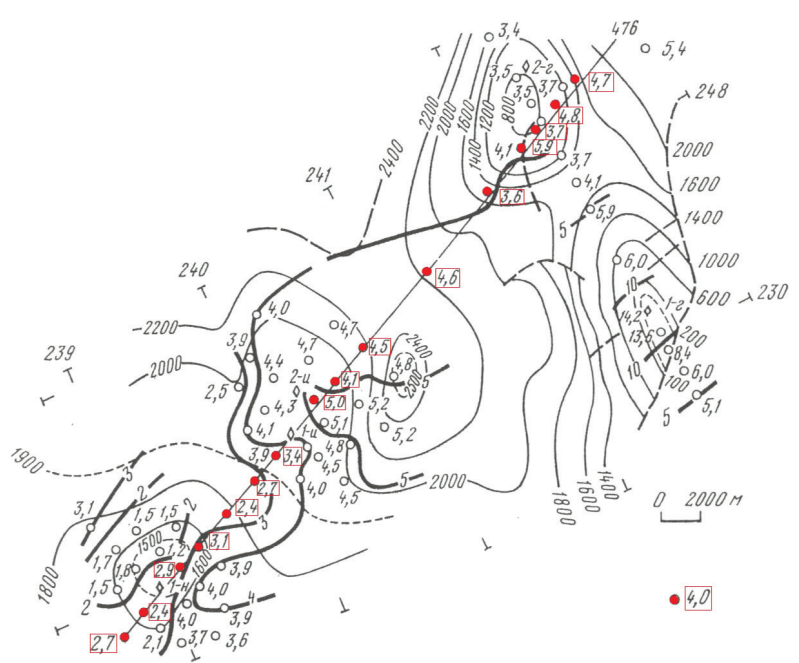


Рис. 3. Распределение метана (нл/л) в районе Надеждинской, Изыльметьевской и Гавриловской структур по профилю 476 (расположение см. на рис. 1)

данных. На сейсмическом временном разрезе хорошо видно, что продуктивная толща на Гавриловской структуре эродирована и морфология поверхности аномалии характеризует возможные отдельные проявления.

Рассмотрим некоторые районы присахалинского шельфа. Здесь наибольшая аномалия метана в придонной воде (10900 нл/л), превышающая фон на два порядка, была встречена на Лунской площади. Нефтегазопроисловым бурением здесь вскрыта мощная газонасыщенная толща, разбитая нарушениями на блоки. Столь высокая аномалия метана в придонной воде обусловлена высокой нарушенностью структуры и газовым составом залежи [3, 10].

Отметим, что на присахалинском шельфе в районе открытых месторождений нефти и газа – Одоптинском, Пилтун-Астохском, Лунском и других – в придонной воде наблюдаются очень высокие содержания метана – 2000–3000 нл/л. Как правило, при повышении концентраций метана

увеличивается количество тяжёлых углеводородов. При этом на количество углеводородных газов в придонной воде влияют морфоструктурные, литологические, тектонические условия и характер залежи. Над преимущественно нефтяными и ненарушенными залежами в придонной воде формируются невысокие аномалии углеводородных газов, превышающие фон в 5 раз, как на Чайвинском месторождении [1, 10].

Важным параметром, влияющим на формирование газогеохимического поля, является глубина залежи. Этот параметр начинает играть существенную роль при глубине залежи более 3000 м ниже поверхности дна. В Меконгской впадине Южно-Китайского моря открыты месторождения с глубиной залегания продуктивных, преимущественно нефтегазоносных отложений, 3100–3500 м.

Газогеохимические исследования, проведенные нами в районе этих месторождений, определили незначительное увеличение углеводородных газов в придонной воде –

в 3–5 раз по сравнению с фоном. Причём основная аномалия была прослежена по периферии месторождений, а не над центром структур. Это связано с тем, что в районе этих месторождений находится мощная толща (около 2000 м) глинистых отложений, перекрывающих залежи. Но тем не менее из залежей существует подток углеводородов по ослабленным зонам, которые в этом районе расположены по периферии, на границе водонефтяного контакта.

К востоку от Меконгской впадины расположена Южно-Коншонская нефтегазоносная структура с преимущественно газовым составом залежи. Её пересекает региональная зона разлома. В придонной воде над этой структурой уже наблюдаются высокие аномалии углеводородных газов, превышающие фон более чем на один порядок. Максимальное количество метана, определенное здесь, составило 1540 нл/л.

Следует обратить внимание, что в упомянутой меридиональной региональной зоне разлома обнару-

жены наряду с метаном аномальные концентрации водорода и углекислого газа, что говорит о глубинном проникновении разлома. Но из аномалии исчезает метан, как только зона разлома выходит из осадочных отложений, т.е. он в придонную воду поступает из залежи.

2. Некоторые районы с разными источниками и количеством поступления природных газов из донных осадков в воду в морях

Проследим на некоторых примерах возможные пути поступления углеводородов из нефтегазоносных пород и как они проявляются в геофизических, акустических и газогеохимических полях. Интересные результаты [13] получены на акватории площади Санта Крус, расположенной в прибрежной полосе Калифорнии. Здесь проводилось сеймопрофилирование спаркером мощностью от 1000 до 3000 Дж и изучались природные газы воды. В результате работ в водной толще площади обнаружены водные столбы с аномальным звукорассеиванием и высоким содержанием в них метана (до 91% относительно других газов) и менее 1% этана. Звукорассеивающие столбы ассоциировали с подповерхностными геологическими структурами – антиклинальными перегибами пластов, зонами разломов, районами несогласных залеганий слоев, которые на сейсмических профилях проявлялись в виде амплитудных аномалий. Авторы считают [5, 9], что метан имеет термогенное происхождение, мигрирует из нефтегазоносных толщ ($\sigma C^{13}_{CH_4} = -29,5 - 32,5\%$), являясь их индикатором.

При проведении сейсмопоисковых и буровых работ на площади «Блок В», расположенной в Южно-Китайском море в 300 км к северу от порта Сингапур [3], было отме-

чено, что прямые эффекты отрицательных отражений возникают как при низком, так и при высоком газонасыщении песчаных слоёв, а также в угольных пластах. Отличить газоносный пласт от угольного можно только по структурным признакам. Газоводяной же контакт на сейсмических профилях выглядит как кажущееся выклинивание горизонта в плане.

Газогеохимические поля в этом случае могут помочь интерпретации геофизических данных. Наличие в придонном слое аномальных полей, углеводородных газов характеризует газонасыщенность разреза осадочных отложений и присутствие в них нефтегазовой залежи.

Приведём несколько примеров активного выделения углеводородных газов в верхние слои осадков и придонную воду из нефтегазоносных отложений. Одним из них является южная часть Пилтун-Астохского нефтегазового месторождения присахалинского шельфа, где в районе газогеохимических станций 262, 263 по геофизическим данным обнаружено проявление грязевого вулканизма.

В районе грязевого вулкана на сеймопрофиле 852 МОВ ОГТ выделяется канал с резким изменением характера отражающих горизонтов в толще осадочных пород. Над каналом в верхнем слое

осадков на сейсмоакустическом профиле 55 выделяются также породы с измененными геофизическими свойствами. В поверхности дна грязевой вулкан выделяется в виде холма высотой и диаметром 6–8 м. В его районе, в придонной воде на газогеохимических станциях 262, 263 обнаружена аномалия метана – 2000 нл/л, т.е. здесь прослежено активное выделение углеводородных газов, приведшее к образованию грязевого вулкана, и отражение этого явления в геофизических, морфологических, газогеохимических полях.

Другим наглядным примером активного выделения углеводородных газов из нефтегазоносных отложений является район северо-западной части впадины Дерюгина присахалинского шельфа (рис. 4). На профиле между банкой Кашеварова и Омбинской нефтегазоносной структурой в придонной воде западного борта впадины Дерюгина, осложненного зонами разломов, на эхограмме обнаружены звукорассеивающие тела на глубинах 800 и 160 м. Звукорассеивающие тела возникли в связи с повышенным выделением газа из нефтегазоносных отложений в придонную воду, пузырьки которого являются помехой для прохождения звуковых волн.

В районе звукорассеивающих тел содержалось очень высокое

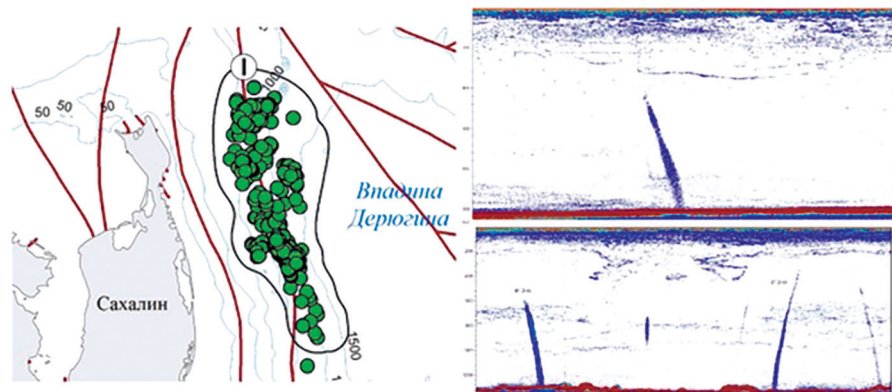


Рис. 4. Схема расположения газовых факелов северо-западного борта впадины Дерюгина Охотского моря с примерами сейсмоакустической регистрации

количество метана – 12 500 нл/л. Здесь же встречены повышенные концентрации тяжелых углеводородов углекислого газа. В районе выхода газа на глубине 800 м в керне донных илистых осадков, отобранных геологической трубкой, в интервале глубин 3 м от поверхности дна были обнаружены пустоты, большое количество метана, карбонатные конкреции, пирит. В течение нескольких часов керн развалился на мелкие кусочки. Эти признаки характеризуют наличие здесь в донных осадках газогидратов.

Приведенный пример характеризует взаимосвязи газовых, геохимических, акустических полей и газогидратов. Важным условием для правильной интерпретации газогеохимических полей и связанных с ними геофизических неоднородностей на акваториях является учет возможного присутствия в осадочных отложениях газогидратов. Для их образования необходимо соблюдение трёх условий: низкая температура, высокое давление и наличие достаточного количества газа. При температуре 0°C уже на 300 м возможно образование газогидрата в верхнем слое осадков. Газогидратные слои являются слабопроницаемыми для газов, что задерживает их проникновение из недр к поверхности. Скорость прохождения сейсмических волн в газогидратах повышается почти в 2 раза. Наоборот, наличие аномальных концентраций газа в толще воды, особенно в виде пузырьков, уменьшает скорость прохождения акустических волн. Это необходимо учитывать при определении глубины дна, расстояния до предметов в море, используя расчетные гидроакустические характеристики как в морских экспедициях на судах, так и при применении робототехнических средств.

3. Связь аномального поступления природного газа с сейсмическими активизациями

Проследим возможную скорость изменения газогеохимических полей в придонном слое воды, формирующихся за счет потока углеводородов к поверхности из нефтегазоносных отложений. В работе [13] описаны периодические газохимические и акустические наблюдения дна континентального шельфа Северной Калифорнии вблизи устья р. Кламат в 1977–1985 гг. Во время наблюдений в ноябре 1980 г. в этом районе произошло землетрясение магнитудами 6,5–7,2 с обвалами на суше и образованием хребтов, уступов в рельефе дна шельфа.

До землетрясения в верхних слоях осадка на сейсмических разрезах обнаруживались акустические аномалии, характеризующие присутствие газа в осадках, проявляющиеся особенно четко в диапазоне частот 1–10 кГц. Аномалии имели вид акустически непроницаемых («мутных») зон, внезапных обрывов отражающих горизонтов, подповерхностных амплитудных аномалий («яркие пятна»). В осадках в районе акустических аномалий содержалось более 30 мл/л метана. Так как акустические признаки присутствия в осадках газа наблюдались как выше, так и ниже границы несогласия четвертичных и дочетвертичных отложений, предполагается поступление термогенных углеводородных газов из более глубоких горизонтов осадочных пород.

В придонной воде до землетрясения в рассматриваемом районе был обнаружен один активный газовый выход, образующий на эхogramме звукорассеивающие тела, подобные описанным нами ранее в Охотском море. Через один месяц

после землетрясения в зоне нарушения и за её пределами наблюдалась сплошная область звукорассеивающих тел – газовых облаков. Через один год в этом же районе установлено уменьшение активности выходов газа в придонную воду. Отдельные звукорассеивающие тела уже не сливались в сплошное облако. Но концентрация газа в воде была ещё большой, в связи с чем происходило уменьшение скорости прохождения упругих волн в газонасыщенной воде и возникновение в этих местах эффекта кажущихся «кратеров». Через пять лет после землетрясения все активные выходы газа, возникшие в результате землетрясения, исчезли. Выход же газа, наблюдавшийся к западу от зоны разлома ещё до землетрясения, сохранился.

Таким образом, наблюдается постоянный подток углеводородов из нефтегазоносных отложений к поверхности, который формирует газогеохимические поля в верхнем слое осадков и придонной воде. Отметим, что существует корреляция между температурой водных слоев и концентрацией метана в них (рис. 5, А, Б). Это важная закономерность, которую следуют учитывать [4, 11] при гидроакустических исследованиях для расчета скорости звука в толще воды и использования метана как индикатора стратификации толщи воды.

Характеристика газогеохимического поля зависит как от различных геологических, так и геодинамических факторов. Причем активизация тектонических процессов может вносить кратковременные, но очень существенные изменения в распределение газогеохимических потоков и полей. Из проведенных газогеохимических исследований вытекает важный практический вывод о формировании аномальных газогеохимических полей в придонной воде над месторождения-

ми нефти и газа, которые можно использовать как критерии поиска нефтегазовых залежей. Концентрации газа в газогеохимических полях могут периодически меняться, но постоянно в придонной воде существуют газогеохимические поля, в которых содержание углеводородных газов превышает окружающий фон в 5–10 раз в случае присутствия в недрах залежи нефти и газа. В этой связи интересные наблюдения представлены в работе [3], где отмечается, что газовые аномалии, зафиксированные в поверхностных отложениях над месторождениями нефти и газа, со временем исчезают по мере разработки и истощения месторождения.

4. Биогенные источники углеводородных газов

В этом разделе будет сделан анализ возможного поступления биогенного метана из донных отложений в придонную воду и его влияния и участия в формировании газогеохимических полей в придонных слоях.

Процесс биогенерации метана в континентальных условиях проходит близко к поверхности, поэтому метан не накапливается, а, поднимаясь вверх, окисляется до углекислого газа. В морских же условиях метанообразование происходит в более глубоких условиях из-за того, что сначала идет сульфатредукция, и за это время

уже накапливаются осадки. Биогенный газ от термогенного отличается легким изотопным составом – $\delta C_{CH_4}^{13} = -50 \dots -90\text{‰}$ и высоким отношением $C_1 / \sum_{i=1}^5 C_i = 0,98 \dots 0,99$.

Наиболее возможным механизмом образования метана в морских осадках является редукция углекислого газа водородом в процессе анаэробного окисления органического вещества микроорганизмами. Биогенный метан хорошо растворяется в поровых водах при увеличении гидростатического давления. При достижении температуры 82°C растворимость метана резко уменьшается и он выделяется из поровых вод. В зависимости от геологических и термобарических условий биогенный метан может накапливаться в ловушках, формируя газовую залежь, или образовывать газогидраты [6]. Как правило, в этих же районах из нижележащих отложений происходит подток углеводородов, образованных за счет термогенного разложения органического вещества, и источником нефти и газа в залежах и газогидратах являются углеводороды биогенного и термогенного происхождения (рис. 6).

Если биогенный газ мигрировал в залежь или способствовал образованию газогидрата, то, как приводились нами примеры выше, над ними в придонной воде формируются аномальные газогеохимические поля. Но будут ли образовываться в придонной воде аномалии

газа, источником которого являются не концентрированные в каких-то условиях, а рассеянные биогенные газы, присутствующие в верхних слоях осадков?

Наглядным примером могут служить газогеохимические измерения в придонной воде, выполненные лабораторией газогеохимии по газогеохимическому профилю в северно-западной части впадины Дерюгина Охотского моря. Здесь при всех равных гидрологических, термобарических условиях, литологической однородности илистых донных осадков на соседних станциях 227 и 228 обнаружены совсем различные концентрации углеводородных газов. На ст. 227 количество метана в придонной воде составляет 20 нл/л, а на ст. 228 – 1100 нл/л. В первом случае уровень содержания метана в несколько раз ниже среднего фона для Охотского моря, во втором – фон превышен более чем на один порядок. В районе ст. 227 нет подтока метана из недр, в районе ст. 228 обнаружено активное выделение газа из морского дна, создавшее звукорассеивающий эффект на эхограмме, т.е. рассеянные биогенные газы, выделяясь в придонную воду, формируют только региональный фон углеводородных газов в воде, а при подтоке газа из недр, в том числе из нефтегазовых залежей, формируются аномальные поля. Региональный фон углеводородных газов может изменяться. Например, на присаха-

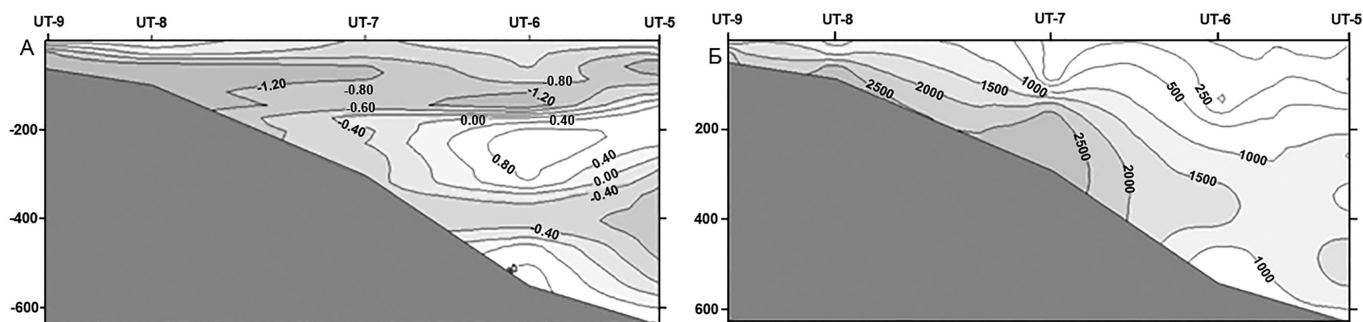


Рис. 5. Схема распределения температуры в толще воды на восточном склоне Сахалина в Охотском море (А); распределение метана в водных слоях (Б). Ut-9–Ut-5 – гидрологические станции, выполненные на судне «Утес»

линском шельфе в районе нефтегазовых месторождений в придонной воде фоновыми являются концентрации метана 60–90 нл/л. Очевидно, в формировании фона в данном районе участвуют как биогенные, так и термогенные газы.

Отметим, что на присахалинском шельфе лабораторией газогеохимии был изучен газовый состав в донных отложениях на различных горизонтах от 0 до 4 м ниже уровня дна и в придонной воде над ними. Выяснено, что в донных отложениях можно выделить верхний горизонт 0–0,5 м с низким содержанием в нем метана независимо от количества его в более глубоких горизонтах осадков. В некоторых колонках осадков в интервале 2–4 м метана содержалось до 4,6 мл/кг, в других – $4,6 \cdot 10^{-4}$ мл/кг. Но в тех и дру-

гих в верхнем интервале 0–0,5 м концентрация метана не превышала $1-2 \cdot 10^{-4}$ мл/л. В придонной воде над теми и другими колонками, как и в верхнем слое осадков, наблюдалось фоновое спокойное поле метана.

Этот пример показывает, что биогенный метан, образующийся в донных отложениях, не создает аномалии в придонной воде. Аномальные концентрации углеводородных газов в придонных слоях возникают только в том случае, когда существует залежь, которая создает трещиноватые зоны в перекрывающих её породах и подток углеводородов из залежи с высоким давлением газа к поверхности с низким его давлением.

В качестве примера участия биогенных газов в формировании

регионального фона концентраций углеводородных газов в придонной воде можно привести данные, полученные в Тихом океане. В центральной его части, в районе распространения красных глин, содержание метана в придонной воде не превышало 10 нл/л, в 300 милях от Калифорнийского побережья при появлении в донных осадках серых глин, содержащих некоторое количество органического вещества, в придонной воде фон метана увеличился в 2–3 раза, составляя 20–30 нл/л.

Такой же фон метана – 20–30 нл/л – обнаружен лабораторией газогеохимии ТОИ ДВО РАН в придонной воде в Филиппинском море, в районе Магеллановых гор западной части Тихого океана. В этих районах

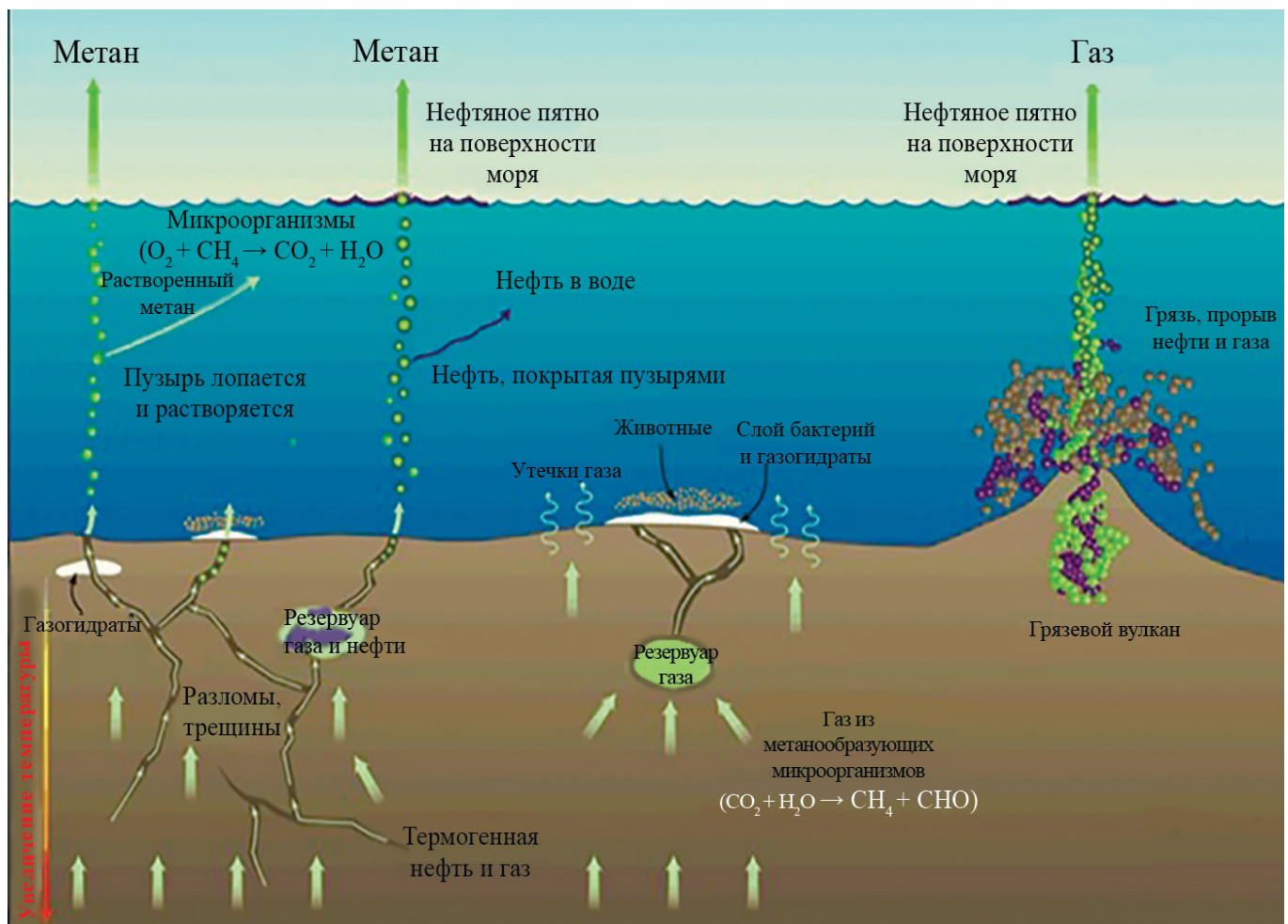


Рис. 6. Механизм движения газа в донных отложениях и водной толще [12]

отсутствуют нефтегазоносные породы и нет подтока термогенных углеводородных газов из недр. В связи с этим здесь распространен региональный фон метана, образованный биогенной составляющей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Аномальные газогеохимические поля в придонной воде формируются в районе нефтегазовых месторождений.

2. Биогенные газы, образующиеся в донных отложениях, формируют фоновые газогеохимические поля в придонной воде, концентрация углеводородов в которых имеет положительную корреляционную связь с количеством в осадках органического вещества.

3. В донных отложениях существует верхний слой окисленных осадков (в Охотском море 0–0,5 м), в которых, как и в придонной воде,

формируются фоновые газогеохимические поля. Ниже этого интервала идут интенсивные диагенетические, микробиологические процессы в анаэробных условиях, в результате которых в зависимости от количества органического вещества и подтока углеводородных газов в них формируются различные газогеохимические поля с аномальными концентрациями метана, карбонатными, сульфидными минералами.

4. Аномальные концентрации углеводородных газов (метана, C_2-C_4), углекислого газа, водорода, гелия и других газов в воде морей являются индикаторами геологических, сейсמודинамических процессов в недрах, которые взаимосвязаны с формированием газогидратов, нефтегазовых залежей, разломных структур, нарушением поверхности донных осадков, возникновением землетрясений, что необходимо учитывать при

интерпретации гидроакустических, геофизических характеристик, инженерном проектировании на морском дне и экологических изменениях.

5. Представленные данные распределения природных газов в осадках и толще воды морей и океанов являются важными научными и прикладными характеристиками, которые используются для установления геологических, океанологических, гидроакустических и других закономерностей в морях и океанах. Они дают возможность корректного расчета и оценки скорости прохождения акустических волн, точности прокладки навигационного маршрута, поиска залежей углеводородов, зон разломов, прогноза сейсмических активизаций и землетрясений в морских экспедициях на судах, в том числе с использованием робототехнических устройств.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аникиев В.В., Обжиров А.И. Влияние низкотемпературных гидротерм на газовый состав придонной воды в Охотском море // *Океанология*. 1993. Т. 33, № 3. С. 360–366.
2. Зубайраев С.Л., Петухов А.В., Зверева О.В. и др. Нефтегазопроисхождение литогеохимия в СССР и за рубежом. М.: ВИЭМС, 1982. 60 с.
3. Обжиров А.И. Газогеохимические поля придонного слоя морей и океанов. М.: Наука, 1993. 139 с.
4. Обжиров А.И., Астахова Н.В., Липкина М.И. и др. Газогеохимическое районирование и минеральные ассоциации дна Охотского моря. Владивосток: Дальнаука, 1999. 184 с.
5. Обжиров А.И., Казанский Б.А., Мельниченко Ю.И. Эффект звуко рассеивания придонной воды в краевых частях Охотского моря // *Тихоокеанология*. 1989. Т. 8, № 2. С. 119–121.
6. Обжиров А.И., Мустафин И.А. Литофациальные и геохимические условия нефтегазоаккумуляции в неогеновых отложениях Северо-Сахалинской нефтегазоносной области // *Новые данные по геологии западной части Тихого океана*. Владивосток: ДВО АН СССР, 1989. С. 167–172.
7. Соловьев В.А., Гинзбург Г.Д., Обжиров А.И. и др. Газовые гидраты в Охотском море // *Отечественная геология*. 1994. № 2. С. 10–17.
8. Соловьев В.А., Гинзбург Г.Д., Обжиров А.И., Дуглас В.К. Газовые гидраты Охотского моря // *Отечественная геология*. 1994. № 2. С. 10–17.
9. Ginsburg G.D., Soloviev V.A., Cranston R.E., et al. Gashydrates from the continental slope, offshore Sakhalin Island, Okhotsk Sea // *Geo-Marine Letters*. 1993. No 13. P. 41–48.
10. Luchsheva L.N., Obzhiriv A.I., Biebow N. The distribution of mercury and methane in the water column at the Eastern Sakhalin shelf and slope, Sea of Okhotsk // *3 Workshop on Russian German Cooperation in the Okhotsk Sea-Kurile Island Arc System*. Moscow, 2000. 40 p.
11. Obzhiriv A.I. Dissolved gas distribution in seawater columns off North-Eastern Taiwan // *Proceedings of the fifth KEEF and WOCE Conference*. Taiwan, 1994. P. 141–150.
12. Whelan J., Heini J., Jasper S., Hee A. Migration of C1-C8 hydrocarbons in marine sediment // *Org. Geochem.* 1984. Vol. 6. P. 683–694.
13. Wong C.S. Recent advances in remote observational systems and their applications in the open ocean environment // *Marine mining*. 1989. Vol. 8. P. 83–90.

