ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ ТИХООКЕАНСКИЙ ОКЕАНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ им. В.И. Ильичева ДАЛЬНЕВОСТОЧНОЕ ОТДЕЛЕНИЕ РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК

На правах рукописи

ПРОСТРАНСТВЕННАЯ И ГЕНЕТИЧЕСКАЯ СВЯЗЬ ГАЗОГИДРАТОВ И НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИСАХАЛИНСКИХ АКВАТОРИЙ

Телегин Юрий Александрович

Специальность 25.00.28 – Океанология

диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель д.г-м.н., профессор А.И. Обжиров

Владивосток 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ4			
ГЛАВА 1. СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ГЕНЕЗИСЕ			
ГАЗОГИДРАТОВ В МИРОВОМ ОКЕАНЕ И ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫХ			
МОРЯХ 10			
1.1. Мировая практика исследования газогидратов и основные			
представления о генезисе газогидратов10			
1.2. Нефтегазоносность присахалинских акваторий 15			
1.3. Газогидратоносность присахалинских акваторий 19			
ГЛАВА 2. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ФАКТИЧЕСКИЙ			
МАТЕРИАЛ			
2.1. Методы исследования			
2.2. Фактический материал 33			
ГЛАВА 3. ГАЗОВЫЕ ПОТОКИ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ			
УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ В ВОДНОЙ ТОЛЩЕ И ОСАДОЧНЫХ			
ОТЛОЖЕНИЯХ ПРИСАХАЛИНСКИХ АКВАТОРИЙ 35			
3.1. Распределение углеводородных газов в водной толще			
3.1.1. Западный борт впадины Дерюгина			
3.1.2. Южно-Татарский бассейн			
3.1.3. Западный борт Курильской котловины 40			
3.2. Распределение углеводородных газов в донных отложениях 41			
3.3. Газовые потоки из донных отложений в водную толщу 43			
ГЛАВА 4. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ			
ГАЗОГИДРАТОВ В РАЙОНАХ ОХОТСКОГО И ЯПОНСКОГО МОРЕЙ. 51			
4.1. Северо-восточный склон о-ва Сахалин (Дерюгинский прогиб) 52			
4.2. Юго-восточный склон о-ва Сахалин (прогиб залива Терпения) 57			
4.3. Юго-западный склон о-ва Сахалин (Татарский прогиб) 59			
ГЛАВА 5. СВЯЗЬ ГАЗОГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ С			
НЕФТЕГАЗОНОСНЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ			

5.1. П	Іризнаки сопряженности газогидратов с нефтегазоносными	
отложения	ми присахалинских акваторий	. 62
5.2.	Закономерности формирования газогидратов в пределах	
нефтегазон	юсных систем	. 81
ЗАКЛ	ЮЧЕНИЕ	. 88
СПИС	СОК ЛИТЕРАТУРЫ	. 92

введение

Актуальность темы исследования и степень ее разработанности

В настоящее время, ввиду истощения традиционных месторождений и потребления энергетических ресурсов, растет увеличения 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 экспериментальной подтвердила факт успешной 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 подтверждает актуальность исследования газогидратов. Многочисленные 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.

геологических условий формирования Вопросы 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 важных аспектов актуальности исследования газогидратов является возможность использования их как индикаторов интенсивных перетоков нефтегазовыми газа, связанных С нижележащими 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, времени выявлено три района где к настоящему распространения газогидратов в донных отложениях (западный борт впадины Дерюгина вблизи северного Сахалина, западный борт Курильской котловины юговосточнее залива Терпения и восточная часть Южно-Татарского прогиба).

В связи с этим, <u>целью работы</u> 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 (глава2);

 выявление приуроченности газогидратных площадей к потокам газа из донных отложений морей в водную толщу и определение объективных комплексных газогеохимических индикаторов исследуемого региона (глава 3);

5

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.

<u>Теоретическая и практическая значимость работы</u>

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:

- Газогеохимические и изотопные характеристики в гидратоносных структурах присахалинских акваторий в районе крупных очагов нефтегазообразования свидетельствуют о глубинном источнике углеводородных газов.
- Пространственная связь между гидратсодержащими и нефтегазсодержащими отложениями шельфа и континентального склона о-ва Сахалин характеризуется геологическими условиями региона.
- 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 учёных стран Азиатско-Тихоокеанского региона (Владивосток, 2010), Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых «Трофимуковские чтения 2011» (Новосибирск, 2011), V конференции молодых ученых «Океанологические исследования» (Владивосток, 2011), III Международной научнопрактической конференции молодых ученых и 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.

8

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.

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

1.1. Мировая практика исследования газогидратов и основные представления о генезисе газогидратов

Газовые гидраты – твердые кристаллические соединения, образующиеся при определенных термобарических условиях при наличии воды (а также водного раствора, льда, водяных паров) и газов с низкой молекулярной массой (метана, этана, пропана, изобутана, азота, диоксида углерода, сероводорода, водорода и многокомпонентных природных газовых смесей). Это клатратные, нестехиометрические соединения (т.е. соединения переменного состава) по внешнему виду напоминающие рыхлый лед или снег. Наиболее распространенным газом для образования газогидратов является метан (CH₄), в то время как CO₂ и углеводороды C₂₊ часто встречаются в небольших количествах. Образование гидратов определяется рядом параметров [Бык, Макогон, Фомина, 1980; Зубова, 1988; Истомин, Якушев, 1992]: температурой, давлением, составом газа и осадков, концентрацией газа, минерализацией воды дp. Эти условия И характеризуются равновесными кривыми (рисунок 1.1). В целом процесс гидратообразования метана происходит при отрицательных температурах, но возможно образование и при температурах до +20 °C. При увеличении температуры условие стабильности газогидрата сохраняется повышением давления, иначе гидраты не образуются или начинается их распад. Температура воды в океанах достаточно быстро понижается с глубиной. В морях холодных областей на глубине 1000 м она составляет около 0 - +2 °C,

теплых – +4°C. В целом, термический режим придонной части океана, начиная с глубин 350 - 500 м, соответствует условиям существования газовых гидратов [Бык, Макогон, Фомина, 1980]. Чем выше молекулярная масса индивидуального газа или смеси газов, тем ниже требуется давление для образования гидрата при одной и той же температуре [Макогон, 1985].



Рисунок 1.1. Равновесные кривые образования гидратов некоторых газов [Зубова, 1988]

Необходимым условием образования газогидратов является также достаточная концентрация газа. Считается, что для образования гидратов требуется превышение концентрации газа над его растворимостью при соответствующих температуре и давлении, то есть необходимо присутствие свободного газа.

Образование гидратов может происходить в различных литологических разностях. Трещиноватые глины и песчаники имеют достаточно крупные

Процесс образования поровые отверстия лля вмещения гидратов. обычно газогидратов В породах протекает при более жестких термобарических условиях, чем при свободном контактировании газа с водой, так как в дисперсных средах сказывается влияние взаимодействия воды и частиц породы. Степень жесткости условий зависит от коллекторских свойств породы – возрастает с уменьшением радиуса пор. Более пористые более благоприятными породы характеризуются условиями гидратообразования.

К основным признакам возможного наличия газогидратов в осадочной толще относятся следующие [Гинсбург, Соловьев, 1994; Обжиров и др., 2007; Зубова, 1988]:

- выделение больших объемов газа из глубоководного керна со значительным охлаждением последнего при нормальных атмосферных условиях;

- интенсивно пузырящаяся поверхность образцов осадка;

- увеличение количества пустот в осадке, возникающих после разрушения газогидратов;

- высокие концентрации метана и его гомологов в осадке и придонной воде при обычно низких его концентрациях;

- наличие на геофизических профилях горизонта BSR (bottom-simulating reflector), «газовых труб», «пагода-структур» и «ярких пятен».

В водах Мирового океана газогидраты встречаются в основном на склонах морей (как внутренних, так и окраинных), так как туда выносится с континентов большое количество осадочного материала с повышенным содержанием органического веществ. При этом формируется перспективные нефтегазоносные области. Осадочные отложения, обогащенные органическим веществом, являются источником для образования газа. Более того, граница шельф-склон часто осложнена разломами, которые являются проводящими каналами для восходящего из более глубоких слоев флюида. Если есть источник метана, то в морских условиях газогидраты начинают формироваться уже на глубинах от 290 м при температуре придонного слоя воды около 0 °C [Hachikubo, 2014, устный доклад].

В морских условиях газогидраты были подняты с глубин 0-30 м ниже морского дна в Мексиканском заливе, на континентальной окраине Каскадия в Северной Америке, в Черном море, в Каспийском море, в Охотском море, в Японском море и в Атлантическом океане. Газогидраты также были подняты с бо́льших поддонных глубин на хребте плато Блейк вдоль южно-восточного побережья Соединенных Штатов Америки, вдоль континентальной окраины Каскадия, в Центрально-Американском желобе, на побережье Перу и Индии, на восточной и западной окраинах Японии (рисунок 1.2).



Рисунок 1.2. Подтвержденные (желтые) и предполагаемые (красные) месторождения газогидратов [Газогидраты: технологии добычи..., 2013]

Образование и концентрация газогидратов в морских осадочных отложениях в первую очередь определяется источниками газа, которые во многом зависят от геологических условий региона. Существует два различных процесса образования углеводородных газов в осадочной толще: микробная и термогенная деградация органического вещества. Микробные углеводородные газы, которые преимущественно состоят из метана (≥99%), являются прямым следствием деятельности метанобразующих бактерий и обычно генерируются на глубинах нескольких десятков метров ниже уровня дна, хотя Паркс с коллегами [Parkes et al., 1990] показал, что такая деятельность бактерий может существовать и на глубинах осадков в несколько сотен метров. Как правило, образование газов микробиального генезиса связано с мелкозернистыми осадками, богатыми органическим веществом. В отличие от микробиального, термогенные углеводородные газы образуются на поддонных глубинах более 1000 м [Floodgate, Judd, 1992]. Образование этих газов происходит как при термическом крекинге осадочного органического вещества в присутствии катализаторов (глинистых минералов, окислов железа и др.), при которых образуются жидкие углеводороды и газ («первичный» термогенный газ), так и вследствие термического крекинга нефти с образованием асфальтенов И газа («вторичный» термогенный газ).

Согласно отчету [Booth et al., 1996] из 15 регионов в Мировом океане, где обнаружены газогидраты, в 12 газогидратный газ имеет преимущественно микробиальное происхождение, в 2 регионах газ имеет смешанное - микробиальное и термогенное происхождение (Мексиканский залив, Нигерия) и в одном регионе газогидраты образовались только из термогенного газа (Каспийское море) (таблица 1).

Позже было показано [Kida et al., 2006], что в озере Байкал сосуществуют I и II структуры газогидратов, что говорит о том, что в образовании Байкальских газогидратов участвует газ как термогенного, так и микробиального генезиса. Газогидраты, образованные из газа термогенного генезиса, были подняты в регионе, который характеризуется наличием следующих признаков: флюидопроводящие каналы (разломы), сипы (в т. ч. газовые факелы), венты, диапиры, грязевые вулканы [Booth et al., 1996]. Таким образом, показано, что для образования газогидратов необходима совокупность факторов, включая определенные геологические условия.

14

Таблица 1.

Центральноамериканский		x
жёлоб (Гватемала)		
Центральноамериканский		Х (С ₁ /С ₂ от 2800
жёлоб (Мексика)		до 100)
Бассейн реки Ийл		$X (\delta^{13}C CH4 = -$
(Калифорния, США)		57.6 до -69.1‰)
Каскадия (Орегон, США)		Х
Охотское море (Парамушир)		Х
Охотское море (склон	Смесь –	$X \delta^{13}C CH_4 =$
Сахалина)	термоген.+микроб.	-64.3
Нанкайский трог (Япония)		$X (C_1/C_2 = 2900)$
Перуанско-Чилийский жёлоб		Х (по
(Перу)		отношению С СН4 к
		C CO ₂)
Мексиканский залив (Техас и	V (Fund View)	V (оточница 619)
Луизиана, США)	л (буш хилл)	л (станция 010)
Блейк Ридж (юго-восток США)		X (δ^{13} C CH ₄ = -
		62 -70‰)
Грязевой вулкан Хаакон Мосби		V
(ЮЗ Баренцева моря, Норвегия)		Λ
Дельта реки Нигер (Нигерия)		
Каспийское море (РФ)	Х (грязевые	
	вулканы)	
Озеро Байкал (РФ)	Х (смешанный I и II структуры)	

1.2. Нефтегазоносность присахалинских акваторий

История исследований геологического строения Охотского моря и о-ва Сахалин для выявления нефтегазопоисковых объектов и подготовки к поисковому и разведочному бурению насчитывает уже почти 100 лет. Наличие промышленной нефтегазоносности на территории обрамления Охотского моря определило характер работ, связанных с изучением процессов образования углеводородов в осадочной толще. Особое внимание при этом было уделено исследованию высокоперспективного для обнаружения залежей нефти и газа шельфа Сахалина, Северного Приохотья и Западной Камчатки. Переход к планомерным исследованиям на сахалинском шельфе связывается с работами по Генсоглашению СССР – Япония (1975-1983 гг.). В этот период были открыты крупные месторождения Одопту-море и Чайво. В 1984-1992 гг. за счет средств государственного бюджета выполнены значительные объемы сейсморазведочных работ и поисковоразведочного бурения (Бычков, 2012). В этот период были открыты такие крупные месторождения как Лунское, Пильтун-Астохское, Аркутун-Дагинское. Для проведения геологоразведочных работ на шельфе Северного Сахалина с 1993 г. было создано несколько проектов под общим названием «Сахалин» (рисунок 1.3).



Рисунок 1.3. Сахалинские шельфовые проекты

Всего на шельфе Сахалина открыто девять нефтегазоносных участков. До практического использования доведены только проекты «Сахалин-1» (запасы — 264,2 млн т нефти и 481,5 млрд м³ газа), «Сахалин-2» (запасы — 182,4 млн т нефти и 633,6 млрд м³ газа) и «Сахалин-3» (запасы — около 1,1 трлн м³ газа).

В настоящее время только над первыми шестью проектами ведутся работы, лицензируются блоки, ведется добыча нефти, проводятся геологоразведочные работы. Остальные проекты находятся на «нулевом этапе». Проекты «Сахалин-6,7,8,9» направлены на разработку участков шельфа, находящихся на шельфе южной части Сахалина. Прогнозная добыча нефти, газа и конденсата при условии разработки новых проектов на шельфе может достичь к 2020 году 26,3 млн тонн (нефть с конденсатом) и 61,3 млрд м³ (газ).

Главными продуктивными толщами морских месторождений являются верхнемиоцен - плиоценовые отложения [Крылов и др., 1988] (рисунок 1.4). Месторождения нефти и газа, как правило, приурочены к антиклинальным В складкам. Сахалинском районе большинство месторождений многопластовые и содержат от 6 до 19 продуктивных горизонтов. В основном, месторождения имеют сложное строение, обусловленное как наличием поперечных и диагональных взбросов, продольных взбросов и взбросо-надвигов, так и литологическими замещениями вдоль и по простиранию продуктивных пластов, приводящих к резкому изменению мощностей и даже к полному выклиниванию (Атлас палеогеографических карт..., 1991). Поэтому наряду со сводовыми залежами полного контура, встречаются залежи тектонически и литологически ограниченные, залежи, разбитые на блоки. тектонически экранированные на крыльях И периклиналях.





1 – нефть; 2 – газ; 3 – газоконденсат; 4 – нефть-газоконденсат; 5 – нефтьгаз; 6 – нефть с газовой шапкой

1.3. Газогидратоносность присахалинских акваторий

История открытия газогидратов в дальневосточных морях началась в 1982 г., с находки рыбаками потоков пузырей метана в районе о-ва Парамушир. В дальнейшем потоки газа и аномальные поля метана в придонном слое воды и верхних слоях донных осадков вблизи этих потоков помогли обнаружить целые провинции газогидратов (рисунок 1.5, рисунок 1.6).

В 1984 г. к исследованию газогидратов в Охотском море приступила лаборатория газогеохимии Тихоокеанского океанологического института им. В.И. Ильичева ДВО РАН (ТОИ) в сотрудничестве с другими институтами, в том числе зарубежными. Сотрудники ТОИ во главе с А.И. Обжировым изучают распределение газов в придонном слое воды и донных осадках вблизи выходов газа. К настоящему времени проведен большой комплекс геолого-геофизических, гидрологических, гидрофизических, газогеохимических и других исследований. По их данным были составлены газогеохимические схемы районов Охотского моря. В 1986 г. Институтом океанологии РАН на НИС «Академик Мстислав Келдыш» газогидраты были обнаружены на склоне о-ва Парамушир [Зоненшайн и др. 1987; Обжиров, 2006]. В 1988-1989 гг. лабораторией газогеохимии ТОИ были выявлены новые потоки пузырей газа и аномально высокие концентрации метана на северо-восточном шельфовом склоне Сахалина [Обжиров и др., 1989, Матвеева, Соловьев, 2003]. В придонном слое воды и донных осадках содержание метана превышало фоновые значения в 100 и 10 000 раз, соответственно. Благодаря полученным газогеохимическим данным экспедиция 1991 г., организованная ВНИИОкеангеологии (Санкт-Петербург) с участием лаборатории газогеохимии ТОИ, обнаружила газогидраты и около 10 выходов пузырей газа в северо-восточной части сахалинского склона [Матвеева, Соловьев, 2003; Обжиров, 2006].



Рисунок 1.5. Обзорная карта районов экспедиционных исследований

Эти исследования вызвали интерес иностранных ученых, и практически все дальнейшие работы по поиску газогидратов и изучению влияния метана на окружающую среду велись в рамках международного сотрудничества с Германией, Южной Кореей и Японией. Так, по проектам «КОМЕКС» с Германией (1998–2004 гг.) проведены экспедиции, которые помогли понять механизмы образования газогидратов выявить И потенциальные газогидратоносные территории. Составленные в ходе реализации этого проекта карты морфологии поверхности морского дна позволили В дальнейшем провести успешные экспедиции совместно с японской и корейской сторонами по проектам «ХАОС» (2003–2006 гг.). Результатом этих экспедиций было обнаружение еще 6 новых площадей газогидратов в северо-восточной части сахалинского шельфа (рисунок 1.6), два из которых



Рисунок 1.6. Схема расположения станций, где обнаружены газогидраты: а) западный борт впадины Дерюгина; б) северо-западный борт Курильской котловины; в) Татарский прогиб

оказались самыми мелководными из известных на тот день в мире (385 и 390 м) [Соловьев, Мирчинк, 2006; Shoji, 2005].

Самый мощный слой газогидратов (мощность достигала 35 см) был поднят гидростатическим пробоотборником на станции LV36-39H (северовосточный склон) при общей длине керна 120 см (рисунок 1.7). Газогидратный горизонт 48-74 см представлял собой массив снежно-белых газогидратов, в котором содержание газогидратов составляло 100 %, а горизонт 74-82 см был представлен переслаиванием газогидратов с донными отложениями (визуальное содержание газогидратов 60-70 %). В нижней части керна отмечались отдельные субгоризонтальные слои газогидратов до 1 см мощностью, переходящие в линзы и включения газогидратов до 0,5 см толщиной.





Рисунок 1.7. Массив газогидрата мощностью до 35 см, поднятый со станции LV36-39H в 2005 г.

Таким образом, к 2006 г. количество обнаруженных здесь газогидратных площадей достигло 10, а число выходов пузырей метана превышало 200.

Дальнейшие исследования на сахалинском шельфе и склоне продолжались по новому совместному проекту России, Японии и Южной Кореи «САХАЛИН 2007-2012». В экспедициях 2007–2009 гг. были проведены детальные гидроакустические и геофизические исследований на новом участке, который располагается южнее ранее исследуемого района на северо-восточном склоне. В результате было обнаружено около 500 новых потоков пузырей газа [Обжиров и др., 2008].

В экспедициях 2007–2009 гг. газогидратов на южной площади обнаружено не было из-за их более глубокого залегания. Поэтому основной задачей следующей экспедиции, проведенной в 2010 г., был поиск газогидратов в данном районе. Во время этой экспедиции судно пересекло около 200 выходов газов, из них примерно половина выявлены впервые. С применением газогеохимических методов изучено распределение метана в придонной воде и осадках, где содержание метана превышало фоновые значения в 100 и более раз и 1 000–10 000 раз, соответственно.

Геофизической съемкой были выделены структуры с потоками газа и изменением поверхности дна. Неровности дна сформированы, вероятно, газофлюидными потоками, поднимающимися из глубоких слоев осадочного чехла [Шакиров, Обжиров, 2009]. И, наконец, основным результатом экспедиции 2010 г. было обнаружение 3 новых участков со слоями газогидратов.

С 2012 г. экспедиционные усилия были направлены на поиски газогидратов в акваториях, омывающих южную часть о. Сахалин. Так в экспедиции 2012 г. было обнаружено 60 новых газовых факела, 17 из которых зарегистрировано в заливе Терпения Охотского моря у западного склона Курильской котловины, а 43 зарегистрировано в Татарском проливе у западного склона острова Сахалин [Operation report ..., 2013]. Но наиболее результатом было обнаружение значимым на этих площадях газогидратоносных осадков (рисунки 1.8, 1.9). На следующий год в этих районах было поднято 4 керна с газогидратами, 2 из которых располагались на новых площадях и 53 новых газовых факела [Operation report ..., 2014].



Рисунок 1.8. Слои газогидратов, поднятые с западного борта Курильской котловины в 2013 г. Глубина моря – 1050 м.



Рисунок 1.9. Субгоризонтальные и субвертикальные слои, а также включения газогидратов, поднятые с глубины 320 м в Татарском проливе в

2015 г.

Экспедиция 2015 г. была заключительной по проекту «Сахалин-II», в которой были продолжены исследования газогидратов в южной части присахалинских акваторий. Газогидраты в виде слойков и небольших кусочков (рисунок 1.10) были вскрыты в трех кернах, взятых в Татарском проливе [Operation Report ..., 2016].



Рисунок 1.10. Пластиковый вкладыш, заполненный жидкостной массой, состоящей из интенсивно разлагающихся газогидратов и насыщенных водой донных отложений.

Дальнейшие исследования проводились отделом геологии и геофизики ТОИ ДВО РАН при участии Института океанографического приборостроения Шаньдунской академии наук Китайской Народной Республики (г. Циндао, Китай), на основании «Соглашения о научном сотрудничестве по совместному выполнению экспедиционных исследований в Охотском море» между ТОИ ДВО РАН и Институтом океанографического приборостроения Шаньдунской академии наук Китайской Народной Республики (ИОП ШАН КНР) в 2016-2017 гг. Экспедиции были выполнены как для мониторинга обнаруженных ранее площадей газогидратов и газовых факелов, так и для обнаружения новых.

Таким образом, анализ современных знаний происхождении 0 газогидратов в акваториях Мирового океана, а также обобщение результатов исследований газогидратов в Охотском и Японском морях за период с 1984 по 2017 гг. и данных по нефтегазоносности данного региона указывает на пространственную корреляцию газогидратов с нефтегазоносными отложениями, которая рассматривается в последующих главах.

ГЛАВА 2. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ФАКТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ

2.1. Методы исследования

Одним ИЗ важных по-прежнему остается вопрос повышения эффективности решения геологических задач – изучения взаимосвязи различных современных геологических процессов, которые дают основание для понимания условий формирования и разрушения полей газогидратов, процесса сейсмотектонической активности, природной выяснения составляющей экологического загрязнения, а определения также прогноза нефтегазовых геологических критериев месторождений И газогидратов. В комплекс изучения газогидратов в дальневосточных морях входят следующие основные методы [Обжиров и др., 2012]:

1. Геоструктурный. Метод представлен сочетанием стандартных литолого-фациального, геологических подходов (структурного, тектонического, стратиграфического, сейсмо- и электроразведки и др.) для анализа геологического контроля потоков углеводородных флюидов. Проводится увязка локальных зон газогидратной флюидной разгрузки с контролирующими структурами первого и второго порядков, включая региональные линеаменты. Выполняется анализ пространственной И генетической связи газогидратного скопления с соседствующими присахалинском шельфе нефтегазовыми залежами на С запада И газонасыщенными осадками глубоководной части впадины Дерюгина с востока. Систематизация и анализ результатов, полученных данными методами, реализуются на базе ГИС-технологии, прикладных геологических программ (ArcGIS, RockWorks) и других.

2. <u>Акустический</u>. С помощью многолучевого эхолотирования на разных частотах детально изучаются характеристики дна района исследований. По результатам составляется карта специфических для газовых потоков морфоструктур, считается количество потоков пузырей газа (метана) и рассчитывается величина эмиссии метана с газогидратных участков (рисунок 2.1.).



Рисунок. 2.1. Эхолот и гидролокаторы Сарган на НИС «Академик М.А. Лаврентьев», входящие в состав комплекса. Руководитель работ Саломатин А.С.

3. <u>Изотопно-геохимический</u>. Метод является сочетанием методических приемов натурных, лабораторных и теоретических исследований. В его основе лежит технология представительного отбора газовых проб из различных сред, газохроматографический анализ и применение комплекса критериев анализа фонового и аномального газогеохимических полей, использование данных о поведении стабильных изотопов углерода метана и других углеродсодержащих газов в очагах их разгрузки. Применяются уникальные методы отбора и подготовки проб, а также модифицированный метод высокоразрешающей масс-спектрометрии.

4. Геоэкологический. Выполняется интерпретация полученных И газогеохимических, архивных изотопно-геохимических И геологоструктурных материалов с целью сравнительной оценки характера и величин эмиссии метана из нефтегазовых и газогидратных залежей в районах исследования, а также влияния разрушения газогидратов на изменение морфологии морского дна. Отдельное внимание уделяется кинетике окисления растворенного метана с помощью анализа поведения стабильных контроля бактериального фильтра ИЗОТОПОВ углерода для на ПУТИ восходящих газовых потоков.

5. Геомоделирование формирования и разрушения газогидратов.

Одним из главных результатов начальной стадии разработки технологии поиска нефтегазовых залежей и газогидратов является создание комплексных геологической, акустической и физико-химической моделей формирования нефтегазоносных структур на шельфе и подводного скопления гидратов метана на северо-восточном склоне о. Сахалин. Данные модели позволят всесторонне выявить и описать основные параметры нефтегазосодержащей и гидратоносной толщи в районе исследований. Знание этих параметров, а также характера их изменчивости позволяет выработать в дальнейшем наиболее эффективный метод поиска нефтегазовых залежей и экологически безопасный подход воздействия на гидратоносную толщу с целью извлечения метана.

6. Отбор проб донных осадков и газогидратов.

В рамках разработки технологии поиска нефтегазовых и газогидратных залежей сконструированы модифицированные гидростатические грунтозаборные трубки на базе уникальной технологии (рисунок 2.2).

30



Рисунок 2.2. Процесс отбора донных отложений на НИС «Академик М.А.Лаврентьев». Руководитель работ Деркачев А.Н.

Данные трубки способны отбирать керн осадка до поддонной глубины 8-10 метров с максимальной сохранностью керна донных осадков. Такие геологические трубки способствуют корректному изучению гидратоносных интервалов.

7. СТД зондирование и отбор проб колонок воды для измерения газа

Изучение температуры, солености и газового состава колонок воды важно для понимания характера и масштаба поступления метана из донных отложений в воду. Данные по содержанию газа в придонном слое воды используются как индикаторы для поиска нефтегазовых залежей и газогидратов, трассирования зон разломов и прогноза их сейсмической активности, а в верхних слоях воды для расчета поступления метана в

31

атмосферу и участия его в процессе глобального изменения (потепления) климата (рисунок 2.3).



Рисунок 2.3. СТД-зонд с 12-ти позиционной розеттой с батометрами Нискина

8. Изучение газового состава донных отложений и воды.

Выполнялось изучение газовой составляющей (N₂, O₂, CO₂, H₂, He, CH₄ и тяжелые углеводородные газы) в колонках воды и донных осадков на борту судна газовыми хроматографами [Обжиров, 1993; Соловьев и др., 1994]. Использовались методы вакуумной дегазации и метод равновесных концентраций (Head Space) (рисунок 2.4). В процессе исследований методика извлечения и анализа газа постоянно совершенствовалась [Обжиров, 1993].



Рисунок 2.4.Приборы и методы изучения газового состава воды и донных отложений: газовых хроматограф «Кристаллюкс4000М» (верхний слева), отбор проб для метода равновесных концентраций (нижний слева), вакуумная дегазационная установка (справа)

2.2. Фактический материал

Работа выполнена на основе данных комплексных исследований, проводимых ТОИ ДВО РАН с 1998 по 2017 гг. и в частности на основе данных газогеохимических исследований, полученных лабораторией газогеохимии.

Комплекс исследований включал в себя геолого-геофизические, гидрологические, гидрофизические, газогеохимические и других исследования. Работы проводились в сотрудничестве с Морским центром

«ГЕОМАР» в рамках Российско-Германской программы КОМЕХ (Kurile Okhotsk Sea Marine Experiment) с 1998 по 2004 г, совместно с японской и корейской сторонами по проектам CHAOS (Hydro-Carbon Hydrate Accumulations in the Okhotsk Sea) c 2003 по 2005 гг., по проекту SSGH (Sakhalin Slope Gas Hydrate Project) с 2007 по 2012 также с японской и корейской сторонами и по проекту с Институтом океанографического приборостроения Шаньдунской академии наук Китайской Народной Республики (ИОП ШАН КНР) в 2016-2017 гг. В разные годы, помимо ТОИ ДВО РАН, в проектах также принимали участие ВНИИОкеангеология (г. Санкт-Петербург) и Институт океанологии им. П.П. Ширшова (г. Москва).

Основной объем данных для написания работы был взят ИЗ экспедиционных отчетов на НИС «Академик М.А. Лаврентьев» (рейсы 31 в 2003 г., 36 в 2005 г., 47 в 2009 г. 59 в 2012 г., 62 в 2013 г., 67 в 2014 г., 70 в 2015 г., 74 в 2016), на НИС «Академик Опарин» (рейс 52 в 2017 г.) и НИС «SONNE» (рейс 178, 2004 г.). В 59 и 67 рейсах при участии автора были обнаружены новые провинции газогидратов в заливе Терпения Охотского моря у западного склона Курильской котловины и в Татарском проливе у западного склона острова Сахалин. Также в работе частично использованы данные из отчетов по рейсам 43 и 44 НИС «Академик М.А. Лаврентьев» и результаты газогеохимических исследований, полученные при участии автора на территории Дагинских газогидротермальных источников (северная часть Сахалина) в 2012 г.

Для более полного и корректного раскрытия темы диссертационной работы автором были привлечены, помимо указанных, материалы лаборатории газогеохимии, полученные в период 1984 - 1997 гг., а также данные, представленные в работах российских и зарубежных ученых, занимающихся изучением вопросов формирования/разрушения газогидратов, их распространения в пределах различных гидратоносных областей Мирового нефтегазовыми океана взаимосвязи с залежами И И нефтегазоносными структурами.

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

3.1. Распределение углеводородных газов в водной толще

Одной из основных целей выполнения газогеохимических съемок в дальневосточных морях является поиск нефтегазовых залежей. Первыми, кто выполнял газогеохимические исследования, были сотрудники из Института Океанологии им. П.П. Ширшова РАН под руководством Геодекяна А.А. [Геодекян и др., 1974, 1976]. Уже тогда выявлены некоторые участки на акватории Охотского моря, где в осадках обнаружены газы глубинного генезиса. Дальнейшие систематические исследования распределения природных газов на акваториях дальневосточных морей выполнялись под руководством А.И. Обжирова (лаборатория газогеохимии ТОИ ДВО РАН) [Обжиров, 1993; Обжиров, 2002]. 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; 5) в западной глубоководной части Охотского моря наблюдаются фоновые значения концентраций метана. С 1998 г. по настоящее время исследования в Охотском и Японском морях выполнялись в международных экспедициях с использованием комплексного метода, представленного гидроакустическими

(руководитель Саломатин А.С.), сейсмическими (руководитель Прокудин В.Г.), газогеохимическими (руководители Верещагина О.Ф., Телегин Ю.А.), литологическими и минералогическими, (руководители Деркачев А.Н., Николаева H.A,), океанологическими (руководитель Баннов B.A.), батиметрическими (руководитель Баранов Б.В.) и др. исследованиями по изучению условий формирования И разрушения газогидратов, ИХ геоэкологическому значению и сырьевому использованию. Работы были проведены вдоль всего восточного склона Сахалина, на присахалинском шельфе, в Татарском проливе. Таким образом, было выделено три основных участка распространения газогидратов в присахалинских акваториях (рисунок 1.5, рисунок 1.6): западный борт впадины Дерюгина вблизи северного Сахалина, западный борт Курильской котловины юго-восточнее залива Терпения и восточная часть Южно-Татарского прогиба. Ниже приведены основные результаты распределения газов вблизи участков обнаружения газогидратов.

3.1.1. Западный борт впадины Дерюгина

Геолого-геофизический комплекс исследований на северо-восточном шельфе и склоне Сахалине выполнялся с 1998 по 2011 гг. В результате экспедиционных работ было выявлено, что формирование аномальных полей концентраций метана в районах обнаружения газогидратов приурочено к потокам метана со дна в водную толщу (газовые факелы) [Biebow et al., 2002; Матвеева, Соловьев, 2003; Обжиров и др., 2007]. На северо-восточном склоне и шельфе Сахалина в районах, приуроченных к зонам разгрузки газа, концентрации метана в придонном слое в среднем составляют 20000 нл/л [Biebow et al., 2002]. Характерно, что в этих же районах обнаружены площади с газогидратами и аномальными концентрации метана как в придонной воде, так и в поверхностном ее слое, которая достигает 1000 нл/л [Matveeva et al., 2005; Dullo et. al., 2004; Обжиров, 2005].
Если наиболее детально рассмотреть одну ИЗ крупных газогидратоносных структур «Хаос» (глубина моря около 960 м), то можно проследить определенные закономерности, которые сохраняются и на других структурах. В районе станции LV32-02CR, которая находится в центральной части структуры, в придонном слое воды концентрации метана превышают фоновые значения почти в 50 раз (1450 нл/л). При этом от поверхности моря до глубины 500 м концентрации метана находятся в пределах фоновых значений (не превышают 80 нл/л). Резкий скачок концентрации наблюдается на глубине от 700 м, где значения уже составляют около 900 нл/л, что превышает фон приблизительно в 10 раз. Важно отметить, что эта станция располагается на расстоянии 200 м от станции, где была отобрана колонка осадков, содержащих газогидраты в верхних слоях колонки. Схожее распределение концентраций метана наблюдается на станциях LV31-25CR и LV31-20CR, которые находятся северо-западнее от станции LV32-02CR на расстоянии 220 и 450 м соответственно (рисунок. 3.1). Станции были выполнены на расстоянии 100-150 м от газового факела, но характер распределения концентраций сохранился: фоновые значения до глубин 500 метров и аномально высокие значения от 700 метров до дна (рисунок 3.1).



Рисунок 3.1. Типичное распределение метана в водной толще над газогидратоносной структурой (станция LV31-20CR слева, станция LV31-25CR справа)

Несомненно, очень важным является отсутствие существенных поступлений метана со дна в водную толщу на так называемых фоновых станциях. Станции были выполнены за пределами газогидратоносных структур и на большинстве станций в придонном слое воды на глубинах около 1000 м значения концентраций метана не превышали 30 нл/л (Обжиров и др., 2005). Однако, часто в промежуточных слоях воды на глубинах около 700 м, и иногда на глубинах 200-300 м аномальные концентрации метана достигали 150-350 нл/л и 700-1000 нл/л, соответственно. Вероятно, это можно объяснить поступлением слоев воды с высоким содержанием метана, сформированных в более мелководных частях акватории.

3.1.2. Южно-Татарский бассейн

В В Татарском целом, проливе сохраняются закономерности распределения метана в водной толще, выявленные на северо-восточном склоне Сахалина. В районе потоков газа со дна в водную толщу в придонном слое воды его концентрация составляла 1000-2000 нл/л, что превышает фон в 100 раз. При приближении к поверхности концентрация метана в воде фоновой (30-40 нл/л), и на поверхности снижалась почти ДО она увеличивалась ДО 120-150 нл/л [Operation report ..., 2013]. Как показательные, можно отметить станции LV59-20CTD, LV59-22CTD и LV59-26СТД, отобранные в рейсе 2012 г. Первые 2 станции (глубина 844 и 862 м соответственно) были отобраны при отсутствии потока газа из донных отложений в воду. В придонном слое воды были определены концентрации метана, не превышающие фоновых значений, а до глубин 700 м концентрации незначительно превышали фон (в среднем 200 нл/л) (рисунок 3.2). Подповерхностный максимум на этой станции возможно был связан со сносом газонасыщенных слоев воды с шельфа.



Рисунок 3.2. Распределение метана в водной колонке на станциях LV59-20СТD (слева) и LV59-26СТD (справа).

Пробы воды со станции LV59-26СТD были отобраны в районе газового факела (рисунок 3.2). Концентрация метана в придонном слое воды на этой станции составила 1776 нл/л, что превышает фон в 50 раз. Особый интерес для данной работы представляет тот факт, что в непосредственной близости к этой станции была выполнена станция LV59-27HC, где были отобраны газогидраты.

B 2013 году большинство станций в Татарском проливе были выполнены в мелководной части сахалинского склона в непосредственной близости к локальным выходам газа со дна в водную толщу. Наибольшая концентрация метана была определена на станции LV62-22CTD в придонном слое воды (глубина 149 м) и составила около 3000 нл/л, что превышает фон в 70-80 раз. Фоновые концентрации метана в придонном слое воды были определены на станциях LV62-32CTD и LV62-34CTD, выполненных в Татарского пролива (глубина 1065 1034 центральной части И М

соответственно). Тем не менее на этих станциях наблюдались максимумы метана на глубинах 200 и 900 м. Станция LV62-32CTD располагалась ближе к берегу, и концентрация метана на глубине 200 метров была почти в 3 раза больше, чем на станции LV62-34CTD, которая располагалась на 3,5 км дальше, поэтому наиболее вероятно, что причиной является внедрение шельфовых вод с высоким содержанием метана. Возможно, что максимумы на глубине 900 м могут быть результатом гидродинамических процессов или отдаленными глубоководными выходами газа.

3.1.3. Западный борт Курильской котловины

Наибольший интерес для данной работы в этой части Охотского моря представляет западный склон Курильской котловины (рисунок 1.5), так как здесь в экспедиционных исследованиях 2012-2013 гг. были подняты газогидраты на поверхность. В рейсе 2013 г. было выполнено 7 станций СТD. Распределение метана здесь характеризуется сложной слоистостью, которую, вероятно, можно объяснить влиянием гидродинамических процессов в зоне активных выходов метана со дна в водную толщу, расположенную в непосредственной близости. Самая высокая концентрация метана была зарегистрирована в придонном слое станции LV62-09CTD (глубина 1053 м) и составила около 17500 нл/л. Эта станция была отобрана рядом со станцией LV62-08HC, на которой были подняты газогидраты.

Также довольно интересны 2 СТD станции (LV62-11СТD и LV62-13СТD), которые были выполнены вблизи «Курильского факела» (высота факела около 2 км). Глубины станций 2330 и 2470 метров соответственно. Содержание метана на этих станциях относительно низкое – 100-150 нл/л и имеет слоистую структуру. При этом, наблюдается повышение концентрации до 620 нл/л в придонном слое воды (станция LV62-11СТD). Газогидраты вблизи этих станций поднять не удалось.

3.2. Распределение углеводородных газов в донных отложениях

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].

В качестве примера можно привести станцию LV47-6HC, выполненную в 2009 г. на северо-восточном склоне Сахалина (рисунок 3.3а). На этой станции концентрация метана до 250 см не превышает значений 0,1 мл/л. Максимальная концентрация метана определена в интервале 360-365 см и составила 0,597 мл/л. К глубине 400 см концентрация составляла около 0,350 мл/л [Operation report ... , 2010]. Совсем другое распределение можно увидеть, если в донных осадках присутствуют газогидраты. Независимо от интервала, концентрации могут превышать фоновые значения в 1000-10000 раз в газогидратосодержащем осадке. Примером может служить станция LV47-24HC, выполненная в том же году, на которой были подняты газогидраты (рисунок 3.36).



Рисунок 3.3. Распределение метана в колонках донных отложений: а) станция LV47-6HC, б) станция LV47-24HC

В этой трубке в интервале глубин 60-110 см обнаружены значения концентраций метана 24-40 мл/л, что превышает фоновые значение на три порядка.

Следует так же отметить станцию LV47- 2HC. Здесь в интервале глубин 280-310 см с газонасыщенной структурой осадка обнаружена аномалия метана порядка 1500 мл/л. При этом газогидраты на этой станции подняты не были. Возможно, ЭТО объясняется либо наличием микровключений осадке, либо несколько более глубоким газогидратов В залеганием газогидратов.

Результатом исследования в Татарском проливе и в заливе Терпения в 2012 г. стало то, что во всех 26 колонках станций были обнаружены газонасыщенные слои осадка. Данные по распределению метана в колонках осадка здесь сопоставимы с данными, полученными на северо-восточном склоне: концентрации 0,01-0,1 мл/л до первых 50 см, резкое увеличение до значений 100-150 мл/л в интервале глубин 50-400 см, особенно в кернах осадков, где обнаружены газогидраты. В качестве примера можно привести газогидратные станции LV59-05HC (залив Терпения, глубина 1051 м) и LV59-27HC (Татарский пролив, глубина 322 м) [Operation report ..., 2013]. На первой станции до глубины 100 см значения концентраций метана не превышали 0,5 мл/л (рисунок 3.4а), но уже с глубины 150 см эти значения не опускались ниже 100 мл, достигая максимального значения 139 мл/л на глубине 169 см.



Рисунок 3.4. Распределение метана в колонках донных отложений: а) станция LV59-05HC, б) станция LV59-27HC

Газогидраты на этой скважине были обнаружены в наконечнике трубки. На второй станции на глубине 50 см значения уже составляли 37 мл/л, а максимальное значение 83 мл/л было отмечено на глубине 70 см (рисунок 3.4б). Газогидраты на этой станции были представлены мелкими кусочками и находились глубже 200 см.

Таким образом, наличие газонасыщенных слоев с аномальными значениями концентрации метана характерно для всех кернов осадка, кроме фоновых станций. Эти слои могут располагаться в любом интервале керна, особенно если в осадке присутствуют газогидраты.

3.3. Газовые потоки из донных отложений в водную толщу

В связи с тем, что все обнаруженные газогидраты в Охотском я Японском морях были обнаружены в районах активных газовых потоков из донных отложений в водную толщу, вопрос дегазации морского дна является одним из наиболее актуальных для решения проблемы сопряженности газогидратов с нефтегазовыми залежами.

Перенос флюида через морское дно, также известный как подводный фильтрационный поток, включает в себя как перенос газов, так и жидкостей. Сюда относятся вулканическая и гидротермальная деятельность, «холодные» выходы углеводородов. Такие потоки служили первыми индикаторами присутствия нефти и газа в большинстве нефтегазодобывающих регионов мира [Link, 1952]. При этом углеводороды могут быть термогенного или микробного происхождения. Такие потоки обнаружены в морях и океанах по всему миру – от прибрежных районов до глубоководных океанических впадин [Judd, Hovland, 2007]. Это геологическое явление имеет широкие влияние на процессы, проходящие под морским дном, на морском дне и морской среде. Потоки флюидов влияют на морфологию морского дна (включая покмарки и грязевые вулканы), минерализацию и экологию бентоса (поддержания уникальных хемосинтетических биологических сообществ). Природные выходы флюида также имеют значительное влияние на химический состав океанов и атмосферы. Выброс метана в атмосферу имеет важные последствия для глобального климата. Газ, выделяющийся на небольших глубинах, может представлять опасность для морских операций. Но в то же время, потоки природного флюида со дна в водную толщу могут служить индикаторами при поиске скоплений углеводородов, а газовые гидраты и гидротермальные минералы являются потенциальными ресурсами будущего.

Линк в своей работе [Link, 1952] показывал, что по крайней мере половина доказанных запасов углеводородов к 1952 году были открыты путем бурения вблизи флюидопроявлений. Поэтому работы, начавшиеся в нашем регионе, опирались на опыт предшественников по данной тематике. Первый газовый факел из донных отложений в воду на северо-восточном склоне о. Сахалин (Охотское море), состоящий преимущественно из метана, был открыт в 1988 году в экспедиции на НИС «Морской геофизик», рейс №

44

34, сотрудниками ТОИ ДВО РАН [Обжиров, Казанский, Мельниченко, 1989; Обжиров, 2002]. Данное открытие послужило началом детальных исследований этого региона как для поиска потоков пузырей метана из донных отложений в воду, так и газогидратов [Обжиров, 2002; Obzhirov, Shakirov, 2004]. Начиная с 1998 года экспедиции выполнялись по международным проектам – Российско-Германскому (КОМЕКС, 1998 – 2004 гг.), Российско-Японско-Корейскому (ХАОС, 2003 - 2006 гг. и САХАЛИН, 2007 - 2012 гг., 2013 - 2017 гг.).

Основной целью гидроакустических исследований являлись поиск подводных источников газовых выбросов, исследование их акустических проявлений в водной толще и на морском дне, а также поиск особенностей в рельефе дна и рассеяния в верхней осадочной толще (10-50 метров).

В рейсе №29 на НИС «Академик М.А. Лаврентьев» в 2002 г. было зарегистрировано 114 гидроакустических аномалий [Biebow et al., 2002]. В рейсе SO178 в 2004г. на немецком судне «Sonne» 91 гидроакустическая аномалия была идентифицирована как газовый факел. По проектам ХАОС наибольшее количество пересечений факелов было выполнено в рейсе LV36 2005г. Число пересечений составило 273. Глубины дна в местах В обнаружения газовых факелов лежали в интервале 170–1325 метров, однако большинство из них было зарегистрировано на глубинах дна 600-900 метров [Cruise Report CHAOS-1, 2005] (рисунок 3.6). По проекту «Сахалин», который стартовал в 2007 г., работы выполняются совместно с японскими и корейскими коллегами. Так в рейсе №44 на НИС «Академик М.А. Лаврентьев», который проводился в 2008 г., было выполнено 133 пересечения 105 газовых факелов, при этом около 100 из них были найдены впервые [Operation report ..., 2008]. Большинство из факелов обнаружено в интервале глубин 500-1000 м. В рейсе LV47 2009 г. было выполнено 115 пересечений 97 газовых факелов, из них впервые обнаружено около впервые. Большинство факелов располагалось в интервале глубин 600-1300 м (рисунок 3.6). В рейсе LV50 2010 г. обнаружено приблизительно 100 новых газовых

факела. Большинство из факелов располагались на глубинах 600-900 м, а самый мелководный факел в этом рейсе располагался на глубине 150 м. Впервые были сделаны наблюдения мелководных газовых факелов в заливе Терпения вблизи мыса Терпения в дрейфе и на низкой скорости, что позволило подтвердить существование здесь обширных участков морского дна, где выходит газ в виде всплывающих пузырьков [Operation report ..., 2011]. В рейсе LV56 2011 г. в районе с координатами 50° 8,969' N 145° 41,959' Е впервые наблюдались факелы, восходящие из покмарков. В этом рейсе около 30 факелов было обнаружено впервые. Интересными оказались результаты, полученные Саломатиным А.С. [Salomatin, 2013] в рейсе LV59 2012 г. Из 62 обнаруженных факелов 60 были обнаружены впервые. Из них 17 новых факелов обнаружено в заливе Терпения у западного склона курильской котловины, среди них один факел высотой более 2-х км был обнаружен на глубине 2200 метров (рисунок 3.5), и 43 факела в Татарском проливе Японского моря у западного склона Сахалина. Поперечные размеры факелов Татарского пролива составляли от десятков метра до километра [Operation report ..., 2013].



Рисунок 3.5. Эхограммы глубоководного «Курильского факела» по данным А.С. Саломатина [Operation report ..., 2013].

расположение всех обнаруженных газовых Анализируя факелов, удалось условно выделить 3 основных зоны дегазации морского дна в акваториях, сопряженных с о. Сахалин. Первая зона располагается в районе северо-восточного склона Сахалина. Благодаря более детальным исследованиям в этом районе, здесь обнаружено наибольшее количество газовых факелов (рисунок 3.6). Руководителем гидроакустических исследований газовых факелов на рассматриваемых акваториях является Саломатин А.С. Им с соавтором [Саломатин, Юсупов, 2001] газовые факелы северо-восточной склона разделены на зоны по интервалам глубин (рисунок 3.7).



Рисунок 3.6. Карта распространения газовых факелов в пределах присахалинских акваторий. Основные зоны дегазации: І – северо-восточного склона; ІІ – юго-восточного склона; ІІ – юго-западного склона

Мелководные факелы, расположенные на шельфе и бровке шельфа, представлены обширными участками дна площадью несколько квадратных километров. Для более глубоководных факелов соответствует более локализованный характер распределения по мере увеличения глубины. При этом с глубиной мощности потока газа отдельных газовых факелов увеличиваются. Рассчитав средний поток метана по каждому интервалу глубин, было определено, что поток практически совпадает [Саломатин, Юсупов, 2001]. Эти расчеты позволяют говорить о том, что существует крупномасштабный источник природного газа, общий для всех четырех выделенных зон. Дополнительным подтверждением этого служат зоны активных глубинных разломов, контролирующие газовые факелы и наличие мощного осадочного чехла.



Рисунок 3.7. Примеры эхограмм газовых факелов различных типов по интервалам глубин [Саломатин, Юсупов, 2001]: І – мельче 250 м, ІІ – 250–550 м, ІІІ – 550–1000 м и ІV – глубже тысячи метров.

Резюмируя главу, отметим, что места обнаружения газогидратов на присахалинских акваториях характеризуются наличием стойких

газогеохимических аномалий как в водной толще, так и в донных осадках, 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. Тот факт, что практически все зарегистрированные активные потоки газа расположены не хаотично, а прослеживаются определенные зоны, можно объяснить двумя причинами: во-первых, наличие газа в осадочном чехле и, во-вторых, существованием активных разломов, выступающих в качестве подводящих каналов. Таким образом, выделены первые *два* признака сопряженности газогидратов и нефтегазовых залежей.

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

Понимание процесса образования газогидратов и выявление источников газа для их образования невозможно без рассмотрения геологических характеристик исследуемых акваторий.

Чаще всего, потоки газа из донных отложений в водную толщу, не связанные с гидротермальной деятельностью, встречаются на шельфе и континентальных склонах [Kvenvolden, 1988; Гинсбург, Соловьев, 1994; Callender, Powell, 1999]. Но иногда встречаются факелы на глубоководных участках морей и океанов (например, «Курильский факел» [Operation report ...,2013]). Считается, что такие выходы образуются за счет тектонического сжатия с выдавливанием флюида из аккреционных осадочных толщ, образующихся у подножия континентов [Ulrich von R., 1999]. Флюид (в том числе газ) мигрирует к поверхности по зонам разломов. Показано, что поступление газа со дна в водную толщу может носить периодический характер, а также может быть индикатором нефтегазовых залежей [Heggland, 1998]. Подтверждением периодичности опять же может служить «Курильский факел». В рейсе LV2012 г. он имел высоту около 2200 м, в рейсе LV62, 2013 г. его высота уменьшилась в 2 раза, в рейсе LV67, 2014 г. он почти исчез, что подтвердилось многократным пересечением с разных сторон факела судном. Важно отметить, что во время экспедиции 2012 г. в Охотском море произошло землетрясение магнитудой около 7 в 100 км к северу от факела. Возможно, оно повлияло на активизацию зон разломов и произошел выброс газа, образовавшего самый высокий факел в Мировом океане. К зонам таких выходов газа со дна водную толщу в других частях Мирового океана относятся континентальный склон США в районе штата Орегон [Milkov, 2005], континентальный склон Мексиканского залива [Sassen et al., 2001], склон в районе Северной Калифорнии (США) [Brooks et al., 1991], северо-восточный склон Сахалина [Ginsburg et al., 1998, Обжиров и др., 2002]. Следует отметить, что все вышеперечисленные места являются зонами с аномальными потоками газа со дна в водную толщу и везде в непосредственной близости к выходам газа обнаружены газогидраты [Milkov, 2005]. При этом, участки с выходами газа были найдены в пределах осадочных толщ мощностью свыше 2 км, содержащих различные скопления углеводородов: залежи нефти и газа, газогидраты, насыщенные метаном осадки.

Одним из основных факторов, обеспечивающих потоки газа и контролирующих образование газогидратов, является наличие путей миграции из подстилающих газоносных горизонтов. Такими путями является наличие разломом, нарушений и трещин в земной коре, наличие зон разуплотнений, которые увеличиваются в периоды сейсмических активизаций, что повышает как вертикальную, так и латеральную миграцию углеводородов.

Таким образом, аномальные потоки газа со дна в водную толщу образуются при наличии достаточно мощных осадочных отложений, содержащие скопления газообразных и жидких углеводородов. При этом необходимо наличие разломных систем. Дополнительными факторами, влияющими на формирование потоков газа, являются геодинамическая и сейсмическая активизации. Ниже рассмотрены геолого-структурные условия, оказывающие влияния на потоки газа в исследуемых акваториях.

4.1. Северо-восточный склон о-ва Сахалин (Дерюгинский прогиб)

Наиболее интересным представляется западный борт Дерюгинской впадины как в плане наличия наибольшего количества активных выходов газа из донных отложений в водную толщу, так и в плане нахождения газогидратов в осадках.

К 2010 г. здесь обнаружено около 1000 гидроакустических аномалий типа «газовый факел». Основное скопление факелов наблюдается на глубинах 500-1000 м. По плотности скопления факелов в пределах северовосточного склона о. Сахалин условно можно выделить две площади: северную и южную (рисунок 3.6)

Северная площадь по грубым подсчетам занимает площадь порядка 1500 км². Здесь поднято 17 трубок, содержащих газогидраты. Южная площадь составляет около 2000 км², но за период исследования на этой площади удалось поднять только 1 трубку с газогидратами. Расстояние между самым северным и самым южным факелами на период наблюдений составляет 560 км.

Морфология северо-восточного сахалинского склона проста И практически однородна на всем протяжении с севера на юг [Biebow, Huetten, 1999]. В местах обнаружения газогидратов склон имеет субгоризонтальное С-СЗ простирание. Батиметрические исследования показали, что на северной площади бровка склона четко прослеживается на глубинах 180-190 м [Biebow, Kulinich, Baranov, 2002]. Шельф о. Сахалин простирается западнее от бровки склона. Он является равниной с восточным уклоном и глубинами 50-180 м. Переход склона в дно впадины Дерюгина плавный, но иногда осложнен уступами [Biebow, Hutten, 1999]. Согласно Баранову Б.В. [Biebow, Kulinich, Baranov, 2002], склон на северной площади делится на три части: верхняя (180-300 м), средняя (300-600 м) и нижняя (600-650 м и глубже), которые отличаются друг от друга по форме и углам наклона. Основные скопления газовых факелов концентрируются в трех местах: 1) на бровке шельфа; 2) в средней части склона и 3) в верхней части склона.

<u>Структуры</u>. Северо-восточный сахалинский склон принадлежит к Восточно-Сахалинской области проседания, тянущейся в направлении северюг вдоль побережье Сахалина [Сергеев, 2004]. Она включает в себя три прогиба, крупнейшим из которых является Дерюгинский (рисунок 4.1). Она в свою очередь соответствует впадине Дерюгина с прилегающими шельфом и склоном в рельефе дна. Прогиб отделен от Северного Сахалина поднятием Шмидта, которое представляет собой подводное продолжение полуострова Шмидта, выполненного офиолитовым комплексом мелового возраста. 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]. Акустический фундамент в



Рисунок 4.1. Схема тектоники сахалинского региона [Харахинов, 2010]

пределах прогиба плохо прослеживается даже на многоканальных сейсмических профилях за счет насыщения осадка газом [Worrell et al., 1996], а в некоторых местах и вовсе не может быть зафиксирован. Поэтому оценки мощности осадочного чехла у разных авторов варьируют с 9 до 12-14 км. Согласно мнению Б.В.Баранова из [Operation report ..., 2010], полученные экспедиционные данные дают возможность утверждать, что нет никаких различий в структуре фундамента южного и северного сегментов склона.

Системы разломов. Данные, полученные за время экспедиций по проектам KOMEX, CHAOS и SSGH, указывают на наличие в данном регионе системы древних и современных сопряженных разломов, которые в некоторых случаях выходят на поверхность [Biebow, Huetten, 1999; Baranov et al., 1999; Baranov et al., 2008]. Они представляют собой несколько уступов высотой 50-100 метров, протягиваясь в C3-ЮВ и CB-ЮЗ направлениях, и прослеживаются в интервале глубин 250-1100 м. В исследуемом регионе существует несколько каньонов северо-восточного направления, которые также имеют разломное происхождение [Baranov et al., 2009]. Крупнейший разлом называется разлом Лаврентьева. Он разделяет северный сегмент от южного. Севернее этого разлома существует еще ряд более мелких разломов (рисунок 4.2).



Рисунок 4.2. Системы разломов на участках газопроявлений северовосточного склона Сахалина [по Геологическая карта ..., 1995; Dullo et al., 2004; Mazurenko et al., 2006]

В южном сегменте на сейсмических профилях разломы обнаружены не были, но наличие здесь выходов газа предполагает наличие проводящих каналов, в роли которых должны выступать разломы.

Мустафин, 1989; Ряд исследователей [Обжиров, Грецкая, 1992: 1998] Харахинов, считают, что В Дерюгинской потенциально нефтегазоносной зоне существует наиболее благоприятные возможности для образования и накопления углеводородов. Участок с активными выходами метана расположен в пределах Дерюгинской плиоцен-голоценовой зоны нефтегазонакопления. В этих зонах средний региональный сейсмо-

56

стратиграфический комплекс имеет наибольшую мощность для Охотского моря (до 4-5 км), и к нему приурочено большинство прогнозируемых залежей углеводородов.

4.2. Юго-восточный склон о-ва Сахалин (прогиб залива Терпения)

Наибольший интерес для рассмотрения вызывает южная часть восточного присахалинского склона, которая является северо-западным бортом Курильского задугового бассейна, так как в этом регионе были обнаружены газогидраты. К 2012 г. здесь было выполнено 68 пересечений гидроакустических аномалий типа «газовый факел» и были подняты 3 пробоотборника с газогидратами.

<u>Морфология</u>. Морское дно 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. Углы наклона в верхней части склона состоят 5-10° и в нижней части - 1-2° [Baranov et al., 2013]. Склон имеет ярко выраженную бровку шельфа, расположенную на глубине 140-190 метров. Такие морфологические элементы, как каньоны, оползни и глубоководные террасы широко распространены на склоне [Gnibidenko et al., 1995].

Наиболее детально были изучены восточный и западный склон хребта Терпения, которое является подводным продолжением полуострова Терпния и континентальный склон рядом с полуострова Анива. Хребет Терпения представляет собой блок с крутым восточным склоном и более пологим западным склоном. На восточном склоне палеогеновый фундамент располагается близко к поверхности дна [Снеговской, 1997]. Осадочный чехол здесь практически отсутствует, вероятно, по причине эрозии восточного склона, что характеризует неблагоприятные условия для возникновения подтока метана в воду. Западный склон хребта Терпения менее крутой и состоит из нескольких ступеней [Вагапоv et al., 2013]. В нижней части склон выравнивается, образуя террасу. Она отделена от склона небольшим поднятием с желобом с высотой/глубиной около 250 м. Повидимому, верхняя часть поднятия является оползнем, а желоб является разломом. Профиль, пройденный на склоне в районе полуострова Анива, в контексте данной работы является одним из наиболее интересных, так как тут были подняты трубки с газогидратами, а также обнаружены индикаторы присутствия газогидратов в осадках (газовые факелы, «газовые трубы», BSR). В плане морфологии, склон имеет достаточно простое строение. На профиле видно, что верхняя часть склона довольно крутая, а после изобаты 750 м она начинает постепенно выравниваться.

Структуры. Прогиб Терпения входит в систему двух синклинорных прогибов (прогиба Терпения и Анивского прогиба) Южно-Сахалинского бассейна (рисунок 4.1). Фундамент бассейна осадочного сложен континентальной консолидированной корой, которая В процессе дезинтеграции в рифтогенных прогибах превратилась в субконтинентальную [Харахинов, 2010]. Склон Курильской котловины представляет область перехода от континентальной коры шельфа Сахалина в океаническую кору Курильской котловины [Baranov et al., 2013]. Согласно Харахинову, структура осадочной толщи прогиба Терпения представляет комплекс антиклиналей и синклиналей, заложенных на блоках фундамента, состоящего из мезозойских метаморфических террейнов. Мощность кайнозойского осадочного чехла варьируется от 2 до 8 км. На периферии Прогиба Терпения кайнозойская осадочная толща имеет незначительную мощность (1-3 км).

<u>Системы разломов.</u> Прогиб Терпения контролируется тремя продолжениями Восточно-Сахалинского глубинного разлома, который представляет собой правосторонний сдвиг С-Ю простирания. Разлом сопряжен с надвигами и взбросами северо-западного простирания и сбросами северо-восточного простирания [Харахинов, 2010]. Восточно-Сахалинский глубинный разлом представляет собой крупнейшую сдвиговую зону, что может свидетельствовать об активном флюидодинамическом

58

режиме в пределах разломной зоны (рисунок 4.3). Подтверждением того служат обнаруженные здесь газовые факелы и газогидраты.

4.3. Юго-западный склон о-ва Сахалин (Татарский прогиб)

На перспективность поисков залежей нефти и газа в Татарском проливе обращают внимание многие ученые [Обжиров 1993; Жаров и др., 2004; Харахинов 2010; Нечаюк, 2010 и др.]. Рассмотрение данного региона в настоящее время получило новую актуальность ввиду обнаружения здесь газовых факелов и газогидратов.

Морфология. Татарский пролив, отделяющий о. Сахалин от материка, протягивается в меридиональном направлении на 700 км, соединяясь с Амурским лиманом через пролив Невельского и раскрываясь на юг в глубоководную котловину Японского моря. В рельефе дна Татарский пролив соответствует прогибу, простирающейся в юго-западном - северо-восточном направлении. Глубина пролива меняется от 200 м в северной части на 46° с.ш до 1800 м на юге пролива. Западный борт впадины линейный и очень крутой, что указывает на его разломное происхождение [Baranov et al., 2013]. Морфология восточного склона является более сложной. Его северная часть северо-восточного состоит ИЗ **ДВУХ** сегментов 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 [Baranov et al., 2013]. Некоторые уступы очень крутые, и то, что на одном из таких уступов находился эпицентр Монеронского землетрясения говорит о высокой сейсмо-тектонической активности региона. Осевая часть впадины состоит из нескольких сегментов, которые изменяют свою направленность с северо-западной до северовосточной.



Рисунок 4.3. Геодинамическая интерпретация магнитотомографического разреза по линии Татарския пролив – о. Сахалин – Охотское море [Харахинов, 2010]

<u>Структуры.</u> Татарский пролив состоит из трех осадочных бассейнов: Северо-Татарского, Южно-Татарского и Исикари-Западно-Сахалинского (рисунок 4.1). Впадины разделены между собой Совгаванско-Красногорским и Пионерским поднятиями (Жаров и др., 2004). 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].

Системы разломов. Западный берег острова Сахалин ограничен Западно-Сахалинским глубинным разломом, который представлен правосторонним сдвигом. К югу от полуострова Ламанон Западно-Сахалинская разломная зона проходит по шельфовой зоне Татарского пролива. Вследствие изгиба разлома в некоторых его частях могли возникнуть взбросы. Впадина характеризуется сложной системой сбросов. Они простираются параллельно Азиатскому континенту и острову Сахалин вдоль западной и восточной сторон прогиба. В центральной части Татарского прогиба сбросы имеют северо-западное или северо-восточное направлении [Baranov et al., 2013]. Таким образом, Западно-Сахалинский глубинный разлом представляет собой литосферного крупнейшую проницаемую зону уровня высокой С сейсмической активностью (рисунок 4.3).

Рассмотрев геологические условия формирования газогидратов и геологию сопредельных акваторий, сделан вывод о пространственной связи площадей газогидратов с нефтегазоносными отложениями. Проводящими каналами для миграции газов из нефтегазоносных отложений континентального шельфа и склона в зону стабильности газогидратов, расположенную выше по разрезу служат зоны разломов.

ГЛАВА 5. СВЯЗЬ ГАЗОГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ С НЕФТЕГАЗОНОСНЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ

В настоящее время одной из важнейших задач перед научными исследователями стоит повышение геологической эффективности поисков и разведки нефтегазовых месторождений. Несмотря на то, что в последнее время геофизические методы поисков и разведки занимают ведущее место в комплексе геологоразведочных работ, геохимические методы не теряют своей актуальности. Наиболее точный прогноз может быть представлен по комплексу параметров - геологических, геофизических, газогеохимических. На основании такого комплекса исследований в Охотском и Японском морях выдвинута гипотеза, что в присахалинских акваториях газогидраты могут играть роль индикаторов нижележащих нефтегазовых залежей [Обжиров, 2011]. В этой главе совокупность результатов, описанных в предыдущих главах, показана с точки зрения признаков возможной взаимосвязи газогидратов со скоплениями углеводородов.

5.1. Признаки сопряженности газогидратов с нефтегазоносными отложениями присахалинских акваторий

К первому из признаков взаимосвязи газогидратов с нижележащими нефтегазовыми залежами отнесем <u>аномальные концентрации метана</u> в водной толще и осадке. Как уже говорилось выше, в водной толще над скоплениями углеводородов формируются устойчивые аномальные газогеохимические поля. Примечательно, что над всеми участками, где были подняты газогидраты, практически на всех гидрологических станциях наблюдались наибольшие аномалии метана в придонном слое воды, в то время как выше по горизонту отмечались концентрации близкие к фоновым (рисунок 5.1).



Рисунок 5.1. Диаграмма распределения концентраций метана над станциями, где вскрыты газогидраты

Согласно А.И. Обжирову [Обжиров, 1995] при учете определенных геологогеофизических данных (наличие коллекторов, покрышек, разломы и пр.), аномальные поля концентраций метана характеризуют наличие нефтегазовых (или залежей. В газовых) зависимости ОТ конкретных значений концентраций, это могут быть залежи, расположенные на глубинах более 3000 перекрытые мощными покрышками том Μ И (в числе И газогидратными), либо залежи менее глубоко залегания (2000-3000 м) с незначительной нарушенностью нефтегазоносных отложений, либо залежи глубинах 1500-2500 Μ c высокой на степенью нарушенности нефтегазоносной площади (или даже находится в зоне активных разломов). нефтегазоносности принимая Прогноз выполненный, BO внимание газогеохимические аномалии, был проверен нефтегазопоисковым бурением [Обжиров, 1993, 1995]. На 3-х из 10-ти структур аномальные концентрации природного газа в придонной воде зафиксированы не были, поэтому был отрицательный прогноз. Bo сделан всех трех случаях прогноза подтвердилось отсутствие продуктивности. На остальных 7-ми структурах, где были зафиксированы аномальные газогеохимические поля в придонном нефтегазоносность слое, промышленная была определена как структур с положительным положительная. Из 7 газогеохимическим прогнозом на 4 в Охотском море (Пильтунской, Астохской, Лунской, Дагинской) и на 2 в Южно-Китайском море ("Белый Тигр", Южно-Коншонской) нефтегазопоисковые скважины вскрыли промышленные скопления нефти и газа. На структуре в Японском море (Татарский пролив, Гавриловская структура) промышленных скоплений обнаружено не было. Как видно, степень удачи при отрицательном газогеохимическом прогнозе составил 100 %, а при положительном - 85 %.

Таким образом, наличие аномальных полей концентрации природных газов в придонном слое воды, зафиксированных над всеми газогидратосодержащими площадями в исследуемом регионе, 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 потоки газа со дна в водную толщу, т.н. <u>газовые факелы.</u> В процессе изучения выяснилось, что в Охотском и Японском морях с 1988 по 2014 гг. наблюдалось постоянное увеличение количества газовых факелов. Так к 2014 г обнаружено более 700 газовых факелов. Показано, что районы газовых факелов на присахалинских акваториях возникают в результате сейсмо-тектонической активизации региона, на что указывает серия землетрясений в данном регионе (рисунок 5.2.). Это приводит к увеличению количества разломов, по которым к поверхности мигрирует газо-флюдный поток из недр [Обжиров, 2013].

Согласно работе [Занкевич, Шафранская, 2009], в районе северозападного склона Черного моря, где обнаружено многочисленное количество газовых факелов, существуют глубинные разломы, в зонах пересечений которых формируются сети вторичных разломов, приводящих к развитию разломных участков дислоцированных и разуплотненных пород чехла.

По мнению авторов, увеличение, в связи с этим, порово-трещинной проницаемости для газовых (водно-газовых) флюидов определяет их потоки из глубинных коллекторов чехла либо непосредственно из разломных зон фундамента [Занкевич, Шафранская, 2009].



Рисунок 5.2. Карта эпицентров землетрясений с М>4 за период 1906-2005 гг. и региональных разломов [Ломтев, 2007]

Подтверждением того, что источником газа, образующего газогидраты, являются газы, образованные гораздо глубже по разрезу осадков, может служить работа Милкова [Milkov, 2005]. В работе говориться, что в условиях мощных газовых потоков (таких как наблюдаются в Охотском и Японском морях) преобладают аллохтонные источники. Аллохтонные газы (микробные и/или термогенные) 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, вблизи которых помимо газовых факелов существуют хемосинтетические сообщества образуются И аутигенные карбонаты [Sassen et al., 2001]. При этом Польманом с коллегами было показано, что у основания зоны стабильности газогидратов может образовываться микробиальный метан, который дополняется к потоку аллохтонных газов при вертикальной миграции в зону стабильности газогидратов [Pohlman et al., 2009]. Это свидетельствует о том, что в формировании структурных скоплений газогидратов в зоне мощных потоков принимает участие глубинный термогенный газа газ С примесью микробиального, синтезированного около морского дна.

Определение источника газа, образующего газогидраты, невозможно без рассмотрения <u>состава газа и изотопного состава углерода и водорода метана</u>. В общих случаях состав стабильных изотопов элементов с низкими атомными числами значительно различаются по своей природе ввиду различия кинетики и термодинамики масс. Когда элемент с соотношением двух стабильных изотопов разделяется на две части, процесс называется изотопное фракционирование [Whiticar, Faber, 1986]. В осадках кинетическое фракционирование изотопов углерода является следствием диффузии и большей реакционной способности молекул с низкой массой и поэтому они чаще используются, чем молекулы с более тяжелыми массами (связь 12С-

12С легче разорвать, чем связь 12С -13С) [Chung et al., 1988]. В результате такой избирательности метан, полученный в ходе микробиальных процессов в верхней части осадочной толщи, является изотопно более легким, чем термогенный и абиогенный метан.

Принято считать, что микробиальные изотопно-легкие газы co значениями δ^{13} С от -110 до -55 $^{0}/_{00}$ (среднее -70 $^{0}/_{00}$) образуются в верхней части осадочной толщи до глубин 500-1500 м с содержанием тяжелых углеводородных газов C₂-C₄ менее 0,1 % [Bernard et al., 1976; Метан, 1978; Валяев, 1997]. Ниже по разрезу осадков на глубинах 5-7 км происходят процессы, при которых термокаталитические генерируются нефть. газоконденсаты и "жирные" газы с высокими содержаниями тяжелых УВ (до десятков процентов) и значениями δ^{13} C от -55 до -35 $^{0}/_{00}$. Глубже, в еще более жестких термобарических условиях, генерируются сухие газы с δ^{13} C -35 $^{0}/_{00}$ и незначительной примесью тяжелых углеводородных газов [Bernard et al., 1976; Валяев, 1997].

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]. Термогенный метан образуется путем термического крекинга органические вещества в глубинных слоях осадка, а образование микробиального метана доминирует в поверхностном слое до нескольких сотен метров в глубинных слоев и, смешиваясь с микробиальным газом в поверхностном слое, образует газогидраты.

На северо-восточном склоне Сахалина соотношение между δ^{13} С метана и этана на основе классификации Милкова [Milkov, 2005] показано на рисунке 5.3. На рисунках показано, что изотопный состав углерода этана на структурах ХАОС, ВНИИОкеангеологии и Гизелла составляет около 30 $^{0}/_{00}$, что явно указывает на термогенное происхождение этана. На других

структурах содержание легких изотопов несколько выше и значение δ^{13} С этана доходит до 40 0 /₀₀, что может указывать на смешанный источник газа.



Рисунок 5.3. Изотопный состав углерода метана и этана газогидратного газа

Изотопный состав углерода метана на газогидратных структурах северовосточного склона Сахалина представлен значениями 64-66 ⁰/₀₀ [Hachikubo, 2011]. Другими исследователями в пределах Охотского моря отмечались значения δ¹³С метана от -65 ‰ до -55 ‰ [Lein et al., 1989; Ginsburg et al., 1993; Hachikubo et al., 2010а]. 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 δ^{13} С около -25 ‰ [Operation report ..., 2013]. Согласно монографии [Метан, 1978], изотопный критерий является достаточным для диагностирования газа как микробиального только при значениях δ^{13} C от 70 до 90 $^{0}/_{00}$, т.к. в природе еще не встречен метан другого происхождения с таким высоким содержанием легкого изотопа углерода. Это утверждение может являться одним из доказательств смешения термогенного и микробиального газов, образующих газогидраты. Соотношение при смешивании термогенных и микробных газов является спорным вопросом, и как видно, изотопный состав углерода метана не говорит однозначно об основном источнике при смешивании. Для определения главных источников углеводородных газов, образующих газогидраты, должны использоваться данные, характеризующие разрез ниже зон микробиальной активности, так как существует множество работ, указывающих на процессы вторичной переработки термогенного газа бактериями в верхних слоях осадка, фракционировании изотопного состава в процессе термокаталитического преобразования органического вещества [Lorenson et al., 2011; Крылова и др., 1993]. Тем не менее, газ смешанного состава говорит о поступлении термогенного газа из более глубоких слоев, который, смешиваясь с микробиальным газом, образует газогидраты в верхних слоях осадков.

Особый интерес представляют данные изотопного анализа, полученные в Татарском проливе Японского моря. Здесь на станциях LV59-27HC и LV62-17НС 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 5.4). Интересен тот факт, что уже на расстоянии около 18 км была выполнена станция LV62-26HC, где изотопный анализ показал, что метан имеет смешанное происхождение, в то время как этан термогенное. При этом, важно отметить, что вблизи станций LV59-27HC и LV62-17HC обнаружены газовые факелы, в то время как вблизи станции LV62-26HC факелы обнаружены не были. Тем не менее, данные изотопного анализа углерода метана и этана, отобранного из газогидратов Татарского пролива, подтверждают, что существует поток термогенного газа из более глубоких слоев. На то, 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. Согласно диаграмме отношения коэффициента сухости газа к δ¹³С метана гидратного газа (рисунок 5.4) [Lu et al., 2013], газогидраты, обнаруженные в Татарском проливе, образовались из газа термогенного происхождения, а именно газа, сопутствующего нефти.



Рисунок 5.4. Диаграмма отношения C₁/(C₂+C₃) к δ¹³С 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 Гидратный газ из Курильской котловины соответствует либо биодеградированному термогенному, либо его смеси с микробиальным. Согласно высокому коэффициенту сухости, гидратный газ с северовосточного склона Сахалина соответствует либо микробиальному, либо его смеси с биодеградированным термогенным.

Как показывают полученные результаты за многолетний период исследуемом образуются исследований, газогидраты В регионе не повсеместно, а приурочены к областям разломов. В 4 главе были описаны структурно-тектоническое и геологическое строение района исследования. Здесь будут более подробно рассмотрены системы разломов как пути миграции глубинного газа к поверхности, потому что все обнаруженные скопления газогидратов И газовые факелы были обнаружены на приразломных территориях. Согласно многим авторам [Рождественский, 1975; Сваричевский, 1985; Геологическая карта ..., 1995; Харахинов, 1998; Сергеев, 2004] к востоку от Сахалина проходят два меридиональных глубинных разлома: один по шельфу Сахалина, другой простирается восточнее, отделяя материковый склон от впадины Дерюгина. Оба разлома простираются от северной части Охотского моря вдоль всего Сахалина вплоть до Курильской котловины (рисунок 5.5). На рисунке видно, что гидроакустические аномалии и площади газогидратов северо-восточного склона, расположены в пределах глубинного разлома, который расположен восточнее, и сохраняют С-Ю простирание, что в свою очередь может подтверждать наличие самого разлома. С глубинным разломом сопряжена зона разломов Лаврентьева (рисунок 5.5), которая была выявлена за время исследования по проектам CHAOS и SSGH [Gas Hydrate Studies ..., 2011]. Эта зона разломов представляет собой своеобразную границу между южной и северной площадями.

72


Рисунок 5.5. Карта разломов исследуемого региона. На врезке справа показана зона разломов Лаврентьева [по Геологическая карта ..., 1995; Dullo et al., 2004; Mazurenko et al., 2006]

Разломы выражаются в виде уступов высотой 50-100 м, простирающимися в C3-ЮВ и CB-ЮЗ направлениях, и прослеживаются в интервале глубин 250-1000 м [Dullo et al., 2004; Mazurenko et al., 2006]. Разлом Лаврентьева, имеющий северо-восточное простирание, является основным в этой группе. К северо-западному окончанию разлома приурочена одна газогидатоносная структура с 16 газовыми факелами. Девять факелов расположены вдоль

разлома Лаврентьева, а остальные семь плотно расположены вдоль разлома северо-западного простирания, сопряженного с разломом Лаврентьева [Gas Hydrate Studies ... , 2011]. Многие гидроакустические аномалии, зафиксированные между 53°30' и 54°30', совпадают с разломами, которые отчетливо прослеживаются по сейсмическим данным, но не выражены в рельефе морского дна. С севера район исследования на северо-восточном склоне ограничивается каньоном западного простирания 2 км шириной и 150 м глубиной, с которым пространственно связаны газовые сипы, факелы и газогидраты (рис. 5.5).

Газовые факелы и газогидраты в заливе Терпения также приурочены к глубинным региональным разломам. Обнаруженные газогидраты располагаются вблизи Хоккайдо-Сахалинского разлома [по Злобину и др, 2012]. Разлом представляет структурный шов и проходит в восточной части о-ва Сахалин и по шельфу Охотского моря восточнее Сахалина, заливу Терпения, проливу Лаперуза и уходит на Хоккайдо [Объяснительная записка ..., 2000] (рисунок 5.5). Злобин с соавторами [Злобин и др., 2012] считает, что нахождение под заливом Терпения «живого» глубинного разлома, достигающего мантии, должен предполагать миграцию флюидов, нефти и газа с больших глубин в мощные толщи осадочных отложений (до 10 км). Косвенным признаком этого является открытые крупнейшие месторождения углеводородов на восточном шельфе Сахалина, по которому большей частью проходит Хоккайдо-Сахалинский разлом. Согласно Ломтеву с соавторами [Ломтев и др., 2007], через залив Терпения также простирается Стародубский широтный разлом, который связан с одноименным прогибом, выполненным осадочными отложениями мощностью 8-10 км. Ряд гидроакустических аномалий. зафиксированных В центральной части залива. плотно расположены параллельно этому разлому на небольшом расстоянии (2-10 км).

Татарский пролив представляет собой большую рифтовую структуру, отделенную от Сихотэ-Алиня и Западно-Сахалинских гор глубинными разломами. Земная кора пролива дислоцирована разломами. Тектоническая активность подтверждается высокой сейсмичностью [Ломтев и др., 2007] и повышенным тепловым потоком [Родников и др., 2005]. В Татарском проливе флюидодинамический режим в основном контролируется зоной Западно-Сахалинского глубинного разлома, в пределах которой обнаружены газовые факелы и газогидраты. Они располагаются в меридиональном направлении западнее разлома. В районе разлома кайнозойские отложения круто наклонены на запад (до 80°), сильно нарушены сбросовыми и взбросовыми дислокациями. Смещения по разломам составляют десяткисотни метров, вплоть до 5 км [Родников и др., 2005]. Родниковым с соавторами [Rodnokov et al., 2001] были смоделированы глубинные температуры, что позволило им выделить причиной расколов земной коры и образования рифтовых структур в основании прогиба астеносферный диапир (рисунок 5.6), который в свою очередь мог играть роль дополнительного источника углеводородов, способствуя накоплению нефти и газа.



Рисунок 5.6. Глубинное строение осадочного прогиба Татарского пролива [Родников и др., 2005]

Таким образом, зоны тектонических глубинных разломов являются главным фактором, контролирующим распределение газовых проявлений и газовых структур, а также связанных с ними газогидратов, в исследуемых разломы способствует регионах. Тому, являются активными, ЧТО сейсмическая активизация в Сахалинском регионе (рисунок 5.2). Сравнивая распределение гидроакустических аномалий с распределением эпицентров землетрясений, видно, что газовые факелы располагаются на сейсмически активных участках. 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. Газ из залежей мигрирует по разломам к поверхности, где при благоприятных термобарических условиях образуются газогидраты. Ввиду этого, наличие разломов, при прочих благоприятных условиях, можно считать одним из признаков сопряженности газогидратов со скоплениями углеводородов.

К заключительному признаку взаимосвязи обнаруженных площадей газогидратов с нижележащими нефтегазовыми залежами в данной работе относится рассмотрение <u>осадочных отложений с</u> перспективными на нефть и газ <u>локальными структурами</u>. Поэтому далее будут рассмотрены факторы, влияющие на размещения месторождений, для участков с обнаруженными площадями газогидратов в исследуемых регионах. К основным факторам относятся [Коблов, 1997]: геохимический фактор (тип, концентрация и количество органического вещества), литолого-фациальный состав, катагенетический фактор, структурно-тектонический фактор.

С точки зрения перспектив нефтегазоносности в первую очередь необходимо выделить северо-восточный склон Сахалина (западный борт впадины Дерюгина), так как в результате наших исследований здесь было обнаружено более 500 выходов газа и 13 площадей с газогидратами [Akulichev et al., 2014]. При этом разрез осадочного чехла здесь схож с тем, который был установлен в результате предшествующих исследований на нефтегазоносном сахалинском шельфе: общие структурные особенности, характер залегания слоев, последовательность напластования, мощности и скоростные характеристики [Жигулев и др., 2007]. На рисунке 5.7 видно, что в районе обнаружения газогидратов мощность осадочных отложений превышает 6 км.



Рисунок 5.7. Мощность осадочных отложений восточного шельфа и склона Сахалина [Сергеев, 2004] и расположение района распространения газогидратов (А). Разрез о. Сахалин-Дерюгинский бассейн [по Worrall, 1996] (Б).

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 5.8). Органическое вещество в пределах очага является смешанным с преобладанием III типа керогена и его содержание увеличивается от 0,8 у периферии до 1,4 в более глубоких и более прогретых частях впадин [Марина и др., 2000]. На рисунке видно, что наибольшая часть гидроакустических аномалий расположена над зонами завершенного образования нефтегазовых углеводородов и завершенного высокотемпературного газообразования. Co структурно-тектонической северо-восточном позиции на склоне выделяется полоса брахиантиклинальных структур в кайнозойских отложениях, длинные оси которых меридионально направлены, которая соответствует к магнитным аномалиям [Журавлев, 1991], и представляющая серию структурных ловушек преднадвиговых антиклиналей [Разницин, 2012]. Другим типом ловушек в данном регионе могут служить взбросо-надвиги [Коблов, 1997]. Разницин полагает [Разницин, 2012], что формирование обоих типов ловушек связано с давлением со стороны впадины Дерюгина. По своим резервуарным условиям нефтегазонакопления скопления углеводородов на северо-восточном склоне Сахалина могут находится в турбидитных резервуарах нижненутовского и верхненутовско-помырского комплексов [Харахинов, 2010]. Как видно, район, где нами были обнаружены газогидраты, в настоящее время многими учеными рассматривается как наиболее приоритетный для проведения нафтегазопоисковых работ в данном регионе. При этом газогидраты могут быть использованы в качестве дополнительного индикатора при поиске нефти и газа.



Рисунок 5.8. Схема распределения очагов нефтегазообразования [Марина и др., 2000]

Основные очаги нефтегазообразования: 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

Залив Терпения, в котором нами обнаружено две газогидратные площади, также относится к возможно нефтегазоносному району. Интерес вызывает Стародубский подрайон, который соответствует здесь одноименному прогибу на юге залива. Прогиб выполнен мощными толщами кайнозойских отложений (до 10 км). Резервуарные условия нефтегазонакопления в подрайоне имеют предпосылки для формирования верхнемиоценовом, скоплений углеводородов В нижнемиоценовом И 2010]. Обнаруженные газовые олигоценовом комплексах [Харахинов, факелы и газогидраты расположены вблизи еще одного крупного очага нефтегазообразования (рисунок 5.8). Ввиду преобладающей фоссилизации гумусового органического вещества (III тип керогена) в этом регионе, наибольшую представляет площадь зона низкотемпературного газообразования [Марина и др., 2000]. В структурно-тектоническом плане видно, что выделяется участок с гидроакустическими аномалиями и площадями газогидратов, обрамленный с четырех сторон разломами (рисунок 5.5), которого располагаются Сенявинская В пределах И Стародубская локальные структуры (рисунок 5.8).

Газовые факелы и газогидраты в Татарском проливе обнаружены в Южно-Татарском суббассейне, который Харахиновым относится к возможно нефтегазоносному району [Харахинов, 2010]. Район в нефтегазоносном отношении изучен недостаточно. Потенциальные резервуары углеводородов приурочены к трещинно-поровым коллекторам палеогена и неогена, выполненными наиболее глинистым и кремнисто-глинистым составом [Жаров и др., 2004]. Площади с газогидратами в данном регионе накладываются на крупный очаг нефтегазообразования (рисунок 5.8). Концентрация органического вещества варьирует от 0,5 до 1,4 % [по Марина и др., 2000]. В очаге выделяется зоны низкотемпературного газообразования, зоны начальной и завершенной генерации нефтяных углеводородов и зоны завершённого высокотемпературного газообразования. начального И Результаты моделирования показали, что в Южно-Татарском осадочном бассейне доминирует генерация газообразных углеводородов, поэтому в ловушках можно ожидать небольшие газовые залежи, возможно, с нефтяными оторочками [Жемчугова, 2012]. Небольшое месторождение уже открыто было южной части Северо-Татарского суббассейна В Изыльметьевское газовое месторождение с запасами 5,3 млрд. м³ и нефонтанными притоками нефти. Следует отметить, что газогидраты в Татарском найдены проливе в зоне интенсивной деструкции субокеанической коры, что в свою очередь может быть дополнительным источником глубинных углеводородов. Геофизическими работами ОАО ДМНГ в Татарском проливе установлено около 40 локальных структур. Вблизи газогидратных площадей располагается серия антиклинальных структур (Старомаячинская, Ильинская, Красногорская) (рисунок 5.8). Таким образом, дальнейшие исследования в газогидратоносных районах позволят открыть здесь новые месторождения нефти и газа.

5.2. Закономерности формирования газогидратов в пределах нефтегазоносных систем

Для понимания сопряженности газогидратов и нефтегазоносных систем в дальневосточных акваториях необходимо рассмотреть примеры такой сопряженности в других частях Мирового океана.

81

Наиболее ярким примером такой сопряженности 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 (рисунок 5.9).



Рисунок 5.9. Тектоническая схема нефтегазоносного бассейна Северного склона Аляски (Горная..., 1984—1991)

Фундамент под впадиной погружен на глубину до 8 км и сильно дислоцирован. Осадочные отложения по отношению к фундаменту залегают с резким несогласием. [Забанбарк, Лобковский, 2013]. Большинство месторождений в пределах впадины, как и на северо-восточном шельфе Сахалина, связаны с брахиантиклинальными складками, осложненными нарушениями. Залежи разрывными В основном литологически И стратиграфически экранированные. Супергигантское месторождение Прудо Бэй приурочено к крупной антиклинальной складке, расположенной на северном платформенном крыле краевого прогиба Колвилл. Почти все запасы месторождения сосредоточены в песчаных отложениях пермотриасового возраста на глубинах 2650-2760 м [Горная ..., 1984—1991].

Купарук Ривер является вторым по площади месторождением США. Располагается на расстоянии 16-48 км западнее от месторождения Прудо Бэй. Газогидратные скопления Северного склона Аляски перекрывают более глубоко погруженные нефтегазовые месторождения. Все известные и предполагаемые скопления газогидратов на Северном склоне Аляски приурочены к Брукскому (Brookian) стратиграфическому комплексу (от мела до голоцена) [Collett et al., 2011]. Скопление Эйлин представлено шестью латеральными гидратсодержащими слоями песчаников от 3 до 30 м географически ограничены восточной толщиной, которые частью месторождения Купарук Ривер, южной частью месторождения Мильн Поинт и западной частью месторождения Прудо Бэй [Collett, 1993]. Важно отметить, что ниже газогидратных слоев учеными в результате сейсмических исследований были обнаружены большие скопления свободного газа. Еще одной важной особенностью для сравнения условий газогидратообразования в присахалинских акваториях и на Северном склоне Аляски является тот большей части месторождения Прудо факт. что на Бэй формация Caгаваниркток (Sagavanirktok) нарушена серией крутопадающих на восток сбросов северо-западного простирания [Werner, 1987; Masterson, 2001], нефти и газа из нижележащих которые служат проводниками для нефтегазоносных слоев. Структурная карта газогидратоносного слоя в пределах скопления Эйлин отражает несколько сбросов ЮЗ-СВ направления, а также несколько возможных более мелких разломов с ответвлениями ЮВ-C3 направления [Boswell et al., 2011].

В пределах газогидратных скоплений Тарн и Эйлин проводились газогеохимические исследования. Наиболее полный набор газогеохимических показателей описан для скважины Маунт Эльберт (Mount Elbert Well) в пределах скопления Эйлин [Lorenson et al., 2011]. Было установлено, что на глубинах до 200 м преимущественно преобладает газ микробиального происхождения, на что указывает изотопный состав углерода метана -86‰ – -80‰. С глубины 200 м до глубины залегания

газогидратов (≈ 600 м) изотопный состав постепенно утяжеляется до значений -54‰. Максимальные значения 30800 отношения $C_1/(C_2+C_3)$ наблюдались в самом верхней части скважины на глубине 45 м и до глубины 600 м не превышали значения 4530 с минимумом в 70. Два слоя с газогидратами были вскрыты в интервале глубин 614-664 м с общей мощностью гидратсодержащих песчаников 29,3 м [Lorenson et al., 2011] (рисунок 5.10).





Рисунок 5.10. Обзорная карта (а), показывающая разрез (б) через нефтяные месторождения и газогидратные скопления Северного склона Аляски [по Lorenson et al., 2011]

В этом интервале значения $\delta^{13}C_1$ газа керна изменяются в пределах от -49‰ до -30‰, а значения в самом газогидрате от -49,5‰ до -48,5‰. Отношение $C_1/(C_2+C_3)$ изменяется от 60 на глубине 646 м до 2090000 на глубине 617 м в пределах газогидратного слоя (там же). Содержание метана в большинстве 99 %. проб газогидратов превышает Таким образом, анализируя газогеохимические характеристики, полученные в результате бурения на газогидратном скоплении Эйлин, авторы [Lorenson et al., 2011] пришли к выводу, что основным источником газа для образования газогидратов на Северном Аляски склоне является термогенный газ нижележащих нефтегазовых залежей, который претерпел изменения, В основном биодеградацию некоторых углеводородов, И, возможно, изотопное фракционирование. Совмещение этих процессов привело к увеличению более легкой фракции углеводородов (т.е. концентраций метана) и обеднению изотопного состава метана по отношению к термогенному из нефтегазовых залежей.

Еще одним интересным примером является взаимосвязь потоков газа с газогидратами в Мраморном море. Мраморное море делится на три бассейна, разделенных двумя хребтами (поднятиями) северо-западного направления (рисунок 5.11), которые вероятно возникли в результате трансгрессии, контролируемой общим напряжением Северо-Анатолийского разлома (North Anatolian Fault) [Okay et al., 1999].



Рисунок 5.11. Батиметрическая карта Мраморного моря и места обнаружения газовых факелов и газогидратов (по Bourry et al, 2009).

Газогидраты были отобраны на глубине 669 м вблизи газового факела в верхнем слое осадка Западного поднятия (рисунок 5.11) в зоне действия активного Северо-Анатолийского разлома. Также газовые факелы были обнаружены в районе Центрального поднятия в зоне влияния того же разлома и в юго-восточной части бассейна Чынарджик (Çinarcik Basin) [Bourry et al., 2009]. Согласно газогеохимическим данным из этой работы, на Западном поднятии источником газа для образования газогидратов и газовых факелов вероятно является термогенный газ из месторождения природного газа К.Marmara-af, расположенного во Фракийском бассейне (Thrace Basin) прилегающей суши, либо связанных с ним нефтегазоносных пород. Газовый факел в Центральном поднятии также образован из термогенного газа, в то время как факел в юго-восточной части бассейна Чынарджик имеет смешанный источник газа. Таким образом, в Мраморном море газогидраты обнаружены поблизости с газовыми факелами, контролируемыми одним из наиболее активных разломов в Европе, и связаны генетически с газовым месторождением на суше. Также важно отметить, что рядом с газогидратами,

так же, как и в Охотском море, обнаружены карбонатные конкреции [Crémière et al., 2011].

К другим примерам формирования газогидратов из газа термогенного происхождения, а также возможной взаимосвязи с нефтегазовыми залежами, относятся 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. Сравнительный анализ и определение общих закономерностей связи газогидратов с нефтегазоносными отложениями присахалинских акваторий с другими акваториями и территориями, где доказана такая связь, позволяет сделать вывод о пространственной и генетической связи в пределах присахалинских акваторий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Присахалинские акватории, относящиеся к активной окраине, обладают большими перспективами нефтегазоносности в дальневосточной части России. В связи с этим необходимо повышение эффективности прогноза и поиска залежей углеводородов. Дополнительным критерием нефтегазовой перспективности могут являться газогидраты, так как они являются прямым признаком возможного наличия залежи нефти и газа.

Обобщая результаты, изложенные выше, можно сделать вывод, что газогидраты присахалинских акваторий пространственно и генетически взаимосвязаны с нефтегазсодержащими отложениями и, возможно, с нижележащими нефтегазовыми залежами. Для этого был выполнен анализ как существующих данных по газогидратам исследуемого региона, так и полученных при участии автора. Результатом стал комплекс признаков и критериев сопряженности газогидратов с нижележащими нефтегазовыми залежами, который можно увидеть на рисунке б.

Наличие газогеохимических аномалий, зарекомендовавших себя при прогнозе традиционных месторождений углеводородов в Японском и Охотском морях, прослеживалось над всеми газогидратоносными структурами. При этом превышение уровня концентраций над фоновыми значениями на некоторых площадях составляло более четырех порядков. Наличие мощных газовых потоков в виде газовых факелов в районе газогидратоносных площадей в свою очередь указывает на скопления углеводородов ниже по разрезу. В результате исследования выделены основные зоны дегазации морского дна в пределах присахалинских акваторий.

88



Рисунок 6. Сводная карта признаков сопряженности газогидратов присахалинских акваторий с нижележащими нефтегазовыми залежами. Основные зоны дегазации: I – северо-восточного 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

Молекулярный и изотопный состав газа газогидратов и газовых факелов также указывает на схожие генетические черты с газом, который добывается на шельфе Сахалина. Данные изотопного анализа углерода метана и этана позволяют рассматривать газогидраты присахалинских акваторий как полигенетические образования (термогенный газ В сочетании с микробиальным). При этом вклад микробиальной составляющей по вторичной переработке углеводородов (биодеградация) накладывается на формирование газогеохимических характеристик. Особо следует отметить, что в Татарском проливе обнаружены газогидраты, которые по данным изотопного анализа образованы из более глубинного термогенного метана, источник которого еще предстоит определить.

Характерной особенность распространения газогидратов в присахалинских акваториях является их приуроченность к зонам активных глубинных разломов земной коры. При этом по глубинным разломам, достигающим мантии, возможна, миграция флюидов, нефти и газа с больших глубин, способствующая формированию нефтегазовых залежей в мощной толще осадочных отложений, и газогидратов в зоне их стабильности – низкой температуры и высоком давлении.

На сопряженность газогидратов и нефтегазовых залежей указывает также наличие общих для нефтегазоносного шельфа и газогидратоносного склона структур осадочных отложений. Вместе с тем, сами гидратоносные отложения играют роль литологической покрышки, консервируя углеводороды ниже по разрезу.

Все вышеописанные критерии тесно взаимосвязаны между собой, и их комплексное использование повышает эффективность поисков газогидратов

и месторождений нефти и газа. Таким образом, газогидраты можно использовать как индикаторы при поиске и разведке традиционных источников углеводородов, а дальнейшая работа в этом направлении позволит разработать более обобщенную стратегию поисков углеводородов для различных геологических условий, в том числе в морях Арктики.

СПИСОК ЛИТЕРАУРЫ

- Атлас палеогеографических карт «Шельфы Евразии в мезозое и кайнозое» / Гл. ред. Алексеева М.Н. Великобритания. Робертсон Груп. Лландидно, 1991. Т. 2. 129 листов.
- Бык С.Ш., Макогон Ю.Ф., Фомина В.И. Газовые гидраты. М.: Химия, 1980. - 296 с.
- Бычков А.В., Коблов Э.Г., Харахинов А.В. Направления поисковых работ на нефть и газ на Северном Сахалине // Научнотехнический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2012. - № 3. – С. 8-11.
- Валяев Б.М. Углеводородная дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений. Геология нефти и газа. 1997. № 9. С. 30-37.
- Газогидраты: технологии добычи и перспективы разработки / Информационная справка. 2013. 22 с.
- Геодекян А.А., Троцюк В.Я., Верховская З.И. Углеводородные газы донных осадков Охотского моря // Докл. АН СССР. - 1976. -Т. 226. - №6. - С. 1429-1432.
- Геодекян А.А. Геолого-геофизические и геохимические исследования в Охотском море / Геодекян А.А., Удинцев Г.Б., Берсенев А.Ф., Троцюк В.Я. // Советская геология. - 1974. - С. 43-52.
- Геологическая карта России и прилегающих акваторий, масштаб: 1:10000000, серия: обзорные карты Российской Федерации масштаба 1:10 000 000, составлена: ФГУП «ВСЕГЕИ», 1995 г., редактор(ы): Гашева И.М., Лопатин Б.Г., Соколов Р.И.

- Геология, геодинамика и перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Татарского пролива / А.Э. Жаров [и др.]. Владивосток: Изд-во ДВО РАН, 2004. 220 с.
- Гинсбург Г.Д., Соловьев В.А. Субмаринные газовые гидраты. -СПб.: ВНИИОкеангеология, 1994. - 199 с.
- Горная энциклопедия. Под редакцией Е. А. Козловского М.: Советская энциклопедия. 1984—1991.
- Грецкая Е.В., Ильев А.Я., Гнибиденко Г.С. Углеводородный потенциал осадочно-породных бассейнов Охотского моря. -Южно-Сахалинск, 1992. - 44 с.
- Жемчугова Т.А. Перспективы нефтегазоносности осадочного чехла центральной части Татарского пролива по результатам бассейнового моделирования. Научно-технический Вестник ОАО «НК «Роснефть». 2012. №3. С. 16-19.
- Жигулев В. В., Кононов В. Э., Левин Б. В. Геологическое строение осадочного чехла и оценка нефтегазоносности впадины Дерюгина (Охотское море) // Тихоокеан. геология. 2007. Т. 26, № 5. С. 3-12.
- Журавлев А.В. Особенности тектонического режима и складчатоблоковых деформаций в кайнозойских отложениях Охотоморского региона // Тихоокеанская геология. 1991. - № 6. -С.24-35.
- Забанбарк А., Лобковский Л. И. Геологическое строение и нефтегазоносность арктической части Северо-Американского континента // Арктика. Экология и экономика. - М., 2013. - № 3. -С. 64-75.
- Занкевич Б.А., Шафранская Н.В. Тектоническая позиция зоны газовых факелов северо-западной части Черного моря // Геология и полезные ископаемые Мирового океана, 2009, №3. – С. 35-53.

- 18. Злобин Т.К., Полец А.Ю., Пеньковая О.В. Глубинная геодинамика и ее проявления в литосфере зоны перехода от азиатского континента к тихому океану. Электронное научное издание Альманах Пространство и Время. Т. 1. Вып. 1. 2012.
- Зубова М.А. Гидраты природных газов в недрах Мирового океана. -М.: Морская геология и геофизика (ВНИИзарубежгеология), 1988. 61 с.
- 20. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. - М : Недра, 1992. - 235 с.
- 21. Коблов Э.Г. Закономерности размещения и условия формирования месторождений нефти и газа сахалинской нефтегазоносной области. // Гл. кн. Геология и разработка месторождений нефти и газа Сахалина и шельфа. – М: Научный мир, 1997. С. 3-25.
- 22. Комплексные геологические, гидрологические, газогеохимические и геофизические исследования в районе распространения газовых гидратов в Охотском море: отчет по результатам экспедиционных исследований по проекту «CHAOS-3» в 39 рейсе НИС «Академик М.А. Лаврентьев» 24 мая - 19 июня 2006 г. / ТОИ ДВО РАН; рук. Обжиров А. И.; исполн. Николаева Н.А. [и др.]. Владивосток, 2006. 62 с.
- 23. Крылов Н.А., Бурлин Ю.К., Лебедев Л.И. Нефтегазоносные бассейны континентальных окраин. М.: Наука, 1988. 248с.
- Крылова Т.Д. Формирование состава газообразных систем на больших глубинах (по данным изотопно-геохимических исследований) / Крылова Т.Д., Махов С.Ф., Блохина Г.Г., Якунина И.И., Кривошея В.А. // Геология нефти и газа. №11. 1993. С. 652-661.
- 25. Леин А.Ю., Гальченко В.Ф., Покровский Б.Г., Шабаева И.Ю., Черткова Л.В. Морские карбонатные конкреции как результат

микробного окисления газгидратного метана в Охотском море // Геохимия. 1989. №10. С.1396-1406.

- Ломтев В. Л., Никифоров С. П., Ким Чун Ун. Тектонические аспекты коровой сейсмичности Сахалина. // Вестник ДВО РАН, 2007. № 4. С. 64-71.
- 27. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, их образование и использование. М.: Недра, 1985. 232 с.
- Марина М.К., Троцюк В.Я., Берлин Ю.М., Левитан М.А., Лобковский Л.И., Шипилов Э.В. Нефтегазоносность // Объяснительная записка к тектонической карте Охотоморского региона масштаба 1:2500 000. М.: ИЛОВМ РАН, 2000. С. 147-163.
- Матвеева Т.В., Соловьев В.А. Газовые гидраты Охотского моря: закономерности формирования и распространения // Журн. Рос. хим. о-ва им. Д.И. Менделеева. - 2003. - Т. 47, № 3. - С. 101-111.
- 30. Метан / Ф. А. Алексеев [и др.]. М.: Недра, 1978. 309 с.
- Нечаюк А.Е., Обжиров А.И. Структуры и нефтегазоносность бассейнов Татарского пролива / Вестник Краунц. Науки о земле. 2010. № 2. выпуск № 16. С. 27-34.
- Обжиров А.И. Газогеохимические поля придонного слоя морей и океанов. М.: Наука, 1993. 139 с.
- 33. Обжиров А.И. Газохимические поля и прогноз нефтегазоносности морских акваторий // Автореферат дисс. на соискание ученой степени д. г-м. н. - Москва, 1995.
- 34. Обжиров А.И., Соснин В.А., Салюк А.Н. и др. Мониторинг метана в Охотском море. Владивосток: Дальнаука, 2002. 250 с
- 35. Обжиров А.И. История открытия газогидратов в Охотском море // Подводные исследования и робототехника. 2006. №2. С. 72-82.
- 36. Обжиров А.И. Увеличение газовой составляющей при сейсмотектонической активизации и участие газа в возникновении

землетрясений (Охотское море) // Тихоокеанская Геология - Том 32, 2, 2013. – С.86-89.

- 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.
- 38. Обжиров А.И., Мустафин И.А. Литофациальные и геохимические условия нефтегазонакопления в неогеновых отложениях северосахалинской нефтегазоносной области // Новые данные по геологии западной части Тихого океана. Сб. науч. трудов. -Владивосток. - 1989. - С. 167-172.
- 39. Обжиров А.И. Районы газогидратопроявления в пределах Охотского моря / Обжиров А.И., Пестрикова Н.Л., Шакиров А.И., Верещагина О.Ф., Сорочинская А.В., Гресов А.И., Агеев А.А., Веникова А.Л., Яновская О.С., Коровицкая Е.В. // Вестник ДВО РАН. - 2007. - №1. - С. 42-51.
- 40. Обжиров А.И., Телегин Ю.А. Метан нефтегазосодержащих пород
 основной источник формирования газогидратов в Охотском море // Газохимия, 2011. №1. С. 44-49.
- Обжиров А.И. Формирование и разрушение газогидратов в донных осадках Охотского моря / Обжиров и др. // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы: материалы Всеросс. конф., Москва, ИПНГ РАН, 22–25 апреля 2008 г. М.: ГЕОС, 2008. С. 363–366.
- 42. Обжиров А.И. Метод поисков газогидратов и аномальных газогеохимических полей в морях и на суше / Обжиров А.И., Шакиров Р.Б., Саломатин А.С., Дружинин В.В., Агеев А.А., Пестрикова Н.Л., Веникова А.Л., Коровицкая Е.В., Яновская О.С. // Технические проблемы освоения Мирового океана: мат-лы Междунар. научн.-техн. конф., 14-17 сентября 2005 г., Владивосток. Владивосток : Дальнаука, 2005. С. 149-155.

- 43. Объяснительная записка к тектонической карте Охотоморского региона масштаба 1:2500 000. М.: ИЛОВМ РАН, 2000. 193 с.
- 44. Разницин Ю.Н. Геодинамика офиолитов и формирование месторождений углеводородов на шельфе Восточного Сахалина / Ю. Н. Разницин // Геотектоника. 2012. № 1. С. 3-18
- 45. Родников А.Г. Геотраверс региона охотского моря / Родников А.Г., Забаринская Л.П., Пийп, В.Б., Рашидов, В.А., Сергеева, Н.А., Филатова Н.И. // Вестник КРАУНЦ. Серия науки о Земле. 2005. №5. С. 45-58.
- 46. Рождественский В.С. Сдвиги северо-восточного Сахалина // Геотектоника. 1975. № 2. С. 85–97.
- 47. Саломатин А.С., Юсупов В.И. Акустические исследования газовых "факелов" Охотского моря // Океанология. 2011, Т. 51. № 5. с. 911–919.
- Сваричевский А.С. Геоморфология морского дна в Южно-Охотском регионе. Автореф. дисс. канд. геогр. наук. Южно-Сахалинск, 1985. 24 с.
- 49. Снеговской С.С. Особенности осадконакопления и формирования шельфа юго-восточного Сахалина // Геодинамика тектоносферы зоны сочленения Тихого океана с Евразией. Южно-Сахалинск, 1997. Т. 4. С. 79-89.
- Соловьев В.А., Гинзбург Г.Д., Обжиров А.И., Дуглас В.К. Газовые гидраты Охотского моря // Отечественная геология. 1994. С. 190–197.
- Тектоника и углеводородный потенциал Охотского моря. ДВО РАН / Отв. ред. К.Ф. Сергеев. Владивосток: ИМГиГ ДВО РАН, 2004. 159 С.
- 52. Харахинов В.В. Тектоника Охотоморской нефтегазоносной провинции: автореф. дисс. д-ра геол.-мин. наук. / А.В. Харахинов. Оха на Сахалине: САХАЛИН НИПИморнефть, 1998. 36 с.

- 53. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона.М.: Науч. мир, 2010. 276 с.
- 54. Харахинов В.В. Тектоника Охотоморской нефтегазоносной провинции: Дисс. ... д-ра геол. - минерал. наук / В.В. Харахинов. Оха-на-Сахалине, 1998. - 77 с.
- 55. Шакиров Р.Б. Аномальные поля метана в Охотском море и их связь с геологическими структурами: автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.28 / Р.Б. Шакиров. - Владивосток: ТОИ ДВО РАН, 2003. - 120 с.
- 56. Шакиров Р.Б., Обжиров А.И. Морфотектонический контроль потоков метана в Охотском море // Подводные исследования и робототехника. 2009. № 1(7). С. 31-39.
- Akulichev V.A., Obzhirov A.I., Shakirov R.B., Maltseva E.V., Gresov A.I., Telegin Yu.A. Conditions of Gas Hydrate Formation in the Sea of Okhotsk / Doklady Earth Sciences, 2014, Vol. 454, No. 1, pp. 94-96.
- 58. Baranov B., Jin Y. K., Obzhirov A., Shoji H. Operation Report of Sakhalin Slope Gas Hydrate Project 2013, R/V Akademik M. A. Lavrentyev Cruise 62, New Energy Resources Research Center, Kitami Institute of Technology. Febrary, 2014 P. 4-9.
- Baranov B., Jin Y.K., Shoji H. Operation Report of Sakhalin Slope Gas Hydrate Project 2009, R/V Akademik M. A. Lavrentyev Cruise 47, New Energy Resources Research Center, Kitami Institute of Technology. P. 10-16.
- Baranov B., Salomatin A., Salyuk A. Hydro-Carbon Hydrate Accumulations in the Okhotsk Sea (CHAOS Project Leg I and Leg II). Report of R/V Akademik M.A.Lavrentyev Cruise 31 and 32, VNIIOkeangeologia, St.Petersburg, 2005, P. 18-27.

- 61. Baranov B.V., Jin Y.K., Shoji H. et al. Gas Hydrate System of the Sakhalin Slope: Geophysical approach // Scientific Report of the Sakhalin Slope Gas Hydrate Project 2007. KOPRI, 2008. 116 p.
- Baranov B.V., Karp B.Ya., Wong H.K. Areas of gas seepage // KOMEX Cruise Report I RV Professor Gagarinsky, Cruise 22.
 GEOMAR Report 82 INESSA. - Kiel, 1999. – P. 45-52.
- Bernard B., Brooks J., Sackett W. Natural gas seepage in the Gulf of Mexico. Earth Planet. Sci. Lett. 1976., 31, 48–54
- 64. Biebow N., Huetten E. (eds.) KOMEX Cruise Reports I & II RV Professor Gagarinsky, Cruise 22, RV Akademik M.A. Lavrentyev, Cruise 28. GEOMAR Report 82 INESSA. - Kiel, 1999. - 188 pp and 85 Appendix.
- Biebow N., Kulinich R., and Baranov B. (Eds.). Kurile Okhotsk Sea Marine Experiment (KOMEX II). Cruise Report: RV Akademik Lavrentyev, cruise 29. Leg 1-2. - Kiel, Germany, 2002. - 190 p.
- 66. Booth J.S., Rowe M.M., Fischer K.M., 1996, Offshore gas hydrate sample database with an overview and preliminary analysis: U.S. Geological Survey Open-File Report 96-272, 1 plate, 31 p. URL: pubs.usgs.gov/of/1996/of96-272/
- Baranov B. Methane Gas Flares in the Tatarskyi Strait. Proceeding of
 12th International Conference on Gas in Marine Sediment, Taipei,
 Taiwan. September 1-6, 2014. P. 61-63.
- 68. Boswell R.M. Geologic controls on gas hydrate occurrence in the Mount Elbert prospect, Alaska North Slope / Boswell R.M., Rose K.K., Collett T.S., Lee M.W., Winters W.J., Lewis K.A., Agena W.F., Journal of Marine and Petroleum Geology. 2011. №28 (2), P. 589-607.
- Bourrya C. Free gas and gas hydrates from the Sea of Marmara, Turkey / Bourrya C., Chazallonb B., Charloua J., Donvala J., Ruffinea L., Henryc P., Gelia L., Çagatayd M., İnane S., Moreauf M. //

Chemical and structural characterization. Chemical Geology, 2009. V. 264, Issues 1-4, P. 197-206.

- Brooks, J.M., Field, M.E., Kennicutt II, M.C. Observations of gas hydrates offshore northern California. Marine Geology. 1991. №96. p. 103–109.
- 71. Callender W.R., Powell E.N. Why did ancient chemosynthetic seep and vent assemblages occurs in shallower water than they today? // Int. Jorn. Earth Sciences. - 1999. – V. 88. - P. 377-391.
- 72. Chung H.M., Gormly J.R., Squires R.M. Origin of gaseous hydrocarbons in subsurface environments: theoretical considerations of carbon isotope distribution. Chemical Geology. 1988. №71(1-3). P. 97–104.
- Collett T.S. Geology of marine gas hydrates and their global distribution / Offshore technology conference. 2008. P. 1-10.
- 74. Collett T.S. Natural gas hydrates of the Prudhoe Bay and Kuparuk River area, North Slope, Alaska // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. 1993 №77 (5), P.793–812.
- 75. Collett T.S., Lee M.W. Permafrost associated natural gas hydrate occurrences on the Alaskan North Slope. Marine and Petroleum Geology. 2011. №28, p. 279-294.
- 76. Crémière A. Authigenic carbonates related to thermogenic gas hydrates in the Sea of Marmara (Turkey) / Crémière A., Pierre C., Aloisi G., Blanc-Valleron M., Henry P., Zitter T., Çağatay N. Proceedings of the 7th International Conference on Gas Hydrates. Edinburgh, UK, July 17-21, 2011. P. 925-928.
- Dullo W.-Chr., Biebow N., and Georgeleit K. (Eds.). SO178-KOMEX
 Cruise Report: RV SONNE. Mass exchange processes and balances in
 the Okhotsk Sea. Kiel, Germany, 2004. 125 p.
- 78. Gas Hydrate Studies in Okhotsk Sea and Lake Baikal. Outcome Report of joint seminar under the Japan-Korea basic scientific

cooperation program. Edited by H. Shoji and Y. K. Jin. Kitami, 2011. 266 p.

- 79. Ginsburg, G. D., Soloviev, V. A., Cranston, R. E., Lorenson. T. D., Kvenvolden, K. A. (1993) Gas116 hydrates from the continental slope, offshore Sakhalin Island, Okhotsk Sea. Geo-Mar. Lett., 13, P. 41–48
- Ginsburg G.D., Soloviev V.A., 1998. Submarine Gas Hydrates.
 VNIIOkeangeologia, St. Petersburg, Russia, p. 216.
- Gnibidenko H. S., Hilde T. W. C., Gretskaya E. V., and Andreyev A. A., Kuril (South Okhotsk) backarc basin, in Backarc Basins: Tectonics and Magmatism, edited by B. Taylor, pp. 421–449, Plenum, New York, 1995.
- 82. Hachikubo A. Source of Methane: Thermogenic and/or Microbial. Outcome / Hachikubo A., Kida M., Sakagami H., Minami H., Matsumoto R., H. Tomaru, Obzhirov A., Khlystov O. and M. De Batist. Report of joint seminar under the Japan-Korea basic scientific cooperation program for FY 2010 JSPS and NRF, 2011. P. 115-116.
- B3. Hachikubo A. Isotopic composition of gas hydrates in subsurface sediments from offshore Sakhalin Island / Hachikubo A., Krylov A., Sakagami H., Minami H., Nunokawa Y., Shoji H., Matveeva T., Jin Y. K., Obzhirov A Sea of Okhotsk. Geo-Mar. Lett. 2010a. №30, P. 313–319.
- 84. Heggland R. Gas seepage is an indicator of deeper prospective reservoirs. A study based on exploration 3D seismic data // Marine and petroleum geology. - 1998. - V. 15. - P. 1-9.
- Judd, A. & Hovland, M. (2007). Seabed fluid flow impact on geology, biology and the marine environment. Cambridge University Press, Cambridge, p. 400.

- 86. Kida M. and others. Coexistence of structure I and II gas hydrates in Lake Baikal suggesting gas sources from microbial and thermogenic origin // Geophysical research letters. 2006.V. 33. P. 1-4.
- Kvenvolden K.A. Methane hydrate a major reservoir of carbon in the shallow geosphere // Chem. Geol. 1988. V. 71. P. 41-51.
- Li Floodgate G., Judd A.G., The origins of shallow gas: Continental Shelf Research. 1992. V.12, p. 1145-1156.
- Link, W.K. 1952. Significance of oil and gas seeps in world oil exploration. American Association of Petroleum Geologists (Bulletin), 36, 1505-1540.
- 90. Lorenson, T.D., Collett, T.S., Hunter, R.B. Gas geochemistry of the Mount Elbert Gas Hydrate Stratigraphic Test Well, Alaska North Slope: implications for gas hydrate exploration in the Arctic. Journal of Marine and Petroleum Geology. 2011. №28 (2), 343–360.
- 91. Lu Z. Gas source for gas hydrate and its significance in the Qilian Mountain permafrost, Qinghai. Marine and Petroleum Geology 43 (2013). P. 341-348.
- 92. Masterson W.D. Evidence for biodegradation and evaporative fractionation in West Sak, Kuparuk and Prudhoe Bay field areas, North slope / Masterson, W.D., Dzou, L.I.P., Holba, A.G., Fincannon, A.L., Ellis, L., Alaska. Organic Geochemistry. 2001. №32 (3), P. 411-441.
- 93. Matveeva T., Soloviev V., Shoji H., Obzhirov A. (Eds.). Cruise Report CHAOS-1: RV Academic M.A. Lavrentyev, cruises 31 and 32.
 SPb.: VNIIOkeangeologia, 2005. - 164 p.
- 94. Max M.D., Johnson A.H. and Dillon W.P.: Economic geology of natural gas hydrate. 2006 ISBN 1-4020-3971-9
- Mazurenko, L.L., Obzhirov, A., Shoji, H., Jin, Y.K., Nikoaeva, N.,
 2006. Hydro-Carbon Hydrate Accumulations in the Okhotsk Sea

(CHAOS-II Project). Report of R/V Akademik M.A. Lavrentyev Cruise 36, Vladivostok-St.Petersburg, 2006. 127 pp.

- 96. Milkov A.V. Molecular and stable isotope compositions of natural gas hydrates: A revised global dataset and basic interpretations in the context of geological settings. // Organic Geochemistry 36 (2005) P. 681–702
- 97. Obzhirov A. Relations between methane venting, geological structure and seismo-tectonics in the Okhotsk Sea / Obzhirov A, Shakirov R., Salyuk A., Suess E., Biebow N., Salomatin A. // Geo-Marine Letters. 2004. V. 24, N. 3. P. 135–139.
- 98. Okay, A.I., Demirbag, E., Kurt, H., Okay, N. and Kuscu, I. An active, deep marine strikeslip basin along the North Anatolian fault in Turkey. Tectonics. 1999. №18(1). P. 129-147.
- 99. Operation Report of Sakhalin Slope Gas Hydrate Project 2008, R/V Akademik M. A. Lavrentyev Cruise 44, Y. K. Jin, H. Shoji, B. Baranov and A. Obzhirov, 2008, 64 pages
- 100. Operation Report of Sakhalin Slope Gas Hydrate Project 2009, R/V
 Akademik M. A. Lavrentyev Cruise 47, New Energy Resources
 Research Center, Kitami Institute of Technology, Kitami, H. Shoji, Y.
 K. Jin, A. Obzhirov and B. Baranov, 2010, 136 pages.
- 101. Operation Report of Sakhalin Slope Gas Hydrate Project 2010, R/V Akademik M. A. Lavrentyev Cruise 50, Korea Polar Research Institute, Y. K. Jin, H. Shoji, A. Obzhirov and B. Baranov, 2011, 129 pages.
- 102. Operation Report of Sakhalin Slope Gas Hydrate Project 2012, R/V Akademik M. A. Lavrentyev Cruise 59, Korea Polar Research Institute, Y. K. Jin, H. Shoji, A. Obzhirov and B. Baranov, 2013, 163 p.
- Operation Report of Sakhalin Slope Gas Hydrate Project 2012, R/V
 Akademik M. A. Lavrentyev Cruise 59, Korea Polar Research

Institute, Y. K. Jin, H. Shoji, A. Obzhirov and B. Baranov, 2013, 163 pages.

- 104. Operation Report of Sakhalin Slope Gas Hydrate Project II, 2015, R/V Akademik M. A. Lavrentyev Cruise 70, Kitami Institute of Technology, H. Minami, Y. K. Jin, B. Baranov, N. Nikolaeva and A. Obzhirov, 2016. 119 pages.
- 105. Operation Report of Sakhalin Slope Gas Hydrate Project II, 2013, R/V Akademik M. A. Lavrentyev Cruise 62, Environmental and Energy Resources Research Center, Kitami Institute of Technology, Kitami, H. Shoji, Y. K. Jin, B. Baranov, N. Nikolaeva and A. Obzhirov, 2014, 111 p.
- 106. Parkes, R.J., Cragg, B.A., Fry, J.C., Herbert, R.A., and Wimpenny, J.T., 1990, Bacterial biomass and activity in deep sediment layers from the Peru margin, v. A331, p. 139-153.
- 107. Resources to Reserves 2013 Oil, Gas and Coal Technologies for the Energy Markets of the Future / IEA, 2013.
- Rodnikov, A. G., N. A. Sergeyeva, L. P. Zabarinskaya (2001). Deep structure of the Eurasia-Pacific transition zone, Russ. J. Earth Sci., 3(4), 293–310. doi:10.2205/2001ES000061
- Salomatin A.S. Hydroacoustic Investigation. Operation Report of Sakhalin Slope Gas Hydrate Project 2012. 2013. P. 40-49.
- Sassen, R. Massive vein-filling gas hydrate: relation to ongoing gas migration from the deep subsurface of the Gulf of Mexico / Sassen, R., Losh, S.L., Cathles III, L., Roberts, H.H., Whelan, J.K., Milkov, A.V., Sweet, S.T., DeFreitas, D.A. // Marine and Petroleum Geology. 2001a. №18. P.551–560.
- 111. Shoji H. CHAOS project members. Hydrate-bearing structures in the Sea of Okhotsk / Shoji H., Soloviev V., Matveeva T., Mazurenko L., Minami H., Hachikubo A., Sakagami H., Hyakutake K., Kaulio V., Gladysch V., Logvina E., Obzhirov A., Baranov B., Khlystov O.,

Biebow N., Poort J., Jin Y., Kim T., and other // EOS. Vol.86, No.2. 11 January 2005. P.13-24.

- 112. Ulrich von Rad, Heinrich Rosh. Authigenic carbonates derived from oxidized methane vented from the Makran accretionary prism of Pakistan // Marine Geology. - 1996. - V. 136. - P. 55-57.
- 113. Werner, M.R., 1987. Tertiary and Upper Cretaceous heavy oil sands, Kuparuk River area, Alaskan North Slope. In: Tailleur, I.L., Weimer, Paul (Eds.), Alaskan North Slope Geology: Pacific Section, Society of Economic Paleontologists and Mineralogists and the Alaska Geological Society, Book 50, vol. 1, pp. 109–118.
- Whiticar M.J., Faber E. Methane oxidation in sediment and water column environments–Isotope evidence. Organic Geochemistry. 1986.
 №10 (4- 6). P.759–768,
- Worrall D.M., Kruglyak V., Kunst F. et al. Tertiarytectonics of the Sea of Okhotsk, Russia: Far-field effects of the India-Eurasia collision // Tectonics. 1996. V. 15. № 4. P. 813-826.