Jue John State

Телегин Юрий Александрович

ПРОСТРАНСТВЕННАЯ И ГЕНЕТИЧЕСКАЯ СВЯЗЬ ГАЗОГИДРАТОВ И НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИСАХАЛИНСКИХ АКВАТОРИЙ

Специальность 25.00.28-Океанология

Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Тихоокеанском океанологическом институте им. В. И. Ильичёва Дальневосточного отделения Российской академии наук.

Научный руководитель:

доктор геолого-минералогических наук, профессор Обжиров Анатолий Иванович

Официальные оппоненты:

Голозубов Владимир Васильевич, доктор геолого-минералогических наук, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Дальневосточный геологический институт Дальневосточного отделения Российской академии наук

Гульков Александр Нефёдович, доктор технических наук, Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Дальневосточный федеральный университет»

Ведущая организация:

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт морской геологии и геофизики Дальневосточного отделения Российской академии наук

Защита состоится «5» декабря 2018 г. в 14 ч. 00 мин. на заседании диссертационного совета Д005.017.02 при Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Тихоокеанском океанологическом институте им. В. И. Ильичёва Дальневосточного отделения Российской академии наук по адресу: ул. Балтийская, д. 43, г. Владивосток, 690041. С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Федерального государственного бюджетного учреждения науки Тихоокеанского океанологического института им. В. И. Ильичёва Дальневосточного отделения Российской академии наук и на сайте института https://www.poi.dvo.ru/node/628

Автореферат разослан « 26 » октября 2018 г.

Ученый секретарь диссертационного совета

Jakarel-

Храпченков Федор Фомич

кандидат географических наук

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования и степень ее разработанности. В настоящее время, ввиду истощения традиционных месторождений и увеличения потребления энергетических ресурсов, растет интерес к альтернативным источникам природного газа, таким как газогидраты, угольный метан, сланцевый газ, газ плотных коллекторов. Газогидраты — сравнительно новый и, по оценкам специалистов, очень обширный источник природного газа. Они образуются путем внедрения метана и других газовых компонентов в межмолекулярное пространство воды при условии низкой температуры и высокого давления. Поэтому газогидраты в природе могут находиться либо на суше в зонах вечной мерзлоты, либо в донных осадках морей на глубинах более 300-400 м. В марте 2013 года Япония первой в мире подтвердила факт успешной экспериментальной добычи метана из газогидратов на море, а в мае 2017 года Китай сообщил о первой добыче газа из газогидратов в Южно-Китайском море. Этот результат актуальность исследования газогидратов. Многочисленные подтверждает оценки мировых запасов газогидратов показывают, что они более чем в 10 раз превышают запасы традиционных залежей углеводородного газа. К настоящему времени ряд текущих оценок указывают на наличие ресурсов газогидратов в 2 500-20 000 трлн. куб. м [Resources to Reserves..., 2013]. В связи с этим, такие страны как США, Канада, Южная Корея, Индия, Китай и др., из-за растущего спроса на углеводородное сырье, разрабатывают государственные программы и наращивают инвестиции в газогидратные проекты. При этом, необходимо решить целый ряд вопросов: механизмы формирования/разрушения газовых гидратов, их роль в формировании скоплений углеводородов и потоков природного газа; генезис углеводородных газов, образующих газогидраты и формирующих аномальные поля в водной толще; геоэкологические последствия разрушения газогидратов.

Вопросы геологических условий формирования газогидратов, их пространственно-генетической связи с окружающей средой и возможностью использования их как дополнительный признак поиска углеводородного сырья

рассматриваются в диссертационной работе более детально. Одним из наиболее аспектов актуальности исследования газогидратов важных является возможность использования их как индикаторов интенсивных перетоков газа, связанных с нижележащими нефтегазовыми месторождениями. Особенно это касается дальневосточных морей, которые расположены в пределах активной зоны перехода Тихий океан – Евроазиатский континент. Присахалинские акватории Охотского и Японского морей относятся к одним из активных районов подводной газовой разгрузки в северном полушарии, где к настоящему времени выявлено три района распространения газогидратов в донных отложениях (западный борт впадины Дерюгина вблизи северного Сахалина, западный борт Курильской котловины юго-восточнее залива Терпения и восточная часть Южно-Татарского прогиба).

В связи с этим, целью работы является изучение геологических условий формирования газогидратов на акваториях Охотского и Японского морей и оценка взаимосвязи газогидратов присахалинских акваторий с нижележащими нефтегазоносными отложениями.

В соответствии с поставленной целью решались следующие задачи:

- анализ современных знаний о происхождении газогидратов в акваториях Мирового океана (глава 1);
 - обоснование подходов и методов, используемых в исследовании (глава 2);
- выявление приуроченности газогидратных площадей к потокам газа из донных отложений морей в водную толщу и определение объективных комплексных газогеохимических индикаторов исследуемого региона (глава 3);
- анализ геологических факторов, контролирующих формирование, консервацию и разрушение газогидратов в верхней части осадков присахалинских акваторий (глава 4);
- обоснование комплекса признаков связи газогидратов с нефтегазоносными отложениями (глава 5);

- определение общих закономерностей связи газогидратов и залежей углеводородов присахалинских акваторий с другими акваториями и территориями, где доказана такая связь (глава 5).

Научная новизна работы

- Выделены основные зоны дегазации морского дна в пределах присахалинских акваторий.
- Выявлен комплекс критериев и признаков определения основного источника газа для формирования газогидратоносных площадей.
- Показана пространственно-генетическая связь газогидратов и нижележащих нефтегазовых залежей присахалинских акваторий.
- Установлена возможность использования газогидратов как индикаторов при поиске традиционных месторождений нефти и газа.

Теоретическая и практическая значимость работы. Выводы о генетической и пространственной связи газогидратов и нефтегазоносных отложений в исследуемых регионах позволяют по-новому взглянуть на фундаментальную научную проблему формирования, консервации и разрушения акваториальных газогидратов, что определяет теоретическую значимость работы. С другой стороны, выводы позволят выполнить уточняющую оценку ресурсного потенциала газогидратоносных площадей. При этом выбор наиболее эффективных оценок и технологий добычи залежей газогидратов должен основываться на геологических условиях и источнике гидратного газа.

Ряд характерных признаков присутствия газогидратов в осадочных отложениях присахалинских акваторий может быть использован для поиска газогидратов в других морях Мирового океана, что в настоящее время наиболее актуально для арктических морей. С другой стороны, наличие газогидратоносных отложений может быть использовано как индикатор

залегания ниже по разрезу нефтегазовых залежей при поиске традиционных месторождений.

Защищаемые научные положения:

- 1. Газогеохимические и изотопные характеристики в гидратоносных структурах присахалинских акваторий в районе крупных очагов нефтегазообразования свидетельствуют о глубинном источнике углеводородных газов.
- 2. Пространственная связь между гидратсодержащими и нефтегазсодержащими отложениями шельфа и континентального склона о-ва Сахалин характеризуется геологическими условиями региона.
- 3. Сравнительный анализ условий формирования газогидратов присахалинских акваторий с другими гидратоносными площадями в пределах нефтегазоносных систем характеризует их связь с нефтегазовыми залежами

Степень достоверности и апробация результатов. В основу диссертационной работы, легли результаты, опубликованные в 6 научных статьях в журналах из списка, рекомендованного ВАК Минобрнауки РФ.

Основные положения работы докладывались автором на 6-ой Сибирской международной конференции молодых ученых по наукам о Земле (Новосибирск, 2012), Десятом Международном Форуме студентов, аспирантов и молодых Азиатско-Тихоокеанского учёных региона (Владивосток, Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых «Трофимуковские чтения – 2011» (Новосибирск, 2011), V конференции молодых ученых «Океанологические исследования» (Владивосток, 2011), III Международной научно-практической конференции молодых ученых специалистов памяти академика А.П. Карпинского (Санкт-Петербург, 2013), VI конференции молодых ученых «Океанологические исследования» (Владивосток, 2013), Всероссийской молодежной научной конференции с

участием иностранных ученых «Трофимуковские чтения — 2013» (Новосибирск, 2013), IV Международной научно-практической конференции молодых ученых и специалистов памяти академика А.П. Карпинского (Санкт-Петербург, 2015), Юбилейной 70-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ — 2016» (Москва, 2016), XXII Международной научной конференции (Школе) по морской геологии (Москва, 2017) и др.

Достоверность работы подтверждается использованием обширного фактического материала, полученного в морских экспедициях, в которых принимал участие автор, а также количеством аналитических измерений, выполненных по стандартным методикам. Используемые методы, описанные в работе, показывают эффективность и простоту. Приборы и оборудование поверялись согласно методическим указаниям и требованиям Госстандарта к метрологическому обеспечению аналитической лаборатории (Свидетельство о состоянии измерений лаборатории газогеохимии № 49 к Паспорту лаборатории ПС 1.021-12).

Структура и объем диссертации. Диссертационная работа состоит из Введения, 5 Глав и Заключения, содержит 105 страниц текста, 36 рисунков, 1 таблицу, список литературы из 115 наименований.

Благодарности. Автор выражает глубокую благодарность и признательность научному руководителю и Учителю д.г.-м.н., профессору Анатолию Ивановичу Обжирову. Автор благодарен сотрудникам лаборатории газогеохимии ТОИ ДВО РАН за многолетнюю успешную совместную работу на берегу и в море, поддержку и критику и в частности Шакирову Р.Б., Верещагиной О.Ф., Бурову Б.А., Мишуковой Г.И., Окулову А.К. Автор благодарит Кулинича Р.Г., Плетнева С.П., Тищенко П.Я. за ценные советы в процессе подготовки диссертации, а также Деркачева А.Н. за дискуссии по проблеме исследования.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

ГЛАВА 1. СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ГЕНЕЗИСЕ ГАЗОГИДРАТОВ В МИРОВОМ ОКЕАНЕ И ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫХ МОРЯХ

кратко рассматривается мировая практика исследования анализируются современные знания 0 происхождении газогидратов в акваториях Мирового океана. Отдельное внимание уделено газогидратоносности И нефтегазоносности присахалинских акваторий. Обобщение результатов исследования газогидратов в Охотском и Японском морях с 1984 по 2017 гг. позволило сформулировать проблему генезиса газогидратов для присахалинских акваторий и определить направление работы.

ГЛАВА 2. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ФАКТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ

В главе перечисляется комплекс методов исследования газогидратов в дальневосточных морях (раздел 2.1), использование которого позволяет повысить степень удачи при поиске новых площадей газогидратов. Комплекс включает в себя следующие методы: геоструктурный; акустический; изотопногеохимический; геоэкологический; геомоделирование формирования и разрушения газогидратов; отбор проб донных осадков и газогидратов; СТО-зондирование и отбор проб колонок воды; изучение газового состава донных отложений и воды. В разделе 2.2 перечислены материалы и источники использованных данных, полученных преимущественно в морских экспедициях ТОИ ДВО РАН на научно-исследовательских судах УНИФ ДВО РАН.

ГЛАВА 3. ГАЗОВЫЕ ПОТОКИ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ В ВОДНОЙ ТОЛЩЕ И ОСАДОЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПРИСАХАЛИНСКИХ АКВАТОРИЙ

В разделах 3.1 и 3.2 говорится о распределении углеводородных газов в водной толще и донных отложениях соответственно для трех гидратоносных участков в пределах присахалинских акваторий (западный борт впадины Дерюгина, Южно-Татарский бассейн, западный борт Курильской котловины).

В период по 2003 г. предшественниками были получены следующие закономерности для Охотского моря [Шакиров, 2003]: 1) фоновые концентрации метана в водной толще Охотского моря составляют 20-30 нл/л; 2) вдоль всего восточного шельфа Сахалина существует аномальное поле концентраций метана с увеличением над нефтегазовыми месторождениями; 3) аномалии метана возрастают по направлению от мелководной части шельфа к склону; 4) наличие аномальных полей концентраций метана в промежуточных слоях водной толщи объясняется динамикой вод и сезонной изменчивостью водного режима и др.

Анализируя данные по распределению метана в водной толще над газогидратными станциями всех трех участков, было обнаружено, что концентрации метана в придонном слое воды превышают фоновые значения над всеми газогидратными станциями (рисунок 1). Причем на некоторых станциях аномальные концентрации метана были на четыре порядка выше фоновых значений. Значения концентраций метана на станциях, выполненных за пределами газогидратоносных структур, не превышали фоновых значений.

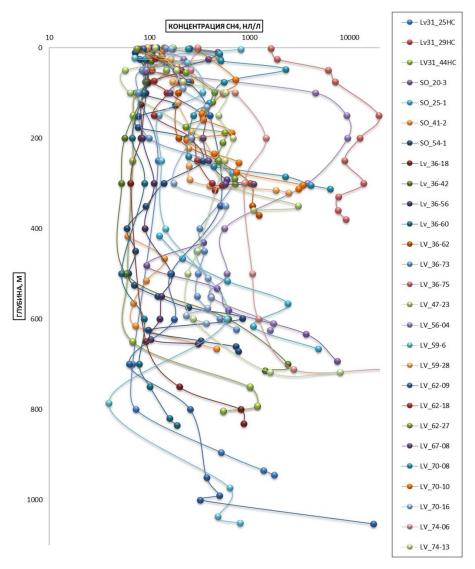


Рисунок 1 – Диаграмма распределения концентраций метана над всеми станциями, где вскрыты газогидраты

Исследование содержания газов в донных отложениях исследуемых районов позволило выявить ряд закономерностей как для газогидратсодержащих осадков, так и для осадков, взятых на фоновых станциях. Концентрации метана в верхней части осадка зачастую не превышают 0,01-0,02 мл/л. В осадках, не содержащих газовые гидраты, они обычно возрастают с 2 м до 4-5 м и составляют 0,1-1,0 мл/л. В интервале глубин 6-10 м концентрация метана увеличивается в 10 раз, а в интервале 11–12 м – ещё в 10 раз по сравнению с вышележащим слоем [Dullo et. al., 2004]. Если в донных осадках присутствуют газогидраты, наблюдается другое распределение метана. Независимо от интервала, концентрации могут превышать фоновые значения в 1000-10000 раз.

Раздел 3.3 посвящен выходам природного газа из донных отложений в водную толщу, так называемым газовым факелам. За время исследований присахалинских акваторий было выполнено более 1200 пересечений газовых факелов на шельфе и склоне о. Сахалин. Условно было выделено 3 основных зоны дегазации морского дна (рисунок 2). Выполненные расчеты [Саломатин, Юсупов, 2001] позволили говорить о едином крупномасштабном источнике природного газа под шельфом и склоном о. Сахалин.

Таким образом, гидратоносные структуры на присахалинских акваториях характеризуются наличием стойких газогеохимических аномалий как в водной толще, так и в осадке, молекулярный состав которых однороден для нефтегазоносного шельфа и гидратоносного склона, а также огромным количеством газовых факелов из донных отложений в водную толщу и на шельфе, и в непосредственной близости к площадям газогидратов. Это позволяет говорить об общем генезисе гидратного газа на склоне и газа, отобранного на нефтегазоносном шельфе.

ГЛАВА 4. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ГАЗОГИДРАТОВ В РАЙОНАХ ОХОТСКОГО И ЯПОНСКОГО МОРЕЙ

Рассмотрены геологические условия формирования газогидратов и геология сопредельных нефтегазоносных акваторий. Внимание направлено на морфологию морского дна, структуры и системы разломов. сделан вывод о пространственной связи площадей газогидратов cнефтегазоносными отложениями. Проводящими каналами для миграции газов из нефтегазоносных шельфа и отложений континентального склона В зону стабильности газогидратов, расположенную выше по разрезу, служат зоны разломов.

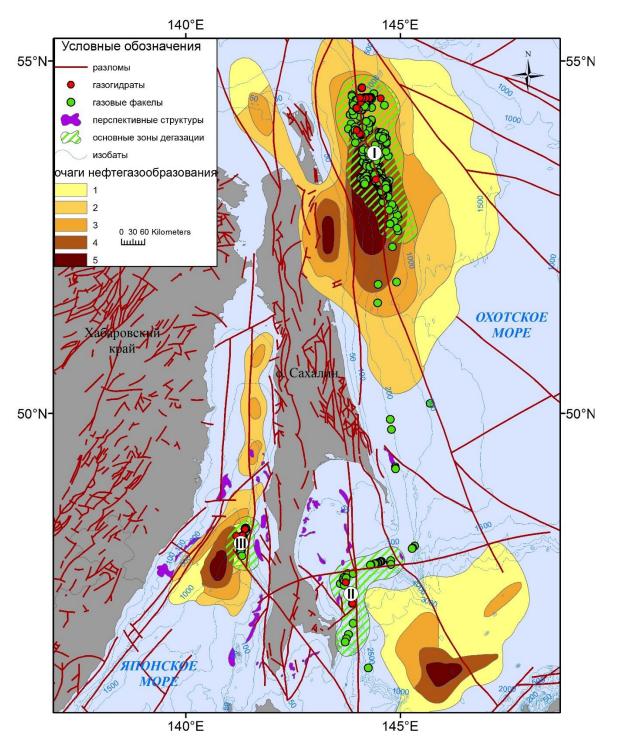


Рисунок 2 — Сводная карта признаков сопряженности газогидратов присахалинских акваторий с нижележащими нефтегазовыми залежами. Основные зоны дегазации: I — северовосточного склона; II — юго-восточного склона; III — юго-западного склона. Основные очаги нефтегазообразования [Марина и др., 2000]: 1- зона низкотемпературного газообразования; 2- зона начального образования нефтегазовых углеводородов; 3- зона завершенного образования нефтегазовых углеводородов; 4- зона начального высокотемпературного газообразования; 5- зона завершенного высокотемпературного газообразования

На северо-восточном склоне о. Сахалин (раздел 4.1) морфология проста и практически однородна на всем протяжении с севера на юг [Віевоw, Huetten, 1999]. Переход склона в дно впадины Дерюгина плавный, но иногда осложнен уступами. Основные скопления газовых факелов концентрируются в трех местах: 1) на бровке шельфа; 2) в средней части склона и 3) в верхней части склона. Гидратоносные структуры приурочены к Дерюгинскому прогибу. Фундамент Дерюгинского прогиба залегает на глубине более 8-9 км под осадочными нефтегазсодержащими кайнозойскими и меловыми породами шельфа. Наибольшая мощность осадочных отложений представлена на восточном Сахалинском шельфе и склоне Охотского моря. Поэтому щельф и склон имеет кумулятивное происхождение и наличие больших объемов осадочных отложений во впадине Дерюгина вызваны выносом осадков в дельте палео-Амура [Харахинов, 1998]. Газогидраты и газовые факелы контролируются

Восточно-Сахалинским глубинным разломом (рисунок 2).

Морское дно юго-восточного склона о. Сахалин (раздел 4.2) лежит практически горизонтально и имеет очень гладкий рельеф на шельфе и в глубоководной части бассейна. Самые крутые углы наклона и наиболее сложное морфологическое строение характерно для склона, где распространены такие морфологические элементы, как каньоны, оползни и глубоководные террасы. Углы наклона в верхней части склона состоят 5-10° и в нижней части - 1-2° [Baranov et al., 2013]. В структурно-тектоническом плане прогиб Терпения входит в Южно-Сахалинский осадочный бассейн. Согласно Харахинову [Харахинов, 2010], структура осадочной толщи прогиба Терпения представляет комплекс антиклиналей и синклиналей, заложенных на блоках фундамента, состоящего мезозойских метаморфических террейнов. Толщина ИЗ кайнозойского осадочного чехла варьируется от 2 до 8 км. Газогидраты и газовые факелы контролируются Хоккайдо-Сахалинским глубинным разломом и Стародубским широтным разломом (рисунок 2).

Морфология восточного склона Татарского пролива является сложной (раздел 4.3). Его северная часть состоит из двух сегментов северо-восточного и

северо-западного направления, сочленяющихся под прямым углом. Сегмент северо-западного простирания имеет очень крутой склон и, вероятно, связан с разломом. Южная часть восточного склона состоит из двух сегментов, разделенных уступами высотой 300 м, некоторые из которых являются очень крутыми [Baranov et al., 2013]. Татарский пролив состоит из трех осадочных бассейнов: Северо-Татарского, Южно-Татарского Исикари-Западно-И Сахалинского. В структурном плане бассейны являются системами грабенов, залегающими на акустическом фундаменте из позднемеловых и палеоценовых образований [Жаров и др., 2004]. Мощность осадочных отложений достигает 6 км в Северно-Татарском бассейне и 8 км в Южно-Татарском бассейне при резком сокращение мощности вблизи краевых частей впадин [Нечаюк, 2010]. Газогидраты И газовые факелы контролируются Западно-Сахалинским глубинным разломом, который представляет собой крупнейшую проницаемую зону литосферного уровня с высокой сейсмической активностью.

ГЛАВА 5. СВЯЗЬ ГАЗОГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ С НЕФТЕГАЗОНОСНЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ

В главе совокупность результатов, в том числе описанных в предыдущих главах, показана с точки зрения признаков возможной взаимосвязи газогидратов со скоплениями углеводородов.

В разделе 5.1 рассматриваются признаки сопряженности газогидратов с нефтегазоносными отложениями присахалинских акваторий. К первому признаку относятся аномальные концентрации метана, рассматриваемые в главе 3. Сравниваются устойчивые аномальные газогеохимические поля над нефтегазоносными структурами шельфа (Пильтунской, Астохской, Лунской, Дагинской, Гавриловской) и над газогидратоносными структурами склона. Наличие аномальных полей концентрации природных газов в придонном слое воды при наличие определенных геологических структур, указывает на возможные скопление углеводородов. В свою очередь, нужно учитывать тот факт, что газогидраты, обладая хорошими цементирующими свойствами, могут

уменьшать миграцию углеводородов к морскому дну, тем самым снижая концентрации в придонном слое воды.

Ко второму признаку сопряженности газогидратов и нижележащих нефтегазовых залежей относятся *газовые факелы*. Отмечается, что в условиях мощных газовых потоков (таких как наблюдаются в Охотском и Японском морях). преобладают аллохтонные источники. Аллохтонные газы являются доминирующими на площадях с мощными потоками газа и мигрируют в зону стабильности газогидратов через разломы, грязевые вулканы, проницаемые слои-проводники (толщи) из нижележащих нефтегазоносных систем. В таких геологических условиях формируются структурные скопления газогидратов.

Определение источника газа, образующего газогидраты, невозможно без рассмотрения состава газа и изотопного состава углерода и водорода метана. Хотя есть некоторые дискуссионные вопросы по соотношениям смешивания, процессам смешивания, балансам массы и т.д., достигнуто общее согласие, что метан, образующий газогидраты в Охотском море, является по происхождению смесью термогенного и микробиального [Hachikubo, 2011]. Данные по изотопному составу метана и этана гидратного газа присахалинских акваторий показаны на рисунках 3 и 4. Изотопный состав углерода метана на газогидратных структурах северо-восточного склона Сахалина представлен значениями 64-66 ‰ [Hachikubo, 2011]. Другими исследователями в пределах Охотского моря отмечались значения δ^{13} С метана от -65 ‰ до -55 ‰ [Lein et al., 1989; Ginsburg et al., 1993; Hachikubo et al., 2010a]. Результаты изотопного анализа газогидратных образцов в заливе Терпения в 2012 также говорят о смешанном источнике газа. На это указывает δ^{13} С метана -65 % и присутствие небольшого количества этана со значениями δ¹³С около -25 ‰. Согласно монографии [Метан, 1978], изотопный критерий является достаточным для диагностирования газа как микробиального только при значениях $\delta^{l3}C$ от 70 до 90 ‰.

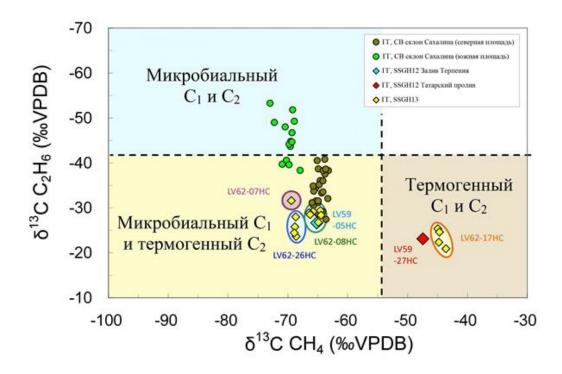


Рисунок 3 – Изотопный состав углерода метана и этана газогидратного газа

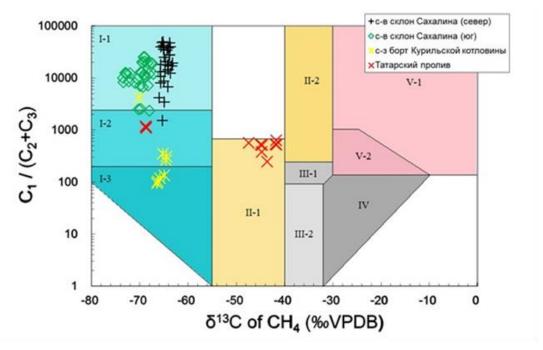


Рисунок 4 — Диаграмма отношения $C_1/(C_2+C_3)$ к $\delta^{l3}C$ метана газогидратного газа [по Lu et al., 2013]

I-1: микробиальный газ; I-2: смесь микробиального и биодеградированного термогенного; I-3: биодеградированный термогенный; II-1: сопутствующий газ; II-2: крекинг-газ; III-1: смесь крекинг-газа и метана угольных пластов; III-2: смесь конденсата сопутствующего газа и метаном угольных пластов; IV: метан угольных пластов; V-1: абиогенный газ; V-2: смесь абиогенного с метаном угольных пластов

Изотопный состав углерода этана на некоторых гидратных структурах составляет около 30 ‰, что явно указывает на термогенное происхождение этана. Особый интерес представляют данные изотопного анализа, полученные в Татарском проливе Японского моря. Здесь подняты образцы газогидрата, состоящего из газа термогенного генезиса [Hachikubo, 2011]. Несмотря на то, что газ был обеднен этаном и пропаном, изотопный анализ углерода показал, что и метан, и этан имеет термогенное происхождение (рисунок 3). Подтверждением того, что термогенный газ может поступать из нефтегазовых залежей, указывает обнаруженное в татарском проливе Изыльметьевское газовое месторождение и закартированные локальные структуры, находящиеся на расстоянии около 40 км от станций, где были подняты газогидраты (рисунок 2). Согласно диаграмме отношения коэффициента сухости газа к δ^{13} C метана гидратного газа (рисунок 4) [Lu et al., 2013], газогидраты, обнаруженные в Татарском проливе, образовались из газа термогенного происхождения, а именно газа, сопутствующего нефти. Гидратный Курильской котловины соответствует либо газ ИЗ биодеградированному термогенному, либо его смеси с микробиальным. Согласно высокому коэффициенту сухости, гидратный газ с северо-восточного склона Сахалина соответствует либо микробиальному, либо его смеси с биодеградированным термогенным.

К четвертому признаку отнесены *системы разломов*, описанные в главе 4. В данной главе системы разломов рассмотрены как пути миграции глубинного газа к поверхности, поскольку все обнаруженные скопления газогидратов и газовые факелы были обнаружены на приразломных территориях. Тому, что разломы являются активными, способствует сейсмическая активность в Сахалинском регионе. Основываясь на больших потоках газа, мигрирующего по вышеописанным разломам, и литературным данным о перспективах нефтегазоносности осадочного чехла исследуемых районов [Харахинов, 2010; Нечаюк и др., 2010; Жемчугова, 2012 и др.] можно предположить наличие залежей углеводородов ниже по разрезу.

К заключительному признаку относится рассмотрение осадочных отложений с перспективными на нефть и газ локальными структурами. С точки зрения перспектив нефтегазоносности в первую очередь выделяется северовосточный склон о. Сахалин. Разрез осадочного чехла здесь схож с нефтегазоносным сахалинским шельфом: общие структурные особенности, характер залегания слоев, последовательность напластования, мощности и скоростные характеристики [Жигулев и др., 2007]. Наложение на шельф и северо-восточный склон наиболее крупного Северо-Сахалинско-Дерюгинского очага нефтегазообразования может говорить об одинаковых закономерностях генерации и накоплении углеводородов на этих участках (рисунок 2). Со структурно-тектонической позиции на северо-восточном склоне выделяется полоса брахиантиклинальных структур в кайнозойских отложениях, длинные оси которых меридионально направлены [Журавлев, 1991], и представляющая серию структурных ловушек преднадвиговых антиклиналей [Разницин, 2012]. Интерес в заливе Терпения вызывает Стародубский подрайон, который соответствует одноименному прогибу на юге залива. Прогиб выполнен мощными толщами кайнозойских отложений (до 10 км). Резервуарные условия нефтегазонакопления в подрайоне имеют предпосылки для формирования скоплений углеводородов В верхнемиоценовом, нижнемиоценовом олигоценовом комплексах [Харахинов, 2010]. Обнаруженные газовые факелы и вблизи газогидраты расположены еще одного крупного очага нефтегазообразования (рисунок 2). В структурно-тектоническом плане выделяется участок с газовыми факелами и площадями газогидратов, обрамленный с четырех сторон разломами, в пределах которого располагаются Сенявинская и Стародубская локальные структуры. Газовые факелы и газогидраты в Татарском проливе обнаружены в Южно-Татарском суббассейне, относится нефтегазоносному району [Харахинов, 2010]. К онжомков Потенциальные резервуары углеводородов приурочены к трещинно-поровым коллекторам палеогена и неогена, выполненными глинистым и кремнистоглинистым составом [Жаров и др., 2004]. Площади с газогидратами в данном регионе накладываются на крупный очаг нефтегазообразования (рисунок 2). Геофизическими работами в Татарском проливе установлено около 40 локальных структур. Вблизи газогидратных площадей располагается серия антиклинальных структур (Старомаячинская, Ильинская, Красногорская) (рисунок 2).

В разделе 5.2 рассмотрены примеры формирования газогидратов в пределах нефтегазоносных систем в Мировом океане для понимания сопряженности газогидратов и нефтегазоносных систем в дальневосточных акваториях. Наиболее ярким примером является связь нефтяных месторождений Прудо Бэй (Prudhoe Bay) и Купарук Ривер (Kuparuk River) с газогидратными скоплениями Тарн (Tarn) и Эйлин (Eileen), расположенными в нефтегазоносном бассейне Северного склона Аляски. Эти месторождения находятся в прибрежной части впадины Умиат. Фундамент под впадиной погружен на глубину до 8 км и сильно дислоцирован. Осадочные отложения по отношению к фундаменту залегают с [Забанбарк, Лобковский, 2013]. Большинство резким несогласием месторождений в пределах впадины, как и на северо-восточном шельфе Сахалина, связаны с брахиантиклинальными складками, осложненными нарушениями. Залежи разрывными В основном литологически стратиграфически экранированные. Почти запасы месторождения все сосредоточены в песчаных отложениях пермо-триасового возраста на глубинах 2650-2760 м (Горная..., 1984—1991). Газогидратные скопления Северного склона Аляски перекрывают более глубоко погруженные нефтегазовые месторождения. Еще одной важной особенностью для сравнения условий газогидратообразования в присахалинских акваториях и на Северном склоне Аляски является тот факт, что на большей части месторождения Прудо Бэй формация Сагаваниркток (Sagavanirktok) нарушена серией крутопадающих на восток сбросов северо-западного простирания [Werner, 1987; Masterson, 2001], которые служат проводниками для нефти И газа ИЗ нижележащих Газогеохимические характеристики нефтегазоносных слоев. газогидратных скоплений Тарн и Эйлин и в пределах присахалинских акваторий также схожи. К другим примерам формирования газогидратов из газа термогенного происхождения, а также возможной взаимосвязи с нефтегазовыми залежами, относятся Мраморное море, Мексиканский залив, южная часть Каспийского моря, Черное море, озеро Байкал и др.

Таким образом, в главе обоснован комплекс признаков связи газогидратов с нефтегазоносными отложениями и, возможно, нефтегазовыми скоплениями и установлена возможность использования газогидратов как индикатора традиционных месторождений нефти и газа.

В Заключении сформулированы основные результаты диссертационной работы:

- газогидраты присахалинских акваторий пространственно и генетически взаимосвязаны с нефтегазсодержащими отложениями и, возможно, с нижележащими нефтегазовыми залежами;
- выявлен комплекс признаков и критериев сопряженности газогидратов с нижележащими нефтегазовыми залежами;
- выделены основные зоны дегазации морского дна в пределах присахалинских акваторий;
- данные изотопного анализа углерода метана и этана позволяют рассматривать газогидраты присахалинских акваторий как полигенетические образования (термогенный газ в сочетании с микробиальным);
- особенностью распространения газогидратов в присахалинских акваториях является их приуроченность к зонам активных глубинных разломов земной коры.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ:

Статьи, опубликованные в изданиях из перечня ВАК:

1. Обжиров А.И., **Телегин Ю.А.** Метан нефтегазосодержащих пород – основной источник формирования газогидратов в Охотском море // Газохимия. 2011. - № 1(17). С. 44-49.

- 2. **Телегин Ю.А**. Газогеохимические исследования в Охотском море // Вестник ДВО РАН. 2011. № 6(160). С. 60-63.
- 3. Обжиров А.И., Коровицкая Е.В., Пестрикова Н.Л., **Телегин Ю.А.** Нефтегазоносность и газогидраты в Охотском море // Подводные исследования и робототехника. 2012. №2. С. 55-62.
- 4. Акуличев В.А., Обжиров А.И., Шакиров Р.Б., Мальцева Е.В., Гресов А.И., **Телегин Ю.А.** Условия формирования газогидратов в Охотском море // Доклады Академии наук. 2014. Т. 454. № 3. С. 340–342.
- 5. Обжиров А.И., **Телегин Ю.А.**, Болобан А.В. Потоки метана и газогидраты в Охотском море. // Подводные исследования и робототехника. 2015. №1(19). С. 56-63.
- 6. Обжиров А.И., **Телегин Ю.А.**, Окулов А.К. Газогеохимические поля и распределение природных газов в Дальневосточных морях. // Подводные исследования и робототехника. 2018. №1(25). С. 66-74.

Подписано в печать 20 сентября 2018 г. Формат 60х84 1/16 Уч.-изд. л. 1,0. Тираж 100 экз. Заказ 2 Отпечатано с авторского оригинал-макета в ТОИ ДВО РАН 690041, г. Владивосток, ул. Балтийская, 43