

На правах рукописи



ГРЕСОВ Александр Иванович

**ГЕОЛОГО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ОЦЕНКА МЕТАНОРЕСУРСНОГО
ПОТЕНЦИАЛА И ПЕРСПЕКТИВ УГЛЕМЕТАНОВОГО ПРОМЫСЛА
В УГЛЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНАХ СЕВЕРО-ВОСТОКА РОССИИ**

Специальность: 25.00.16 – Горнопромышленная и нефтегазопромысловая
геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр

Автореферат
диссертации на соискание учёной степени
доктора геолого-минералогических наук

Томск–2014

Работа выполнена в Федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования Национальном исследовательском Томском политехническом университете и Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Тихоокеанском океанологическом институте им. В.И. Ильичева министерства образования и науки Российской Федерации.

Научный консультант: **Обжиров Анатолий Иванович**, доктор геолого-минералогических наук, профессор

Официальные оппоненты: **Маргулис Лазарь Соломонович**, доктор геолого-минералогических наук, начальник отдела ФГБУН ВНИГРИ г. Санкт-Петербург.

Голозубов Владимир Васильевич, доктор геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией ФГБУН «Дальневосточный геологический институт ДВО РАН», г. Владивосток.

Клишин Владимир Иванович, доктор технических наук, член-корреспондент РАН, директор ФГБУН «Институт угля и углекислоты СО РАН», г. Кемерово.

Ведущая организация: ФГБУН Институт проблем комплексного освоения недр (ИПКОН РАН), г. Москва.

Защита диссертации состоится « 25 » декабря 2014 года в 15-00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.269.12 при Национальном исследовательском Томском политехническом университете по адресу: 634050, г. Томск, пр. Ленина 2а, строение 5, корпус 20, аудитория 504.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Национального исследовательского Томского политехнического университета: 634050, г. Томск, ул. Белинского, 55 и сайте: <http://portal.tpu.ru/council/2802/worklist>

Автореферат разослан « 24 » сентября 2014 г.

Учёный секретарь диссертационного совета Д 212.269.12,
доктор геолого-минералогических наук, профессор



А. А. Поцелуев

Общая характеристика работы

Актуальность исследований. Угленосные формации являются одним из основных газоматеринских комплексов недр Земли, в которых по разным оценкам сконцентрировано от 115 до 350 трлн м³ перспективных ресурсов угольного метана (УМ). Извлечение и промышленное использование УМ в настоящее время эффективно осуществляется в 14 странах мира в объемах более 75 млрд м³/год, из них 95 % добывается в странах Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР): США – 56, Канаде – 7,5; Китае – 5,8; Австралии – 5,3 млрд м³/год. Анализ состояния ресурсов УМ и эффективного его использования в странах АТР свидетельствует об актуальности проблемы в России, обладающей основными перспективными для извлечения ресурсами УМ, составляющими по разным оценкам 51–84 трлн м³ (Угольная база России, 2004; Трубецкой, Гурьянов, 2005; Пучков, Сластунов, 2007; Сторонский и др., 2008; Рубан, Забурдяев, Захаров, 2009; Якуцени, Петрова, 2010; Гресов, 2012).

Большинство угольных бассейнов Северо-Востока России характеризуются высокой метаноносностью угольных пластов, достигающей 36 м³/т.с.б.м (тонна сухой беззольной массы), перспективными для извлечения ресурсами УМ – около 5 трлн м³ с плотностью их распределения 34–554 млн м³/км² и, по горно-геологическим условиям разработки и геолого-промышленной значимости – относятся к *углегазоносным* и *углеметановым*. Угольный метан, с одной стороны, является опасным спутником угля, с другой – ценным углеводородным сырьём. В 2011 году приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 570-ст УМ включен в Общероссийский классификатор *как самостоятельное полезное ископаемое*. Необходимость изучения геологических закономерностей формирования газоносности, ресурсов метана угольных бассейнов и горно-геологических условий их освоения является актуальной проблемой стратегии разведки и комплексной разработки углеводородных ресурсов Северо-Востока России. Первым этапом решения этой проблемы является геолого-промышленная оценка ресурсов УМ углегазоносных бассейнов, позволяющая определиться в научно-обоснованных направлениях первоочередного и перспективного решения вопросов не только широкомасштабной добычи УМ, но и *местного газоснабжения* малочисленных территориально изолированных поселков, целиком зависящих от завоза топливных ресурсов.

В целом, актуальность исследований представляется своевременной не только с научно-прикладных, но и с социально-экологических и геополитических позиций – снижение природных выбросов метана в атмосферу и получение значительных объёмов топливно-энергетического, химического сырья для развития промышленности и инфраструктуры региона напрямую связаны с политикой экологической и топливно-энергетической безопасности России на её восточных границах, основные положения которой изложены в «Государственной

программе социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона» Постановления Правительства Российской Федерации № 308 от 15 апреля 2014 года.

Степень разработанности проблемы. Первый этап разработки проблемы в северо-восточном регионе (1988–2004 гг.) связан с введением в практику геологоразведочных работ Методических руководств по оценке ресурсов углеводородных газов угольных месторождений как попутного полезного ископаемого (1988, 2000). В этот период были выполнены работы по разработке геолого-технологических критериев оценки перспективности извлечения УМ и составлены отчеты о НИР, в которых был выполнен укрупненный подсчет ресурсов УМ отдельных угольных бассейнов и месторождений, обобщенный в монографии (Угольная база России, 2004). Второй этап разработки проблемы 2005–2014 гг., характеризовался проведением детальных исследований геологических условий формирования ресурсов УМ метана как самостоятельного полезного ископаемого. В этот период разработана методология оценки ресурсов УМ с позиций горно-геологических условий углегазоносных бассейнов и создания информативной региональной метаноресурсной базы. Основные результаты этапа исследований и разработки проблемы в регионе, поддержанные грантом Президента Российской Федерации МК-332.2011.5, обобщены и изложены в монографиях автора «Метаноресурсная база угольных бассейнов Дальнего Востока и перспективы её промышленного освоения. Том I, II, 2009, 2012», издание которых финансово поддержано грантами РФФИ №/№ 09-05-07133 и 12-05-07106.

Идея работы – вовлечение в топливно-энергетический баланс Северо-Востока России местных ресурсов альтернативного источника углеводородного сырья – угольного метана.

Цель и задачи исследований. Целью исследований является геолого-промышленная оценка ресурсов УМ и целесообразности газодобычи на основе анализа горно-геологических условий углегазоносных бассейнов и горнотехнических возможностей разработки.

Исходя из идеи и цели работы, основными **задачами исследований** являлись:

1. Изучение геологических основ формирования углегазоносных бассейнов; метаносности угольных пластов; залежей свободного, растворенного метана и выявление пространственно-временных геологических закономерностей влияния геологических факторов на формирование метаноресурсного потенциала углегазоносных бассейнов Северо-Востока России.
2. Изучение горно-геологических условий углегазоносных бассейнов и разработка геолого-технологических критериев оценки перспективных для извлечения ресурсов метана; в том числе технологической эффективности и целесообразности газодобычи.
3. Анализ современных мировых и отечественных методологий подсчета и оценки перспективных ресурсов сорбированного, свободного и растворенного метана применительно к горно-геологическим условиям углегазоносных бассейнов Северо-Востока России.

4. Детальный подсчёт и оценка геологических и промышленных ресурсов метана, научное горно-геологическое обоснование перспектив газодобычи в углегазоносных бассейнах. Выбор наиболее перспективных объектов для организации углеметанового промысла, в т.ч. первоочередных – для организации местного газоснабжения.

Научная новизна работы заключается в следующем:

– охарактеризована цикличность формирования нефтегазоносных, углегазоносных и угольных формаций Северо-Востока России и установлены основные стратиграфические периоды формирования рабочих угольных пластов углегазоносных формаций региона, перспективных для извлечения метана;

– установлены пространственно-временные геологические закономерности геоструктурного положения, тектонического строения, формационного состава отложений, газоносности и метаноресурсного потенциала угольных бассейнов региона. На основании выявленных пространственно-временных геологических взаимосвязей разработана структурно-тектоническая классификация углегазоносных бассейнов региона;

– установлены блоковая газокриологическая зональность, обусловленная пульсационными геогазодинамическими процессами и неотектоническими подвижками в зонах тектонических разрывов и нижней границы мерзлоты, и пять основных региональных закономерностей геоструктурного распределения мерзлоты и газоносности углегазоносных бассейнов региона;

– установлен полигенезисный характер распределения природных газов в углегазоносных формациях региона, в газовом балансе которых присутствует более одной трети миграционных углеводородных газов подстилающих газоносных и нефтегазоносных отложений;

– разработана газогеохимическая классификация углеводородных газов углегазоносных и угленефтегазоносных бассейнов Востока России;

– выполнена региональная оценка комплексного влияния геологических факторов на формирование метаноносности угольных пластов и распределение ресурсов сорбированного, свободного и растворенного метана;

– произведена детальная комплексная геолого-промышленная оценка перспективных для извлечения ресурсов свободного, растворенного и сорбированного метана углегазоносных бассейнов Северо-Востока России;

– доказано, что организация углеметанового промысла (утилизация метана) позволит осуществить принципиально новый подход к решению геологоразведочных, топливно-энергетических, сырьевых, социальных и экологических задач Северо-Востока России.

Теоретическая и практическая ценность работы

1. Разработанная структурно-тектоническая классификация углегазоносных бассейнов позволяет по самым общим геологическим данным геоструктурного положения и

формационного состава отложений прогнозировать метаноносность угольных пластов и масштабы ресурсов метана на слабоизученных угленосных площадях региона.

2. Установленный характер цикличности угленефтегазоносных, углегазоносных и угольных отложений позволяет прогнозировать геолого-промышленную значимость геологических формаций на стадии поисково-оценочных работ.

3. Разработанная геохимическая классификация и комплексная методика классифицирования УВГ континентальных осадочных бассейнов, позволяет оценить генезис газов, выделять и оконтуривать площади распространения различных по происхождению УВГ.

4. Установленные на разведанных месторождениях геологические закономерности возрастания метаноносности угольных пластов с увеличением глубины их залегания и степенью метаморфизма угля, позволяют ее прогнозирование на слабоизученных углегазоносных площадях региона и оперативной оценки ресурсов угольного метана.

5. Результаты геолого-промышленной оценки перспективных для извлечения ресурсов метана и горно-геологических условий разработки угольного метана являются представительной и достоверной информационной метаноресурсной базой для проектирования и организации углеметанового промысла на Северо-Востоке России, в том числе и для обеспечения местного газоснабжения территориально изолированных поселков региона.

В работе использованы следующие **методы исследований**.

1. Методы прямого определения газоносности угольных пластов и вмещающих пород керногазонаборниками (КГН) и пластоиспытателями, подземных геолого-газовых исследований и газового каротажа, подземных и подпочвенных газовых съемок, изучения качественного состава газа, газопроявлений в скважинах, подземных выработках и дневной поверхности.

2. Методы изучения сорбционной метаноемкости (объемный метод ВостНИИ), коллекторских свойств и газопроницаемости углей, пород (лабораторный ВостНИИ), мерзлых и талых углепородных массивов (подземные и скважинные методы МакНИИ и ВостНИИ).

3. Термогравиметрический и газогенерационный методы изучения газопродуктивности углей различной степени метаморфизма. Хроматографические и хроматомассо-спектрометрические методы определения газового и изотопного состава углерода CH_4 и CO_2 .

4. Камерально-аналитический метод исследований заключался в обобщении и научном анализе фондовых, литературных источников по проблематике исследований. Подсчет ресурсов метана осуществлялся объемным методом и методом аналогий.

Основные научные положения, защищаемые в работе автором:

1. Геоструктурное положение угольных бассейнов предопределяет формирование разнотипных тектоно-генетических углегазоносных формаций, характеризующихся различным формационным составом, угленосностью, газоносностью и метаноресурсным потенциалом.

2. В углегазоносных бассейнах происходят интенсивные процессы межформационных газовых связей с подстилающими газоносными и нефтегазоносными отложениями, обуславливающие формирование в угленосных формациях газов полигенезисного состава, при этом доля миграционного метана подстилающих отложений в метаноресурсном потенциале углегазоносных бассейнов региона составляет 30–50 %.

3. Установлено, что основными геологическими факторами, влияющими на формирование метаноносности угольных пластов и метаноресурсного потенциала углегазоносных бассейнов Северо-Востока России являются: региональный и термальный метаморфизм углей, тектонические, геокриологические и гидрогеологические условия; нефтегазоносность, глубина залегания и литологический состав перекрывающих углегазоносную толщу отложений

4. Тектонические, геокриологические и гидрогеологические условия углегазоносных бассейнов Северо-Востока России предопределяют формирование промышленных залежей свободного и растворенного метана и горнотехнических условий первоочередной их разработки.

5. Установлено, что организация углеметанового промысла позволяет осуществить принципиально новый подход к решению проблемы местного газоснабжения Северо-Востока России.

Степень достоверности результатов. В основу диссертации положен материал, который накапливался автором в течение тридцати пяти с лишним лет, из которых двадцать пять были связаны с проведением полевых и подземных геолого-газовых работ на месторождениях всех эксплуатируемых угольных бассейнов Северо-Востока России. Степень достоверности результатов работы подтверждается значительным объёмом исследований и сходимостью фактических материалов определения метаноносности, полученных прямыми методами опробования и данными подземных геолого-газовых работ. Достоверность газоаналитических работ определяется современным уровнем применявшегося отечественного хроматографического оборудования, методов отбора и дегазации проб, методик обработки, как результатов исследований, так и используемых стандартов, констант и алгоритмов расчёта. Исходные данные (более 15 тыс. определений метаноносности угольных пластов) взяты из 24 авторских научно-исследовательских и производственных отчётов, имеющих государственную регистрацию и, прошедших региональную и федеральную экспертизы (в т. ч. ГКЗ), на основании которых, результаты работ и исследований признаны достоверными. Материалы диссертационной работы изложены в 9 монографиях, характеризующихся достаточной степенью разработанности проблемы, представительностью и достоверностью результатов исследований – внешние рецензии и экспертизы РФФИ, а также в 78 публикациях диссертанта, в т. ч. в 16 рецензируемых журналах перечня ВАК и 9 научно-исследовательских отчетах

Федеральных государственных и отраслевых целевых программ (ФЦП), имеющих номера государственной регистрации и соответствующие положительные рецензии и экспертизы.

Апробация результатов исследований. Основные положения диссертационной работы докладывались на 15 Международных, 1 Всесоюзной, 10 Всероссийских и 8 Региональных конференциях, форумах и симпозиумах. Результаты исследований были апробированы:

– при выполнении Федеральной целевой научно-технической программы 0.05.07 ГКНТ СССР задания 01 «Установить природу, форму нахождения, закономерности распределения и миграции газов в угленосных толщах»; программы 0.50.05 ГКНТ СССР задания 01 «Разработать основы и методы прогноза, поисков и оценки малоизученных и новых видов минерального сырья, оценить их ресурсы, создать методы комплексного использования», подпрограмма 01.03 «Оценить ресурсы метана угольных бассейнов Дальнего Востока»;

– при реализации инвестиционного проекта «Оценка возможности добычи метана на Тавричанском, Артёмовском и Подгородненском углегазоносных месторождениях»;

– при разработке и реализации проектов комплексной оценки и прогноза экологических последствий закрытия шахт и инженерной газовой защиты заселенных территорий Приморья и Сахалина, составлении и авторского сопровождения проектов эколого-газового мониторинга на горных отводах ликвидированных шахт и бурения газодренажных и дегазационных скважин.

Структура и объем диссертации. Диссертация общим объемом 347 страниц состоит из введения, трех частей, заключения, списков терминов и литературы из 220 наименований; включает 156 рисунков и 61 таблицу.

Благодарности. В процессе исследований автор пользовался всесторонней помощью и советами своих коллег по работе Т.Н. Елисафенко, Ю.П. Пензина, А.К. Седыха, Б.И. Васильева, А.В. Яцука, Р.Б. Шакирова, Б.А. Булова. Успешной работе способствовали совместные научно-исследовательские работы с А.П. Бакалдиной, А.А. Ушаковым, В.Т. Хрюкиным, Г.Л. Кирилловой, Е.П. Развозжаевой, В.В. Крапивенцевой и научные контакты с В.В. Шершуковым, Ю.Э. Петровой, Б.Н. Зимаковым, В.Г. Варнавским, В.В. Голозубовым, Н.Е. Шаховой и др.

Автор чтит память о Заслуженном деятеле наук России, профессоре, д.г-м.н А.И. Кравцове, идеи и работы которого оказали решающее влияние на выбор его производственной и научной деятельности. Настоящие исследования были бы невозможными без целенаправленных советов Заслуженного деятеля наук России В.И. Подольна, д.г-м.н Г.А. Фандюшкина, профессора, д.г-м.н А.К. Мазурова, д.г-м.н И.П. Семилетова и научных консультаций профессора, д.г-м.н А.И. Обжирова. Всем названным лицам автор выражает глубокую благодарность и искреннюю признательность.

Научные исследования и составление настоящей диссертационной работы выполнены при финансовой поддержке Правительства Российской Федерации – **гранта 2013-220-04-157.**

Часть I. Характеристика углегазоносных бассейнов Северо-Востока России

В современной структуре земной коры Северо-Востока России выделяются Сибирская платформа, Становая область протерозойской складчатости, Яно-Колымская, Чукотская, Охотско-Чукотская мезозойской и Камчатская кайнозойской областей складчатости, Колымо-Омолонский и Охотский срединные массивы, Охотско-Чукотский вулканогенный пояс, контактирующие между собой по системам глубинных разломов. В целом для Северо-Востока России установлено закономерное омоложение складчатости региона в восточном направлении: от протерозойской – Сибирской платформы и Становой складчатой области к кайнозойской – Тихоокеанского побережья (Матвеев, 1957; Угольная база России, 1999; Фандюшкин, 2006). В этом же региональном направлении происходит смена генетического типа осадочных формаций от *платформенных* через *орогенные* до *близких к геосинклинальным*. Основными геоструктурными элементами рассматриваемой территории Сибирской платформы являются Анабарский массив, Алданский щит, Вилюйская и Алданская синеклизы, Предтаймырский прогиб и тектонические системы Предверхоянского и Южно-Якутского передовых (краевых) прогибов, ограниченные Верхоянским и Южно-Якутским глубинными разломами от Яно-Колымской мезозойской и Становой позднепротерозойской складчатых областей (рис. 1).

Внутри Верхояно-Чукотских мезозоид выделяются Яно-Колымская, Охотско-Чукотская и Чукотская складчатые области, разделенные Колымо-Омолонским срединным массивом и Охотско-Чукотским вулканогенным поясом, Арктическая зона и несколько более мелких жестких блоков ранней консолидации – Охотский, Чукотский, Анадырский, Тайгоносский и др.

Колымо-Омолонский срединный массив, ограниченный Охотско-Чукотским вулканогенным поясом, Яно-Колымской и Чукотской складчатыми областями, подразделяется на два структурно-формационных жестких блока – Колымский и Омолонский, в строении которых установлены два структурных этажа. Нижний этаж сложен складчатым метаморфическим комплексом архея, нижнего и среднего протерозоя, представляющим фундамент блоков; верхний – образован многоярусным платформенным чехлом широкого возрастного диапазона от верхнего протерозоя до кайнозоя включительно. Охотско-Чукотский вулканогенный пояс граничит с Сибирской платформой, Становой, и Яно-Колымской складчатыми областями, Охотским и Колымо-Омолонским срединными массивами и разделяет Охотско-Чукотскую и Чукотскую складчатые области. Северная часть Камчатской кайнозойской складчатой области характеризуется резкой тектонической дифференцированностью, широким развитием покровных структур и омоложением однотипных формаций в сторону Тихого океана. В ней выделяются две структурно-формационные складчатые зоны: Западно-Камчатско-Корякская и Восточно-Камчатско-Олюторская (Геология СССР. Т. XXX, 1970; Угольная база России, 1999;. Фандюшкин, 2006).



Рис. 1. Схематическая карта структурно-тектонического районирования и размещения угленосных бассейнов и площадей Северо-Востока России: **1** – Сибирская платформа: АЩ – Алданский щит, АМ – Анабарский массив. **2** – срединные массивы: I –Колымо-Омолонский, II – Охотский. Области: **3** – протерозойской, **4** – мезозойской, **5** – кайнозойской складчатости: СТ – Становая, ЯК – Яно-Колымская, Ч – Чукотская, ОЧ – Охотско-Чукотская, К – Камчатская; **6** – Охотско-Чукотский вулканогенный пояс. **7** – основные глубинные разломы, **8** – основные угольные бассейны и угленосные площади: 1– Ленский, 2 – Лаптевско-Янский, 3 – Зырянский, 4 – Аркагалинский, 5 – Омсукчанский, 6 – Омолонский, 7 – Анюйский, 8 – Анадырский, 9 – Беринговский, 10 – Пенжинский, 11 – Олюторский, 12 – Западно-Камчатский. 13 – Охотский, 14 – Южно-Якутский, 15 – Амгинская, 16 – Челомджинская, 17 – Хасынская, 18 – Малтанская, 19 – Тайгоноская, 20 – Гижигинская, 21 – Пареньская, 22 – Хатырская, 23 – Залива Креста, 24 – Восточно-Чукотская, 25 – Игельхвеевская, 26 – Уэленская, 27 – Ванкаремская 28 – Чаун-Чукотская, 29 – Чаунская, 30 – Тастахская, 31– Ольджейская. **9** – Углегазоносные месторождения: 1 – Сьлахское, 2 – Нерюнгринское, 3 – Эльгинское, 4 – Джебарики-Хайское, 5 – Белогорское, 6 – Сангарское, 7 – Тас-Тумусское, 8 – Леписское, 9 – Жиганское, 10 – Мастахское, 11 – Таймыльское, 12 – Улахан-Юряхское, 13 – Эльгенское, 14 – Харангское, 15 – Буоркемюское, 16 – Надеждинское, 17 – Верхне-Аркагалинское, 18 – Нижне-Аркагалинское, 19 – Булурское, 20 – Кэновское, 21 – Галимовское, 22 – Долгожданное, 23 – Дальнее, 24 – Марковское, 25 – Бухты Угольной, 26 – Алькатваамское, 27 – Амаамское, 28 – Чернореченское, 29 – Горелое, 30 – Корфское, 31 – Лесновское, 32 – Паланское, 33 – Тигильское. **10** – перспективные ресурсы метана углегазоносных бассейнов и площадей, млрд м³. Составлена А.И. Гресовым на основе схем тектонического районирования угольных бассейнов Северо-Востока России Г.А. Фандюшкина (2006) и В.И. Подольна (1999, 2010)

Практически во всех указанных геоструктурах региона установлены угольные, бассейны, различающиеся размерами, геотектоническим положением, мощностью угленосных отложений

и их возрастом, количеством угольных пластов, вещественным и петрографическим составом, как углей, так и вмещающих их пород, особенностями внутреннего тектонического строения, условиями накопления и преобразования органического вещества.. Большинство из них характеризуются высокой метаноносностью, значительными метаноресурсным потенциалом и по своей геолого-промышленной значимости относятся к углегазоносным (Варнавский, 1999; Голицын, 2000; Угольная база России, 2004). Наиболее древние углегазоносные бассейны с верхнеюрско-нижнемеловой угленосностью – Ленский и Южно-Якутский – приурочены к восточному и южному обрамлению Сибирской платформы. К зонам сочленения Колымо-Омолонского и Охотского жестких блоков с Яно-Колымской складчатой областью и Охотско-Чукотским вулканогенным поясом приурочены Омолонский, Омсукчанский и Зырянский бассейны, Челомджинская и Пареньская площади с развитием нижнемеловой угленосности.

К району сочленения Колымо-Омолонского срединного массива и Чукотской складчатой области приурочено формирование Анюйского бассейна; Чукотской складчатой области и Охотско-Чукотского вулканогенного пояса – Чаун-Чукотской, Восточно-Чукотской площадей с нижнемеловой угленосностью. Во внутренней части Яно-Колымской складчатой области расположен Аркагалинский бассейн с развитием верхнемеловой и неогеновой угленосности. Пенжинский, Анадырский, Беринговский бассейны с верхнемеловой и палеогеновой угленосностью расположены в пределах Анадырско-Коряжской складчатой системы.

В пределах Сибирской платформы палеоген-неогеновые угленосные отложения приурочены к Лено-Алданской впадине Ленского бассейна. К структурам Восточно-Камчатско-Олюторской структурно-формационной складчатой зоны Камчатской складчатой области приурочен Олюторский бассейн миоценового возраста, к Западно-Камчатско-Коряжской – палеогеновые месторождения Пусторецко-Паланской угленосной площади. Бассейны с развитием неогеновой угленосности приурочены к различным структурно-формационным зонам региона. К ним относятся Лаптевско-Янский, Охотский, Аркагалинский, Анадырский, Олюторский бассейны и др. площади (Угольная база России, 1999;. Фандюшкин, 2006).

Формирование углегазоносных бассейнов региона происходило главным образом на *орогенной стадии* развития земной коры. Платформенная стадия в регионе характерна только для Вилюйского угленосного района Ленского бассейна Сибирской платформы, а также молодых плитовых образований Восточно-Арктического побережья (субплатформенная стадия), характеризующиеся низкой метаноносностью угольных пластов. Геосинклинальная стадия, характеризующаяся в регионе отсутствием продуктивной угленосности, интереса для данной работы не представляет и потому не рассматривается.

В основу выделения угольных бассейнов орогенной группы положено представление Е.Е. Милановского (Милановский, 1968, 1996) о ниже- и верхнемолассовых формациях,

соответствующих ранней и позднеорогенной тектоническим стадиям. *Молассовая формация* – одна из важнейших и наиболее распространенных осадочных формаций исследованного региона, характеризующаяся значительной мощностью (до 7–8 км) и высокими скоростями накопления осадков (до 4 см в 100 лет). Молассовым формациям свойственна постепенная смена мелководно-морских осадков прибрежно-морскими и континентальными, хотя строгой закономерности в смене фаций может не наблюдаться из-за быстрых и частых вертикальных и латеральных изменений. Одним из наиболее типичных признаков молассовых отложений является их цикличность, обусловленная частой фациальной изменчивостью по вертикали. Для молассовых формаций характерна их высокая насыщенность органическими остатками как растительного, так и животного происхождения. По составу, особенностям строения и условиям образования среди молассовых отложений Северо-Востока России выделяются нижне – и верхнемолассовая формации, соответствующие ранне – и позднеорогенной тектоническим стадиям. Раннеорогенная стадия развития мезозойд Северо-Востока России ограничивается хронологическим временем от оксфорда до апта или начала альба включительно. Позднеорогенный этап, фиксируемый верхней континентальной молассой и полями субаэральных вулканитов Охотско-Чукотского пояса, охватывает альбское и сеноманское время. При этом смена геосинклинальных формаций морскими (нижними) и континентальными (верхними) молассами в конкретных районах происходила не однонаправлено и не одновременно. В нижнемолассовой формации преобладают морские отложения, основная роль в которых принадлежит пелитовым и песчаным осадкам. В верхнемолассовой формации доминируют континентальные отложения, где главную роль играют грубообломочные породы, развитые преимущественно в прибортовых частях впадин и повсеместно – в нижней части разреза. В фациальном составе верхнемолассовых отложений широко развиты русловые и пойменные фации; для пород характерны слабая сортировка, литификации и окатанность обломочного материала. В большинстве случаев верхнемолассовая формация характеризуется более высокой угленосностью по сравнению с нижнемолассовой (Фандюшкин, Гресов, 2006).

С позиций тектоники плит моласса рассматривается как один из главных индикаторов геологических событий, происходящих при столкновении (коллизии) пассивных и активных окраин континентов. Окраины столкновения, выраженные в виде горных цепей и связанных с ними краевых и межгорных прогибов, могут быть несколько типов. Наиболее часто они образуются в результате столкновения двух континентов, островной дуги и континента, либо двух и более дуг. Столкновения вызывают интенсивную деформацию земной коры региона и выносу глубинных флюидов. Процесс сопровождается образованием надвигов, шарьяжей, складчатых деформаций и формированием региональных шовных зон выноса глубинных флюидов зон в пределах передовых прогибов (Предверхоанский, Южно-Якутский и др.) Этот

же процесс обуславливает общее поднятие территории, активное горообразование, заложение межгорных и предгорных прогибов и накопление в них мощных толщ вначале морских, а затем и верхних континентальных моласс. По терминологии террейнового анализа (одного из направлений в плитной тектонике) молассовые отложения краевых и межгорных прогибов относятся к «перекрывающему» комплексу, который накапливается после амальгамации или аккреции террейнов и стратиграфически перекрывает два или более смежных террейна или террейны и окраину кратона. Кроме молассовых отложений к перекрывающим образованиям также относятся отложения чехлов древних и молодых платформ (Парфенов, 1984; Зоненшайн, Кузьмин, 1992; Парфенов, Нокленберг, Ханчук, 1998; Голозубов, 2006; Хаин, Ломизе, 2010).

Следует отметить, что существуют различные точки зрения на тектоническую природу и смысл молассы, как индикатора истории развития и становления участков земной коры, прошедших различные стадии тектонического развития. Эти точки зрения сводятся к противоборству двух основных направлений в геотектонике, основанных на разных оценках роли вертикальных и горизонтальных тектонических движений – фиксизма и мобилизма. Спорные вопросы между сторонниками фиксистских и мобилистских направлений при решении вопросов о тектоно-генетической природе угольных бассейнов региона принципиального значения не имеют, поскольку с позиций мобилизма *угольные бассейны представляют собой «перекрывающие» комплексы и их формирование происходило уже после слияния массивов суши, т.е. после формирования складчатых структур региона, общий план которых сохранился до настоящего времени* (Фандюшкин, Гресов, 2006).

Анализ геологических и структурно-формационных особенностей углегазоносных бассейнов и площадей позволил установить, что практически все они, представлены породами, включающими комплекс *верхне- и нижнемолассовых формаций*. Данные бассейны характеризуются средней и высокой метаноносностью угольных пластов, наличием значительных перспективных для извлечения ресурсов метана. Угольные бассейны и площади с развитием только верхнемолассового комплекса характеризуются относительно низкими значениями метаноносности угольных пластов и отсутствием перспективных ресурсов метана. Проведенный анализ позволил сгруппировать их типовые геоструктурные характеристики и разработать структурно-тектоническую классификацию углегазоносных бассейнов и площадей региона различной газоносности (табл. 1). В основу разработанной структурно-тектонической классификации углегазоносных бассейнов положены принципы направленности и стадийности развития земной коры региона с учетом геоструктурного положения бассейнов, возраста формирования, тектонического строения, формационного состава, фациальной обстановки, нефтегазоносности, вулканизма, мощности и возраста угленосных отложений, угленосности, типа метаморфизма и марочного состава угля.

Таблица 1

Структурно-тектоническая классификация углегазоносных бассейнов и площадей Северо-Востока России

Группа по стадии тектонического развития	Платформенная	Орогенная					
		Древних платформ	Вулканических поясов	Жестких блоков	Складчатых областей		
Тип по характеру материнских палеоструктур и газоносности угольных пластов	внутри-платформенных наложенных впадин				наложенных вулканотектонических впадин	приразломных наложенных впадин	орогенных наложенных прогибов
		внутри-складчатых прогибов	рифтогенных прогибов				
				<i>Низкогазоносный</i>			
<i>Периоды угленакопления, характерные бассейны и площади</i>							
Неоген	Ленский Лено-Алданская	Охотский	-	Анадырский	-	-	-
Палеоген	Лено-Алданская	Гижигинская	-	Анадырский	Беринговский	Пенжинский	-
Поздний мел	Вилуйская	Малтанская	-	Анадырский	Беринговский	Пенжинский	Ленский
Поздняя юра-ранний мел	Вилуйская	-	Омолонский Челомджинская	-	Омсукчанский Чаун-Чукотская	Зырянский Аньюйский	Ленский Южно-Якутский
Ранняя-средняя юра	Вилуйская	-	-	-	-	-	Ленский Южно-Якутский
Тектоническое строение бассейнов	Моноклинали, брахискладки, разломы в Mz характерны в Kz – редки	Брахискладки, грабены, разломы в Mz характерны, в Kz – редки	Брахискладки, моноклинали; характерны разломы	Брахискладки, моноклинали; характерны разломы	Брахискладки; характерны разломы	Брахискладки, моноклинали; характерны разломы	Брахискладки, грабены, моноклинали; характерны разломы
Мощность угленосных	До тысячи	Первые сотни	Сотни	Первые тысячи	До тысячи	Первые тысячи	Первые тысячи

отложений, м							
Количество угольных пластов	Первые десятки	От единиц до десятков	От единиц до десятков	До 100	Первые десятки	100 и более	100 и более
Количество рабочих пластов	От единиц до 10	От единиц до 10, K ₂ – тонкие, K ₁ , Kz – средние и мощные	От единиц до 10, преобладают тонкие	Десятки, K ₂ – тонкие и средние, Kz – средние и мощные	От единиц до 10	Несколько десятков, мощных – до 10	Несколько десятков, мощных – до 10
Фациальная обстановка	J ₁ –J ₂ – прибрежно-морская, J ₃ –K ₂ – континентальная	Mz – континентальная, Kz – прибрежно-морская	J ₃ – прибрежно-морская, K ₁ – континентальная	Континентальная	Mz-континентальная, Kz - прибрежно-морская	Континентальная	J ₁ –J ₂ – прибрежно-морская, J ₃ –K ₁ – континентальная
Проявление вулканизма	Не свойственно	K – интрузии, пирокластика, N – не свойственно	Значительная примесь пирокластики	Характерно в палеогене	Не свойственно	Не свойственно	Не свойственно
Формационные комплексы	Верхне - нижнемолассовый	Верхне молассовый	Верхне - нижнемолассовый	Верхне - нижнемолассовый	Верхне - нижнемолассовый	Верхне - нижнемолассовый	Верхне - нижнемолассовый
Возраст углеобразования, метаморфизм и марочный состав углей	Региональный, 2Б–БД–Д	K ₂ – термальный, Д; N ₁ – региональный, 1Б–3Б	Региональный, Д, Г	Региональный, K ₂ – Д–Г, Kz – Б–Г	Палеоген, K ₂ – региональный, Д–Ж; K ₁ – термальный, Т–А	Региональный, K ₁ – Д–КЖ; K ₂ – 3Б–Г	Региональный, БД–Т
Мощность мерзлоты	300–650	20–160	40–240	70–220	30–160	30–200	20–350
Нефтегазоносность	Установлена	Не свойственна	Возможна	Установлена	Возможна	Нефтепроявления	Установлена
Свободные метанопроявления	Единичные CH ₄ < 60 %	Единичные CH ₄ < 50 %	Единичные CH ₄ < 70 %	Более 50 CH ₄ – 2–81 %	Более 100 CH ₄ – 1–99 %	Более 100 CH ₄ – 2–99 %	Более 100 CH ₄ – 4–99 %
Мощность зоны газового выветривания, м	350–400	Kz – более 600 Mz – 350–450	200–400	200–250	100–200	100–150	100–150
Метаноносность углей, м ³ /т.с.б.м	2–6 300–600 м	2–6 300–600 м	6–12 300–600 м	8–14 300–600 м	10–18 300–600 м	12–20 300–600 м	12–20 300–600 м
Перспективные ресурсы метана, млрд м ³	Отсутствуют	Отсутствуют	Более 50	Более 50	Около 100	Более 500	Более 4000
Плотность ресурсов метана, млн м ³ /км ²	-	-	40–90	50–100	55–205	75–555	220–250

В структурно-тектонической классификации углегазоносных бассейнов также учтены показатели мощности мерзлоты и газового выветривания, интенсивности свободных метанопроявлений, метаноносности угольных пластов, перспективных для извлечения ресурсов метана и плотности их распределения. Базовой основой являлись классификации (Брагин, Гресов, 1987; Фандюшкин, Гресов, 2006) и данные авторской монографии (Гресов, 2012).

Установлено, что в процессе геолого-исторического развития в углегазоносных бассейнах сформировались углегазоносные формации суммарной мощностью 26 км, включающие в среднем 1072 пропластков и угольных пластов суммарной мощности 1,6 км; 415 угольных пластов имеют рабочие характеристики и характеризуются по мощности перспективными горнотехнологическими показателями для извлечения УМ. Максимальной углепродуктивностью и перспективами добычи метана характеризуются нижнемеловые и эоценовые углегазоносные формации суммарной мощностью более 12 км, с которыми связано формирование 211 перспективных для извлечения УМ рабочих угольных пластов с метаноносностью более 10 м³/т.с.б.м., суммарной мощностью 0,67 км, и коэффициентом рабочей угленосности > 5 % (табл. 2).

Таблица 2

Характеристика угленосности углегазоносных бассейнов и площадей Северо-Востока России

Эра, период, возраст, суммарная мощность, м*	Количество пропластков и пластов, шт.*		Мощность рабочих пластов, м		Суммарная мощность пластов, м*		Коэффициент угленосности, %*	
	общее	рабочих	от – до	средняя	общая	рабочих	общ.	раб.
Юрский, 4915	306	75	0,7–79,2	0,9–26,0	238	152	4,8	3,1
J ₁ , 640	16	2	0,9–2,5	0,9–2,5	7	4	1,1	0,6
J ₂ , 1050	69	15	0,7–7,5	0,9–1,9	36	19	3,5	1,8
J ₃ , 3225	221	59	0,7–79,2	0,9–26,0	195	129	6,0	4,0
Меловой, 12910	438	197	0,7–38,8	0,9–18,5	812	593	6,3	4,6
K ₁ , 9580	351	167	0,7–38,8	0,9–18,5	694	500	7,2	5,2
K ₂ , 3330	87	30	0,7–31,9	0,9–10,4	118	93	4,5	2,8
Мезозойская, 17825	744	272	0,7–79,2	0,9–26,0	1050	745	5,9	4,2
Палеогеновый, 4185	142	64	0,7–18,7	0,9–11,8	254	215	6,1	5,1
Pg ₁₋₂ , 675	19	10	0,7–9,1	1,0–5,0	30	25	4,4	3,7
Pg ₂ , 2810	100	44	0,7–18,7	0,9–11,8	188	164	6,7	5,8
Pg ₃ , 700	24	10	1,0–4,8	1,4–3,6	36	26	5,1	3,7
Неогеновый, 3860	185	79	0,7–26,3	1,0–12,0	314	233	8,1	6,0
Кайнозойская 8045	328	143	0,7–26,3	0,9–12,0	562	451	7,0	5,6
Северо-Восток 25870	1072	415	0,7–79,2	0,9–26,0	1612	1196	6,2	4,6

* – средние значения

Угольные пласты неогенового возраста характеризуются низкой метаноносностью (менее 6 м³/т.с.б.м), за исключением углегазоносных бассейнов п-ва Камчатки, и характеризуются слабыми перспективами извлечения УМ в настоящее время.

В диссертационной работе охарактеризована цикличность формирования угольных, углегазоносных и угленефтегазоносных формаций. Установлено, что в каждом литолого-тектоническом седиментационном цикле, независимо от структуры аккумуляции угленефтегазоносного бассейна, выделяются две стадии: прогрессивная (пригибание, трансгрессия, развитие) и регрессивная (воздымание, регрессия и отмирание). Седиментационные циклы характеризуются четырёхфазным развитием (равновесие, прогибание, равновесие и воздымание), соответствующим последовательному чередованию глинистых и песчаных толщ. Седиментационные циклы углегазоносных бассейнов наложенно-унаследованных внутрискладчатых, рифтогенных и передовых (краевых) прогибов региона также состоят из стадий прогрессивного и регрессивного седиментогенеза, но без мощных глинистых толщ – индикаторов тектонического равновесия. В целом угленефтегазоносные и углегазоносные бассейны региона с четырёхчленным (полным циклом) строением осадочных формаций характеризуются высокими показателями метаноносности угольных пластов и метаноресурсного потенциала, углегазоносные с трёхчленным (с незавершённым циклом формирования) – средними, двухчленного строения (неполный цикл) – низкими.

Обобщение и анализ выше изложенного материала позволил установить, что углегазоносные бассейны и угленосные площади Северо-Востока России приурочены к различным по структурно-тектоническому положению и строению впадинам, прогибам и моноклиналям, определяющим выделение двух основных типовых групп по стадии тектонического развития – *платформенную* и *орогенную*, последняя в регионе имеет доминирующее значение. С *геосинклинальной стадией* развития в углегазоносных бассейнах региона связано формирование нижне-среднеюрских пропластков угля и угольных пластов нерабочей мощности, которые для данной работы интереса не представляют.

В платформенной группе углегазоносных бассейнов выделен один класс по положению в геоструктурах – древних платформ, в орогенной группе – трех тектоно-генетических классов: *вулканических поясов, жестких блоков и складчатых областей*. Классы в свою очередь по типу материнских палеоструктур подразделяются на семь основных типов, характеризующихся различной газоносностью: *внутриплатформенных наложенных впадин* и *наложенных вулканотектонических впадин* относительно **низкой газоносности** с метаноносностью угольных пластов 2–6 м³/т.с.б.м на горизонте 300–600 м – **I и II тип**; *приразломных наложенных впадин жестких блоков и орогенных наложенных прогибов* – **III и IV тип средней газоносности** с

метаноносностью угольных пластов до 14 м³/т.с.б.м; *наложенно-унаследованных внутрискладчатых прогибов, наложенно-унаследованных рифтогенных прогибов; передовых прогибов и шовных зон – V–VII типы высокой газоносности* с метаноносностью угольных пластов до 18–20 м³/т.с.б.м. на горизонте 300–600 м. С углегазоносными бассейнами V–VII типов связано формирование 97 % перспективных для извлечения ресурсов метана региона.

Таким образом, определяя тип угольного бассейна по самым общим геологическим данным и его структурно-тектоническому положению можно прогнозировать количество углегазоносных комплексов и их формационный состав, характер пликативной и дизъюнктивной нарушенности, угленасыщенность и степень метаморфизма угля, а также возможное наличие нефтегазоносных отложений, мощность мерзлоты и зоны газового выветривания, интенсивность свободных газопроявлений и метаноносность угольных пластов, масштабы, плотность ресурсов метана и перспективы его извлечения.

Исходя из вышеизложенного материала, можно сделать вывод, что **геоструктурное положение угольных бассейнов Северо-Востока России предопределяет формирование разнотипных тектоно-генетических углегазоносных формаций, характеризующихся различным формационным и фациальным составом, угленосностью, газоносностью и метаноресурсным потенциалом** (*первое защищаемое научное положение*).

Специфической особенностью горно-геологических условий углегазоносных бассейнов региона является повсеместное развитие на их территории толщ многолетнемерзлых пород мощностью до 650 м (см. табл. 1) и сложного гидрогеологического режима (Угольная база России, 1999), влияющих на формирование залежей сорбированного, свободного и растворенного метана. В процессе авторских исследований установлено, что:

– в общем площадном развитии многолетнемерзлых пород региона интенсивно проявляются азональные особенности, не зависящие от географической широты местности и выражающиеся в резкой изменчивости температур мерзлых пород и их мощности на коротких расстояниях, связанной с повсеместным развитием углегазоносных формаций. Мощность мерзлоты и характер ее прерывистости существенно влияют на газоносность и метаноресурсный потенциал углегазоносных бассейнов и площадей региона (Гресов, Обжиров, Яцук, 2014);

– низкая теплопроводность и высокая теплоемкость угольных пластов – важнейшие теплофизические факторы, оказывающие влияние на мощность мерзлоты и величину теплового и метанового потока. Максимальными показателями теплового и метанового потоков характеризуются зоны тектонических нарушений, кровли и почвы угольных пластов. Углегазоносные формации являются одним из основных природных источников выбросов метана в атмосферу региона, составляющие в среднем 4 млн. т/год. Выявлена сезонная

инерционность процессов метановыделения в подпочвенный слой и атмосферу: максимум которого наблюдается в сентябре-октябре месяцах, минимум – зимой (Гресов, Яцук, 2013);

– экранирующее влияние мерзлоты в целом определяется газопроницаемостью верхней и нижней криолого-газовых подзон, при этом основная толща многолетнемерзлых пород (средняя газокриологическая подзона является газомещающей (Худяков, 1986). Установленная в процессе исследований углегазоносных месторождениях региона блоковая газокриологическая зональность обусловлена пульсационными геогазодинамическими процессами и неотектоническими подвижками в зонах тектонических разрывов и нижней границы мерзлоты (Гресов, Яцук, 2013);

– в углегазоносных бассейнах региона существуют реальные природные термобарические (температура до $-10,2^{\circ}\text{C}$; мощность ТММП до 650 м; давление до 15,0 МПа, наличие мощного подмерзлотного водоносного горизонта) и газовые (нефтегазоносность отложений, высокая метаноносность угольных пластов и метанонасыщенность пород, подземных вод) предпосылки формирования залежей гидратов, скопления и косвенные признаки которых установлены в Ленском, Зырянском, Буреинском и др. бассейнах (Черский, Царев, Михайлов, 1977; Якушев, Перлова, Махонина, 2003; Александров и др., 2010; Васильева, Джафаров, 2010; Гресов, 2012).

Наличие тектонических, геокриологических, гидрогеологических коллекторов, мощной толщи многолетнемерзлых пород, высокая метанонасыщенность угленосных толщ и пульсационный характер геогазодинамических процессов предопределяет формирование в зонах НГМ и прилегающих талых пород, скоплений и залежей свободного, растворенного и газогидратного метана.

Часть II. Природная газоносность

В первом разделе второй части работы рассмотрены вопросы формирования качественного состава и генезиса углеводородных газов (УВГ) углегазоносных бассейнов.

Метан – основной компонент УВГ углегазоносных бассейнов региона. Содержание CH_4 в угольных пластах с увеличением глубины их залегания закономерно возрастает и достигает 80 % в зоне метановых газов. Максимальными градиентами нарастания концентраций метана характеризуются угли средних и высоких стадий метаморфизма (рис. 2). Установлен в составе газа газопроявлений и вмещающих пород в концентрациях до 99,7–99,9 %. Концентрации метана в газовой фазе подземных вод в среднем изменяется от 36 % на глубинах 120–220 м до 90 % на глубинах 450–600 м. По преобладанию того или иного газового компонента в природном газе угольных пластов выделяются три основные газовые зоны: метано-азотных (CH_4 менее 50 %), азотно-метановых (CH_4 – 50–80 %) и метановых (CH_4 более 80 %) газов. Две первые составляют зону газового выветривания. Характерной особенностью газовой

зональности углегазоносных бассейнов является почти повсеместное отсутствие зон азотно-углекислых и углекисло-азотных газов. Горизонты полной дегметанизации угольных пластов в углегазоносных бассейнах региона практически отсутствуют. Средняя мощность ЗГВ в бассейнах изменяется от 50 до 300 м (Кравцов, 1979; Хрюкин и др., 1990; Угольная база России, 1999; Гресов, 1982,1984; 1987, 1993, 1996, 2006, 2012; Гресов, Яцук, 2013).

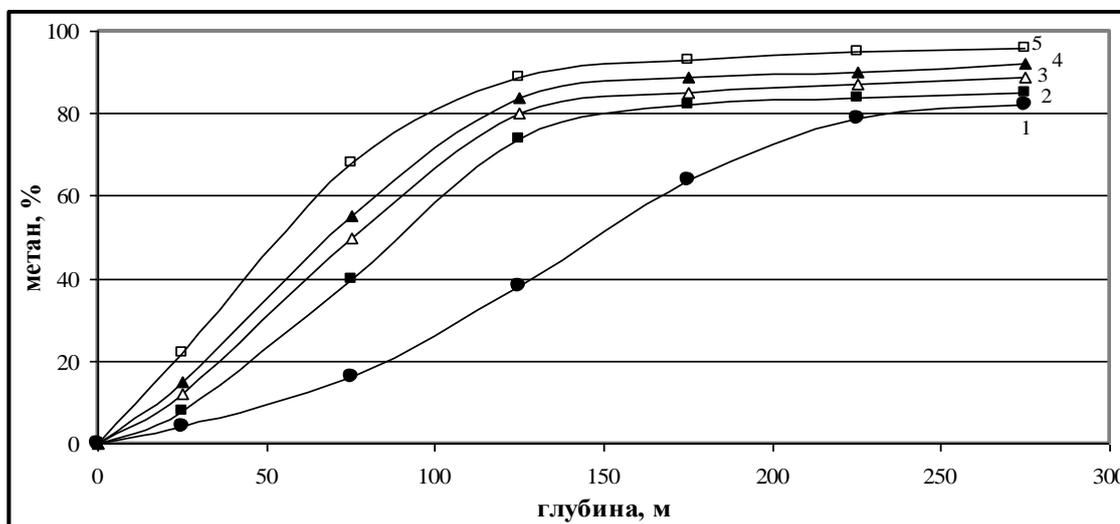


Рис. 2. Изменение средних концентраций метана в угольных пластах месторождений Анадырского (1, стадия метаморфизма угля O_3-I-II), Аркагалинского (2, $I-II$), Беринговского (3, $I-III-IV$), Омсукчанского (4, $VII-X$) и Зырянского (5, $I-X$) углегазоносных бассейнов в зависимости от глубины их залегания

В углегазоносных бассейнах изотопными исследованиями установлено два основных типа метана: углеметаморфогенный (сингенетичный угленосным отложениям) и миграционный, характеризующихся различным составом $\delta^{13}C$ CH_4 . Изотопный состав углерода метана подстилающих нефтегазоносных отложений изменяется от -23,0 до -45,2 ‰; углегазоносных формаций – от -27,4 до -68,1 ‰, при этом в выборке из 102 определений значений $\delta^{13}C$ CH_4 углегазоносных формаций Ленского, Зырянского, Беринговского, Анадырского и Южно-Якутского бассейнов 36 определений (36 % от общего числа проб) имеют показатели $\delta^{13}C$ CH_4 от -27,4 до -45,2 ‰, характерные для нефтегазоносных формаций, т.е. можно предположить, что не менее третьей части объема метана углегазоносных формаций в зоне метановых газов представлено его миграционным аналогом нефтегазоносных залежей. Подтверждением этому являются определения $\delta^{13}C$ свободного метана трещинных коллекторов угле вмещающих пород в зонах разломов и крупных тектонических нарушений от -29,5 до -45,8 ‰.

Гомологи метана в углегазоносных бассейнах региона представлены гомологическим рядом от этана до гексана включительно и их изоформами, с суммарными содержаниями в угольных пластах Беринговского бассейна до 2,7 %; Олюторского – 1,2, Аркагалинского – 0,6;

Зырянского – 0,9; Южно-Якутского – 0,7 и Ленского – 3,8 %. Максимальные концентрации гомологов метана в свободных газопроявлениях до 0,6–0,7 % установлены в Южно-Якутском и Ленском бассейнах. Содержание гомологов в составе газовой фазы подземных вод изменяется от 0,1 % в Беринговском и Зырянском бассейнах до 0,7–1 % в Южно-Якутском и Ленском. Наиболее высокие суммарные концентрации гомологов метана в подстилающих угленосную толщу газоносных и нефтегазоносных отложениях бассейнов региона, достигающие в сумме 18,4 %, установлены в Ленском бассейне. Максимальные содержания в подстилающих верхнемеловых газоносных отложениях фиксировались в Беринговском и Анадырском бассейнах в концентрациях до 3–4 %.

Установлено, что отношение $i \text{ C}_4\text{H}_{10} / n \text{ C}_4\text{H}_{10}$ (бутановый коэффициент) для нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений Восточной и Западной Сибири изменяется от 0,3 до 1,1; для $i \text{ C}_5\text{H}_{12} / n \text{ C}_5\text{H}_{12}$ (пентановый коэффициент) – от 1,0 до 1,4 и имеет корреляционно-генетическое значение (Никонов, 1961; Нестеров, 1969; Соколов, 1971; Карпов, Раабен, 1978; Высоцкий, 1979). Аналогичные соотношения установлены для нефтегазоносных бассейнов Северо-Востока России: $i \text{ C}_4\text{H}_{10} / n \text{ C}_4\text{H}_{10}$ в интервале 0,3–1,1 составляют в среднем 89–98 % от общего количества определений, в т. ч для газовых формаций – 89 %, конденсатногазовых – 94 %, нефтегазовых, газонефтяных – 98 % и нефтяных – 97 %. Для газовых залежей $i \text{ C}_5\text{H}_{12} / n \text{ C}_5\text{H}_{12}$ в интервале 1,0–1,4 характерно только для 37 % общего газового опробования; для газоконденсатных и конденсатногазовых месторождений – 79–82 %; нефтегазовых – 100 %; газонефтяных – 93 % и нефтяных – 96 %; т. е. отношение изопентана к нормальному пентану также имеет корреляционно-генетическое значение, за исключением газовых залежей (Никонов, 1961; Карпов, Раабен, 1978; Высоцкий, 1979; Алексеев и др., 1981).

В составе природного газа углегазоносных бассейнов региона присутствуют УВГ со сходными соотношениями, составляющие в среднем по бутановому коэффициенту 38 и пентановому – 37 %, то есть в углегазоносных отложениях присутствуют УВГ, с характерными соотношениями нефтегазоносных формаций, составляющие 24–42 % газового баланса УВГ в угленосных толщах. В углефтегазоносных бассейнах региона данный показатель составляет 36–50 % (табл. 3).

В качестве косвенного признака генетической связи между газами угленосных толщ и газоносных и нефтегазоносных формаций автором были использована методика Никонова В.Н. (Никонов, 1961), в которой УВГ угольных месторождений рассматриваются в качестве членов определённой системы, т. е. как совокупность взаимосвязанных и расположенных в определённом порядке элементов какого-то целостного образования. Это всегда круто нисходящее распределение индивидуальных углеводородов ($\text{C}_2, \text{C}_3, \text{C}_4, \text{C}_5, \text{C}_6$) в сторону высокомолекулярных членов или $\text{C}_n > \text{C}_{n+1}$. Специфической же особенностью нефтегазоносных

формаций является незакономерное распределение ряда индивидуальных углеводородов (УВ), когда возможны случаи $C_n = C_{n+1}$, $C_n < C_{n+1}$. Причём максимальные значения может иметь любой из УВ. Из рассмотренных 1207 проб газа, отобранных в углегазоносных бассейнах региона, в 884 случаях закономерность $C_n > C_{n+1}$ соблюдалась, но в 323 случаях – нарушалась.

Таблица 3

Распределение бутановых и пентановых коэффициентов в углеводородных газах углегазоносных бассейнов Северо-Востока России

Угольный бассейн, тип метаморфизма	Средневзвешенное значение (в %)					
	$i C_4H_{10} / n C_4H_{10}$			$i C_5H_{12} / n C_5H_{12}$		
	< 0,3	0,3–1,1	> 1,1	< 1	1–1,4	> 1,4
Беринговский	0	30	70	5	31	64
Анадырский	1	36	63	8	36	56
Аркагалинский	2	24	74	3	20	77
Ленский	1	50	49	27	24	49
Итого по бассейнам (РМ)	1	35	64	7	32	61
Южно-Якутский	0	42	58	0	33	67
Омсукчанский	1	32	68	-	-	-
Зырянский	0	46	54	2	42	56
Итого по бассейнам (РТМ, ТМ)	1	43	56	3	43	55
Всего по региону:	1	38	61	5	37	58

В результате изучения молекулярной массы УВ фракции (МуВ) различных по генезису УВГ, весовой доли каждого компонента фракции и соотношений весовых долей индивидуальных УВ в углегазоносных и углефтегазоносных бассейнах региона выделено пять основных генетических групп газов, характеризующимися индивидуальными газогеохимическими показателями. По показателям этановых коэффициентов в углегазоносных и углефтегазоносных бассейнах региона выделяются 4 типа УВГ: сухих (метановых), сухих, жирно–сухих и жирных газов (Гресов, 2011). По данным расчета коэффициентов разновременности образования УВГ (Нестеров, 1969) максимальными значениями характеризуются УВГ угольных месторождений и минеральных источников, магматических образований, газовых залежей древних платформ и срединных массивов, выделенные в первую группу УВГ (2,1–2,6). Ко второй группе (1,5–1,6) отнесены УВГ конденсатногазовых, нефтегазовых залежей. Третья группа, представленная УВГ грязевых вулканов, термальных источников, газогидратных, газоконденсатных и газовых залежей молодых областей кайнозойской складчатости, характеризуется значениями 1,3–1,4. Минимальными показателями 0,7–1,4 характеризуются УВГ четвертой генетической группы – газонефтяных и нефтяных залежей (табл. 4).

Таблица 4

Геохимическая классификация углеводородных газов углегазоносных и угленефтегазоносных бассейнов Востока России

Генетические типы природных газов, группы и подгруппы	Компоненты, объёмные %					Компоненты, весовые доли					Му _в , Г/МОЛЬ	Газогеохимические коэффициенты			
	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅		1KC ₂ /2KC ₂	3KC ₂	Кр.о.	Кпр.
И. ПГ современных осадков (1480)	99,95	0,05	сл.	сл.	сл.	999	1	сл.	сл.	сл.	16,05*	-	-	-	-
II.a. Угольных месторождений (2220)	98,45	1,20	0,25	0,08	0,02	968	22	6	3	1	16,33	2,0/3,1*	3,6	2,6	11,0
II.a.1. РМ углей (940)	98,79	0,96	0,16	0,07	0,02	974	18	4	3	1	16,26	2,2/4,5	5,2	2,7	13,5
II.a.2. РТМ углей (950)	98,21	1,35	0,31	0,10	0,03	962	25	8	4	1	16,38	1,9/3,1	3,6	2,2	12,5
II.a.3. КТМ углей (330)	98,35	1,31	0,26	0,06	0,02	967	22	7	3	1	16,33	2,4/3,4	3,7	2,3	9,4
II.б. Газогидратных залежей (11)	99,73	0,17	0,06	0,02	0,01	993	4	2	1	сл.	16,10	1,3/2,0	2,5	1,3	2,0
II.в. Грязевых вулканов (280)	99,20	0,53	0,17	0,08	0,02	987	10	5	3	1	16,20	1,1/2,0	2,6	1,4	6,0
II.г. Термальных источников (18)	99,08	0,57	0,17	0,15	0,03	978	11	4	5	2	16,25	1,0/2,8	3,8	1,4	13,8
II.д. Газовых залежей (120)	98,67	0,99	0,22	0,10	0,02	971	18	6	4	1	16,30	1,6/3,0	3,7	1,9	12,0
II.д.1. областей кайнозойских складчатости (67),	99,27	0,51	0,13	0,07	0,01	983	9	4	3	сл.	16,19	1,1/2,2	3,0	1,3	6,8
II.д.2. срединных массивов (5)	97,91	1,54	0,35	0,16	0,04	955	28	9	6	2	16,45	1,6/3,1	3,8	2,0	18,7
II.д.3. древних платформ (48)	97,90	1,61	0,32	0,14	0,03	956	29	9	5	1	16,43	1,9/3,2	3,8	2,1	16,1
II.е. Магматических пород (16)	97,05	2,20	0,62	0,09	0,02	939	40	16	4	1	16,57	1,9/2,5	2,8	2,1	10,0
II.ж. Минеральных источников (18)	97,03	2,36	0,43	0,14	0,05	939	43	12	5	2	16,58	2,3/3,6	4,0	2,6	17,9
III. Нефтегазовых скоплений не связанных с нефтью (20)	93,56	4,06	1,47	0,54	0,37	860	70	37	18	15	17,46	1,0/1,9	2,4	1,5	34,1
IV.a. Конденсатногазовых залежей (32)	94,15	3,93	1,24	0,48	0,20	875	69	32	16	8	17,25	1,2/2,2	2,7	1,6	34,5
IV.б. Газоконденсатных залежей (26)	90,77	5,45	2,10	1,07	0,61	801	90	51	34	24	18,19	0,8/1,8	2,4	1,3	60,0
IV.в. Нефтегазовых залежей (50)	86,72	8,72	3,04	1,07	0,45	740	139	71	33	17	18,82	1,1/2,0	2,4	1,5	64,6
V.a. Газонефтяных залежей (76)	73,08	11,67	8,32	4,99	1,94	505	151	158	125	61	23,20	0,4/1,0	1,7	0,7	119,5
V.б. Нефтяных залежей (28)	62,03	15,48	12,13	7,46	2,90	377	176	202	165	179	26,38	0,3/0,9	1,7	1,0	143,8

Примечание: в скобках – число случаев (Σ выборка – 4 215 случаев). * – средневзвешенные значения. Этановые коэффициенты: $1KC_2 = C_2 : \Sigma TV - C_2$; $2KC_2 = C_2 : C_3$; $3KC_2 = (C_2 + C_4) : C_3$; Кр.о. – коэффициент одновременности образования УВ – $(C_2 + C_5) : (C_3 + C_4)$. Кпр. – коэффициент превращённости УВ фракции – $(C_2 \cdot C_4) : C_3$

В соответствии с показателями коэффициента превращённости углеводородной фракции УВГ (Резников, 1965) автором выделено 5 генетических групп углеводородных газов. К первой – относятся УВГ грязевых вулканов, газогидратных и газовых залежей областей кайнозойской складчатости, угольных месторождений с развитием КТМ углей и магматических образований со значениями Кпр. в пределах 2–10, второй – угольных месторождений с развитием РМ и РТМ углей, минеральных и термальных источников, газовых залежей срединных массивов и древних платформ – Кпр. >10 и <20; третьей – нефтегазовых скоплений, не связанных с нефтью, и конденсатногазовых залежей с показателями Кп в пределах 30–40, четвёртой – газоконденсатных и нефтегазовых залежей с показателями Кпр в интервале 60–70 и к пятой – газонефтяных и нефтяных залежей с показателями Кп более 100 (Гресов, 2011, 2012).

Анализ результатов определения Муv и генетических коэффициентов различных по генезису УВГ и геологических условий их формирования позволяет сделать следующий важный вывод: высокая миграционная способность УВГ, разнообразие форм их газопереноса в природной среде, комплексное влияние на процессы миграции геологических факторов приводят к формированию полигенезисных УВ скоплений, показатели которых подчиняются правилам аддитивности, то есть образования путём последовательного накопления УВ разного состава и фазового состояния при пересечении ловушки разных генетических зон. Это наглядно отмечается в углегазоносных и угленефтегазоносных бассейнах Северо-Востока России, где продукты генерации разных газоматеринских толщ, вследствие выше указанных процессов, суммируются, а генетические особенности газовой фазы как бы сглаживаются.

В целом, разработанная геохимическая классификация и методика классифицирования УВГ углегазоносных и угленефтегазоносных бассейнов, позволяет оценить генезис газов, выделять и оконтуривать площади распространения различных по происхождению УВГ.

Обобщая вышеизложенное можно сделать вывод, что **в углегазоносных бассейнах происходят интенсивные процессы межформационных газовых связей с подстилающими газоносными и нефтегазоносными отложениями, обуславливающие формирование в угленосных формациях газов полигенезисного состава, при этом доля миграционного метана подстилающих отложений в метаноресурсном потенциале углегазоносных бассейнов региона составляет от 30 до 50 %** (второе защищаемое научное положение).

В процессе исследований установлено, что метаноносность угольных пластов региона закономерно увеличивается с глубиной их залегания от 2–5 м³/т.с.б.м. в зоне газового выветривания до 12–30 в зоне метановых газов. При прочих равных условиях на одних и тех же глубинах метаноносность угольных пластов в закрытых осевых частях антиклинальных перегибов и в примыкающих к ним зонам более высокая и достигает 15–30 м³/т.с.б.м.

Максимальная метаноносность угольных пластов (10–26 м³/т.с.б.м) в синклинальных складках приурочена к их центральным зонам. В асимметричных тектонических структурах в пологих крыльях метаноносность угольных пластов в 1,5 раза выше, чем в углях, залегающих в крутых крыльях. В моноклиналях, мелких синклиналях и крыльях складок, в которых пласты имеют выход под наносы, метаноносность угольных пластов понижена и не превышает 10–16 м³/т.с.б.м. В целом для региона установлено, что максимальной метаноносностью угольных пластов (28–36 м³/т.с.б.м) характеризуются зоны краевых прогибов и глубинных разломов. Тектонические нарушения, оперяющие разломы и их апофизы благоприятствуют формированию залежей свободного метана и повышенной метаноносности угольных пластов.

В углегазоносных бассейнах наблюдаются все типы пликтивных и дизъюнктивных дислокаций: антиклинали, синклинали, надвиги, взбросы, сбросы со всеми переходными разностями – сбросо-сдвигами, шарнирными сбросами и др. Диапазон амплитуд тектонических нарушений колеблется от нескольких сантиметров до 1,5–2,5 км. В целом для бассейнов можно отметить, что все тектонические нарушения и трещиноватые зоны (по влиянию на формирование скоплений свободного метана, распределению метаноносности и ресурсов метана угольных пластов) подразделяются на четыре основные группы:

1) дизъюнктивы, характеризующиеся разрывом сплошности пластов, при которых одна часть пласта перемещается относительно другой с образованием сдвояния или зияния (взбросы, надвиги, реже сбросы). Это основной тип нарушений, способствующий значительному повышению метаноносности угольных пластов;

2) крупные тектонические пликтивные структуры, в пределах центральных и замковых частях которых отмечается максимальная метаноносность и формируются основные ресурсы сорбированного и свободного метана углегазоносных бассейнов;

3) мелкие пликтивные нарушения и внутрипластовые тектонические образования, в пределах развития которых, формируются локальные скопления свободного метана (микрозалежи) и участки угольных пластов с повышенной метаноносностью;

4) трещиноватые зоны и нарушенность, связанные с внедрением пластовых интрузивных тел – в случае «слепого» залегания выполняют роль «экрана», затрудняющего миграцию метана к поверхности, благоприятствуют формированию локальных микрозалежей свободного газа и, в большинстве случаев повышают метаноносность нижележащих по разрезу угольных пластов.

Разрывные нарушения по отношению к простираанию пород подразделяются на поперечные, диагональные и продольные. Простираание, тип, характер и степень нарушенности горных пород в тектонической зоне в значительной мере определяют их газопроницаемость, метаноносность угольных пластов. Большинство продольных простираанию пород нарушений региона характеризуется небольшой зоной смятия пород (до 3–15 м) и большим их

уплотнением, что значительно затрудняет вертикальную миграцию газов, способствует возрастанию метаноносности угольных пластов в 1,5–3 раза по отношению к средним значениям. Диагональные нарушения характеризуются значительной зоной перемятых пород (20–80 м), оказывают дегазирующее влияние на угленосную толщу, однако в случае их «экранирования» или резкого изгиба их простирания резко повышают метаноносность угольных пластов в 1,2–2 раза. Поперечные к простиранию пород нарушения, как правило, дегазируют угленосную толщу и снижают метаноносность угольных пластов (Гресов, 1984).

В регионе выделяются три основных типа метаморфизма: региональный, термальный и контактно-термальный, степень воздействия которых на угли и органическое вещество во вмещающих породах определяет их метаноносность. Основным тип метаморфизма углей региона – *региональный*. В углегазоносных бассейнах региона установлена закономерность увеличения метаноносности угольных пластов с возрастанием степени метаморфизма угля от 2–5 м³/т.с.б.м в зоне газового выветривания до 30–36 в зоне метановых газов (рис. 3, табл. 1, 5) В ряде бассейнов возрастание метаноносности угольных пластов до 16–28 м³/т.с.б.м связано с воздействием термального и контактно-термального метаморфизма.

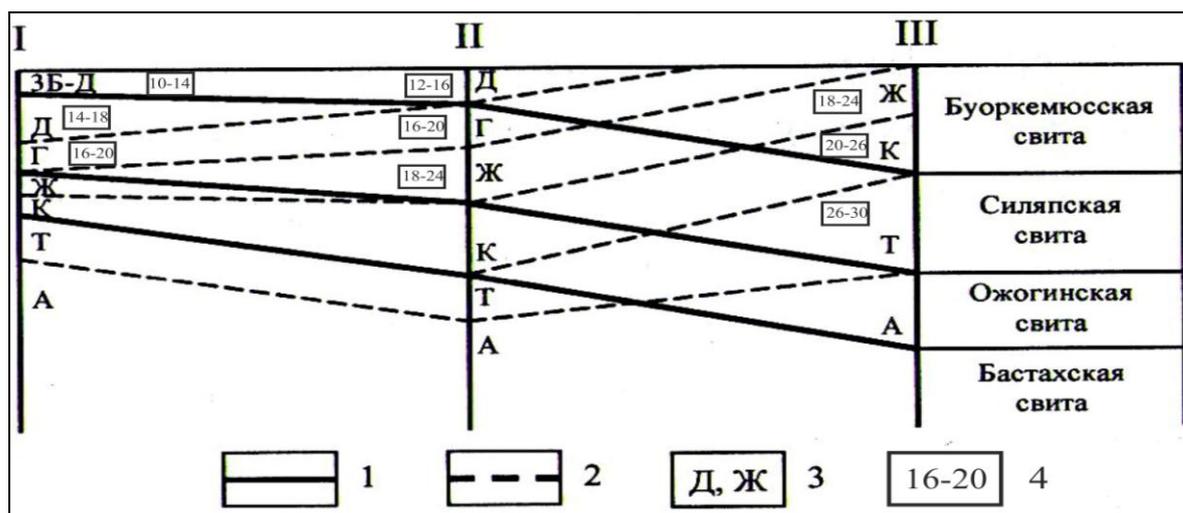


Рис. 3. Схематический разрез изменения метаморфизма и метаноносности углей Зырянского бассейна по угленосным районам: 1– граница между свитами, 2 – граница зон метаморфизма, 3 – марки углей. Угленосные районы: I – Индигино-Селенняхский, II – Мятисский, III – Зыряно-Сяляпский районы: 1– граница между свитами, 2 – граница зон метаморфизма, 3 – марки углей, 4 – прогнозная метаноносность угольных пластов, м³/т.с.б.м

Литологический состав перекрывающих отложений играет важную роль в формировании метаноносности угольных пластов и свободных залежей метана. В случае перекрытия продуктивных угленосных свит глинистыми отложениями метаноносность угольных пластов существенно возрастает, причем с увеличением их мощности наблюдается и закономерное возрастание метаноносности (Ленский, Зырянский, Беринговский бассейны и др.). Данная закономерность, как уже указывалось ранее, относится и к мощности мерзлоты.

Таблица 5

Распределение метаноносности углей различных стадий метаморфизма и возраста образования основных углегазонасных бассейнов Востока России

Вид угля		Показатель отражения витринита, R_o , %	Возраст угленосных отложений, бассейн, метаноносность угольных пластов																																			
			J_1		J_2		$J_3 - K_1$				K_1						K_2				Pg_2				N_1													
			Ленский	Южно-Якутский	Ленский	Южно-Якутский	Ленский	Южно-Якутский	Омолонский	Челомджинский	Буреинский	Ленский	Южно-Якутский	Омолонский	Пареньский	Зырянский	Омсучанский	Тайгоносский	Угловский *	Партизанский	Зырянский	Пареньский	Аркагалинский	Пенжинский	Анадырский	Беринговский	Сахалинский	Пареньский	Анадырский	Пенжинский	Беринговский	Угловский	Сахалинский	Зырянский	Аркагалинский	Анадырский	Угловский	Сахалинский
Бурый	O_1	0,2-0,39																																				
	O_2	0,2-0,49																																				
	O_3	0,2-0,59																																				
O_3-I	0,3-0,69																																					
Каменный	I	0,4-0,79																																				
	I-II	0,5-0,79																																				
	II	0,5-0,99																																				
	II-III	0,6-0,99																																				
	III	0,8-1,19																																				
	III-IV	0,9-1,29																																				
	IV-V	1,0-1,69																																				
	V	1,1-1,69																																				
	V-VI	1,3-1,79																																				
	VI	1,4-1,99																																				
VII-VIII	1,3-2,59																																					
Антрацит	IX	2,2 >																																				
	X	4,59																																				

* - подстилающие верхнетриасовые и нижнемеловые угольные пласты. Метаноносность угольных пластов, м³/т.с.б.м: 1-2, 2-5, 5-10, 10-15, 15-20, > 20

В большинстве углегазоносных бассейнов региона установлена закономерность возрастания метаноносности угольных пластов с увеличением содержания в них структурного витрена (теллинита). С увеличением содержания в углях структурного витрена от 3 до 20 % метаноносность угольных пластов на равнозначных глубинах повышается от 12 до 18 м³/т.с.б.м (Гресов, 1987, 1996). Данная закономерность прослеживается в Ленском, Зырянском, Беринговском и Южно-Якутском бассейнах. Кроме того, наличие в угольных пластах высокого содержания теллинита значительно повышает их газопроницаемость и газотдачу, являющимися важными критериями перспективности извлечения УМ. Аналогичная закономерность возрастания установлена между метаноносностью угольных пластов и содержанием в углях группы фюзенита (инертинита) в Ленском, Южно-Якутском и Зырянском бассейнах. При проведении сорбционных исследований углей этих бассейнов установлено, что с увеличением содержания в углях инертинита от 1,1–8,2 до 3,2–14,3 % потенциальная метаноемкость углей повышается на 12–33 %, что находит свое подтверждение в работах (Забурдяев, 2005; Бакалдина, 1964, 1985; Гресов, 1984, 1996, 2012). Таким образом, содержание структурного витрена и фюзенизированных компонентов в углях в значительной мере определяет их емкостные свойства и влияет на формирование метаноносности угольных пластов.

Исходя из вышеизложенного можно сделать вывод, что **основными геологическими факторами, влияющими на формирование метаноносности угольных пластов углегазоносных бассейнов являются: региональный метаморфизм, тектонические и геокриологические условия; нефтегазоносность, глубина залегания и литологический состав перекрывающих углегазоносную толщу отложений** (третье защищаемое научное положение).

Часть III. Геолого-промышленная оценка метаноресурсного потенциала углегазоносных бассейнов Северо-Востока России

В первом разделе третьей части работы приведены основные горно-геологические и горнотехнические критерии оценки перспективных ресурсов метана (табл. 6) и методы подсчета ресурсов метана. Важнейшим принципом геолого-промышленной оценки перспективности углеметанового промысла и выбора первоочередных участков газодобычи являются учёт её технологической возможности, экономической и экологической целесообразности. В качестве главных количественных критериев геолого-промышленной оценки перспективности объектов

принимаются значения метаноносности угольных пластов, масштабы и плотность ресурсов метана в них, угленосность продуктивных горизонтов, мощность и глубина залегания угольных пластов, зольность, степень метаморфизма углей, показатели газопроницаемости и газоотдачи и др. (Угольная база России, 2004; Гресов, 2012).

Таблица 6

Горно-геологические и горнотехнические критерии оценки перспективности углегазоносных бассейнов Востока России для промышленной добычи метана

Критерии оценки перспективности	Характеристика критерия перспективности
1. Метаноносность угольных пластов	Более 8–10 м ³ /т.с.б.м, при обязательном росте с глубиной
2. Глубины оценки	От 200 до 1800 м, при наиболее благоприятных – 300–1200 м
3. Масштабность ресурсов метана	Ресурсы метана 10–30 млрд м ³ в бассейне; 1–10 млрд м ³ на месторождениях. Масштабы ресурсов метана в пластах, обеспечивающие продуктивную газодобычу в течение 20–25 лет
4. Концентрация (плотность) ресурсов метана угольных пластов	Более 50–100 млн. м ³ /км ² для бассейнов; 100–150 млн. м ³ /км ² – месторождений; 150–250 млн м ³ /км ² – участков газодобычи. Площади с плотностью более 250 млн м ³ /км ² – участки первой очереди освоения
5. Угленасыщенность продуктивных горизонтов и интервалов	Более 5–10 % в продуктивных горизонтах (150-200 м) разреза или не менее 8–10 м суммарной мощности угольных пластов
6. Мощность угольных пластов	Для рабочих пластов более 0,9 м; нерабочих – 0,1 м
7. Зольность углей	Менее 35–40 %
8. Петрографический состав углей	Витринитовый с показателями отражательной способности от 0,6 до 1,4 %
9. Хрупкость, эндогенная и экзогенная трещиноватость углей	Угли с максимальными показателями хрупкости и расстояниями между трещинами 0,1–0,3 см; параметрами удельной эндогенной и экзогенной (общей) трещиноватости более 0,3 мм ⁻¹
10. Тектоника месторождений, участков	Предпочтительнее простые пологие складки с углами падения до 30–40°
11. Геодинамическое состояние угленосной толщи	Массивы в состоянии растяжений или слабого сжатия
12. Газопроницаемость угольного массива	Угольные массивы и пласты с газопроницаемостью более 5 мД
13. Расстояние от участка газодобычи до потребителя	Не более 20–30 км
14. Наличие зон повышенной проницаемости, повышающих перспективность газодобычи	При газопроницаемости угольных массивов возможно эффективное применение пневмо-гидродинамического метода интенсификации газоотдачи угольных пластов
15. Возможность применения технологий интенсификации газоотдачи	После применения методов интенсификации газоотдачи угольных пластов дебиты скважин в начальный период должны быть не менее 5 тыс. м ³ /сут

16. Экологическая необходимость снижения уровня газовыбросов в атмосферу	Предопределяется современным уровнем газовыбросов метана в атмосферу и степенью газоопасности заселённых территорий на полях ликвидированных шахт
17. Экономическая целесообразность газодобычи на оцениваемых объектах и транспортировки его потребителям	Устанавливается после опытно-методических испытаний на основе расчёта экономической целесообразности и рентабельности углеметанового промысла на оцениваемых площадях с учётом перспективности нефтегазоносности подстилающих отложений

В углегазоносных бассейнах региона установлены залежи свободного и растворенного метана, имеющие промышленное значение, которые по условиям распределения подразделяются на три основных вида: залежи газа в подмерзлотной необводнённой зоне, формирующиеся при расположении нижней границы мерзлоты выше статического уровня подземных вод (зоны «сухих» таликов, рис. 4); залежи газа тектонических трещинных коллекторов подмерзлотной зоны; залежи растворённого газа в пластовых и пластово-трещинных водах, циркулирующих в поровых, трещинно-поровых и трещинных коллекторах (Обжиров, 1979; Худяков, 1985, 1986; Гресов, 1984, 1996, 2012; Гресов, Обжиров, Яцук, 2014).

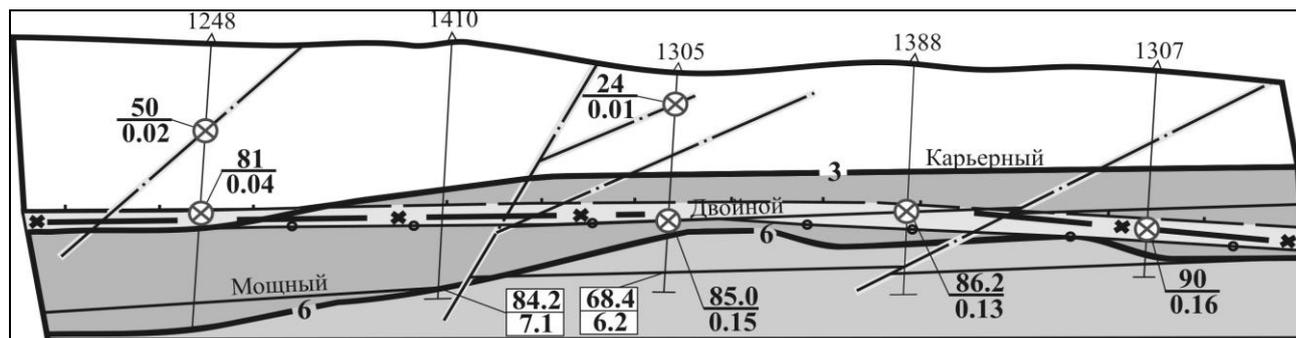


Рис. 4. Схематический геолого-газовый разрез по зоне «сухих» таликов Беринговского бассейна: в кружках – свободные метанопроявления: в числителе CH_4 в %, в знаменателе CH_4 в $\text{м}^3/\text{мин}$; в квадратах – метаноносность угольных пластов: в числителе CH_4 в %, в знаменателе CH_4 в $\text{м}^3/\text{т.с.б.м}$;

(–6–) – изогазы метана $\text{м}^3/\text{т.с.б.м}$; светло серым цветом выделена залежь свободного газа в зоне сухих таликов с концентрациями метана 81–95 % и давлением газа 0,25 МПа. Масштаб 1 : 5000

В процессе метаноресурсных исследований автором подсчитаны перспективные ресурсы свободного и растворенного метана в исследованных углегазоносных бассейнах Северо-Востока России по состоянию геолого-газовой изученности на 01.01.2012 г (табл. 7).

Таблица 7

Перспективные для извлечения ресурсы свободного и растворенного метана углеметановых бассейнов Северо-Востока России по категориям изученности (млн м^3)

Бассейн	Свободный газ						Растворенный газ			Всего
	Геокриологические ловушки			Трещинные коллектора			Подмерзлотный талик			
	P ₂	P ₃	Σ	P ₂	P ₃	Σ	P ₂	P ₃	Σ	
Беринговский	51	158	209	98	631	729	6	1131	1137	2075
Анадырский	-	-	-	8	-	8	13	-	13	21
Аркагалинский			88			50		112	112	250
Зырянский	202	388	590	-	583	583	47	216	263	1436
Южно-Якутский	120	540	660	58	3784	3842	12	512	524	5036
Ленский	294	3054	3348	-	4986	4986	216	2191	2407	10741
Всего	667	4140	4807	164	9474	10148	291	4162	4453	19559

В результате геолого-промышленной оценки установлено, что 90 % перспективных для извлечения ресурсов свободного и растворенного метана сосредоточено в верхнем структурно-технологическом этаже на глубинах до 100–600 м, что предопределяет первоочередность их разработки. При этом, существует реальная возможность их использования для энергетического обеспечения технологического газодобычного комплекса при проведении добычи метана из угольных пластов. Следует отметить, что подсчитанные суммарные ресурсы свободного и растворенного метана углегазоносных бассейнов региона составляют всего 0,4 % от ресурсов CH₄ угольных пластов. На детально изученных месторождениях Беринговского, Зырянского и Ленского бассейнов ресурсы метана этих категорий составляют в сумме 6–9 %, т.е. при проведении детальных геологоразведочных следует ожидать прирост перспективных ресурсов свободного и растворенного метана в регионе как минимум до 300 млрд м³.

Обобщение и анализ данных метаноресурсных исследований позволяет сделать заключение, что **тектонические, геокриологические и гидрогеологические условия углегазоносных бассейнов Северо-Востока России предопределяют формирование промышленных залежей свободного и растворенного метана и горнотехнические условия их первоочередной разработки** (*четвертое защищаемое научное положение*).

Во втором разделе третьей части диссертационной работы приведены результаты детальной геолого-промышленной оценки перспективных для извлечения ресурсов метана угольных пластов углегазоносных бассейнов региона по схеме: угольный пласт–пластовая группа–блок–участок–шахтное поле–месторождение–

угленосный район–бассейн (площадь). Обобщенные по бассейнам результаты геолого-промышленной оценки приведены в табл.8.

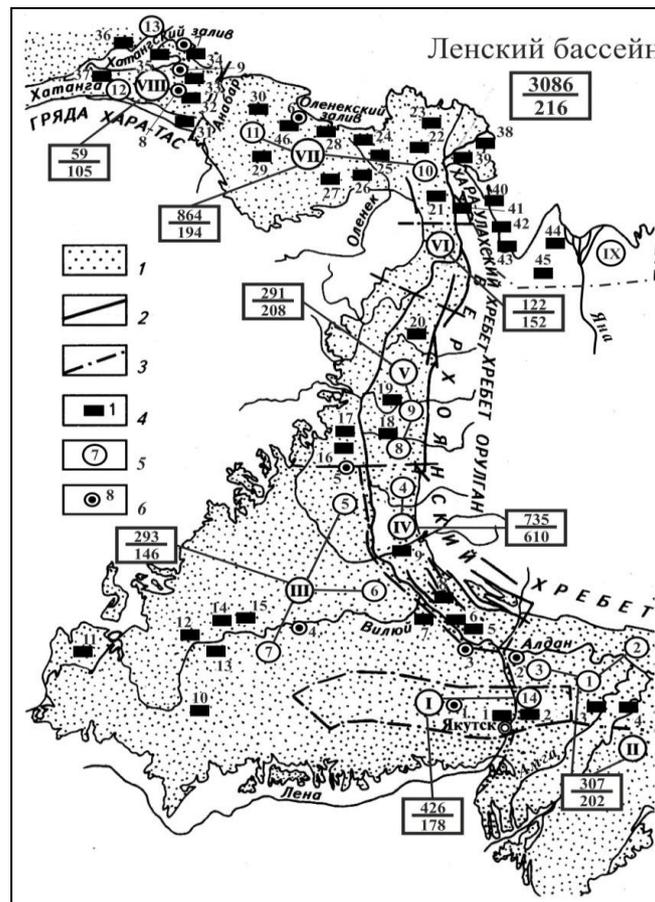


Рис. 5. Схема распределения перспективных для извлечения ресурсов метана в Ленском бассейне: **1** – продуктивные юрско-меловые угленосные отложения, **2** – основные разломы, **3** – границы угленосных районов (римские цифры в кружках): I – Якутско-Кангаласский; II – Нижне-Алданский; III – Вилюйский; IV – Сангарский; V – Жиганский; VI – Булунский; VII – Оленекский; VIII – Анабаро-Хатангский. IX – Лаптевско-Янский бассейн. **4** – основные угольные месторождения: *Ленский бассейн*: 1 – Кангаласское, 2 – Хапчагайское; 3 – Харбалахское (Амгинское), 4 – Джебарики-Хайское, 5 – Белогорское; 6 – Сангарское, 7 – Тас-Тумусское, 8 – Люнкюбейское, 9 – Леписское, 10 – Кемпендйское, 11 – Пятачковое, 12 – Октябрьское, 13 – Нижне-Нюрбинское, 14 – Чапандинское, 15 – Кировское, 16 – Уаттахское, 17 – Жиганское, 18 – Бегиджанское, 19 – Соболахское, 20 – Джарджанское, 21 – Мастахское, 22 – Верхне-Огонер-Юряхское, 23 – Чай-Тумусское, 24 – Тыллахское, 25 – Западно-Улахан-Юряхское, 26 – Турахское, 27 – Таймылырское, 28 – Тыллахское, 29 – Буолкалахское, 30 – Улахан-Юряхское, 31 – Маяк, 32 – Тигянское, 33 – Ильинское, 34 – Юрюнг-Тумусское (Нордвикское), 35 – Костистое, 36 – Сеньковское, 37 – Сындаское, 46 – Чарчыкское. *Лаптевско-Янский бассейн*: 38 – Быковское, 39 – Булункаан, 40 – Хорогор, 41 – Кенгдейское, 42 – Согинское, 43 – Хопто, 44 – Куларское, 45 – Омолойское. **5** – угленосные площади подсчета ресурсов метана (арабские цифры в кружках: 1 – Амгинская, 2 – Хандыгская, 3 – Лено-Алданская, 4 – Дянышская, 5 – Бахынайская, 6 – Линда-Вилюйская, 7 – Верхне-Вилюйская, 8 – Бегиджанская, 9 – Соболахская, Менкеренская, 10 – Чай-Тумусская, 11 – Чарчыкская, 12 – Сындаская, 13 – Хатангская, Бегичевская. **6** – опорные структурные скважины. В квадратах: метаноресурсные показатели: в числителе – перспективные для извлечения ресурсы метана, млрд м³, в знаменателе – плотность ресурсов, млн м³/км²

В процессе исследований установлено, что максимальными перспективными ресурсами метана угольных пластов и перспективами широкомасштабной добычи УМ характеризуются **Ленский** (рис. 5), **Южно-Якутский** (рис. 6) и **Зырянский** бассейны, углегазоносные районы которых, по ресурсам метана, согласно (Малышев, Трубецкой, Айруни, 2000), относятся к крупным газовым месторождениям. Промышленные (извлекаемые) ресурсы УМ бассейнов суммарно составляют более 3 трлн м³ (табл. 9) и позволяют организацию широкомасштабной газодобычи в максимальных объемах до 125–150 млрд м³/год, исходя из 25 и 20 лет эксплуатации соответственно. Анюйский бассейн и Амгинская площадь с прогнозными ресурсами метана 108 и 200 млрд м³ характеризуются слабой геологической изученности и бесперспективны для организации широкомасштабной добычи УМ в настоящее время из-за отсутствия промышленного потребителя, однако могут быть рекомендованы для организации углеметанового промысла в целях обеспечения теплоэнергообеспечения и местного газоснабжения территориально изолированных поселков Анюйск, Черский, Илirianей, Тюмул, Кюпцы, Эльдикан, Усть-Мая, Эжанцы и др.

Таблица 8

Перспективные для извлечения ресурсы метана углегазоносных бассейнов и площадей Северо-Востока России (млрд м³)

Бассейн, площадь регион	Ресурсы метана в угольных пластах в сорбированном состоянии				Ресурсы свободного и растворенного метана			Всего	Плотность ресурсов млн м ³ /км ²
	P ₁	P ₂	P ₃	∑	P ₂	P ₃	∑		
Беринговский	5,2	5,4	26,7	37,3	0,4	1,7	2,1	39,4	202
Анадырский	-	-	47,4	47,4	-	0,02	0,02	47,4	94
Пенжинский	-	-	31,6	31,6	-	-	-	31,6	78
Анюйский	-	-	108,0	108,0	-	-	-	108,0	110
Омолонский	-	-	42,1	42,1	-	-	-	42,1	78
Чаун-Чукотская	-	-	11,5	11,5	-	-	-	11,5	79
Челомджинская	-	-	1,5	1,5	-	-	-	1,5	34
Аркагалинский	1,9	1,1	11,9	14,9	-	0,2	0,2	15,1	100
Омсукчанский	0,3	0,4	5,5	6,2	-	-	-	6,2	62
Хасынская	-	-	3,2	3,2	-	-	-	3,2	54
Тайгоносная	-	-	5,1	5,1	-	-	-	5,1	51
Пареньский	-	-	6,8	6,8	-	-	-	6,8	34
Западно-Камчатский	-	4,1	73,7	77,8	-	-	-	77,8	110
Олюторский	-	0,6	18,7	19,3	-	-	-	19,3	92
Зырянский	3,5	9,8	285,4	298,7	0,3	1,1	1,4	300,1	554
Южно-Якутский	16,8	68,8	614,0	699,6	0,2	4,8	5,0	704,6	243

Амгинская	-	-	200,0	200,0	-	-	-	200,0	90
Ленский	3,4	24,2	3048,6	3075,6	0,5	10,4	10,7	3086,3	216
Северо-Восток	31	115	4542	4686	1,2	18,2	19,6	4706	34–554

Перспективные ресурсы метана угольных пластов Западно-Камчатского, Анадырского и Пенжинского угленефтегазоносных бассейнов характеризуются средними показателями метаноресурсного потенциала (32–78 млрд м³) и рекомендуются для совместной газодобычи с разработкой газовых, газоконденсатных, газонефтяных месторождений, а также местного газоснабжения территориально изолированных пос. Аянка, Слаутное, Оклан, Таловка и др.

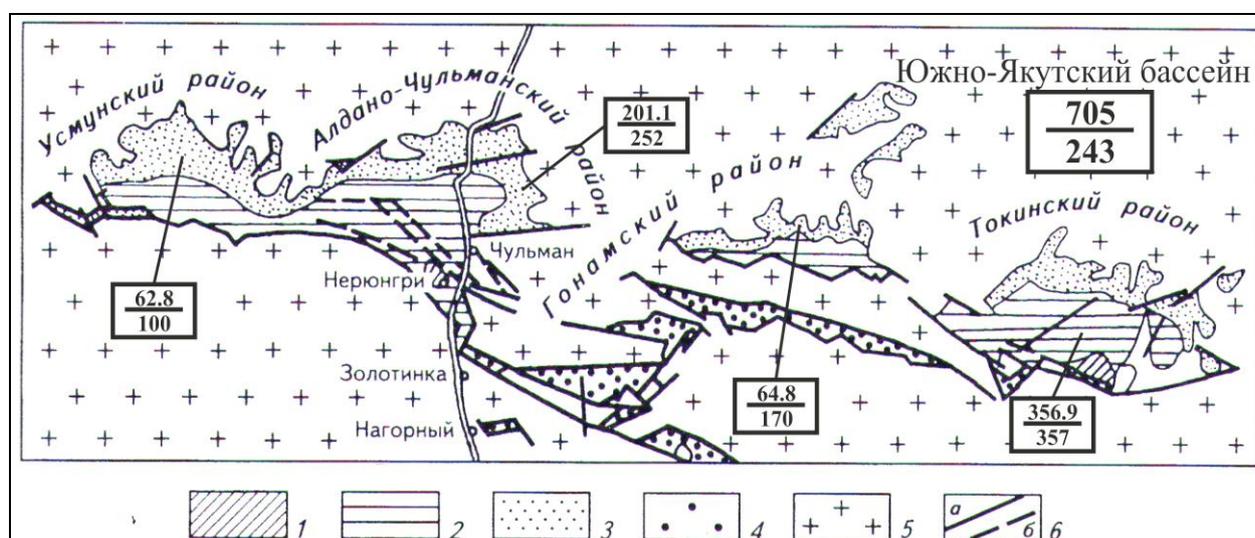


Рис. 6. Схема распределения перспективных для извлечения и промышленного использования ресурсов метана Южно-Якутского бассейна: 1 – нижнемеловые отложения, 2 – средне-верхнеюрские отложения, 3 – нижнеюрские отложения, 4 – юрские отложения нерасчлененные, 5 – архейский фундамент, 6 – основные разломы: установленные (а), предполагаемые (б). В кружках: метаноресурсные показатели: в числителе перспективные для извлечения ресурсы метана, млрд м³, в знаменателе плотность распределения, млн м³/км²

Чаун-Чукотская углегазоносная площадь, Аркагалинский, Олюторский, Беринговский и Омолонский бассейны также характеризуются средними метаноресурсными показателями (12–42 млрд м³), позволяющими полностью закрыть проблемы местного газоснабжения и теплоэнергообеспечения территориально изолированных поселков Кукувеемского, Олюторского, Беринговского и Омолонского административных районов Чукотского и Корякского автономных округов. Объемы перспективных ресурсов УМ остальных исследованных углегазоносных бассейнов,

составляющие 1,5–6,8 млрд м³, позволяют решать проблемы газоснабжения поселков, расположенных в пределах их территорий.

В процессе метаноресурсных исследований установлено, что в верхних структурно-технологических этажах углегазоносных бассейнов Северо-Востока России (до глубины 600 м) сосредоточено 1360 млрд м³ метана, в средних (600–900 м) – 1660 и нижних (900–1500 м) – 1686 млрд м³, т.е. в наиболее благоприятных технологических условиях газодобычи (до глубины 900 м) содержится 3020 млрд м³ УМ или 64 % метаноресурсного потенциала региона. По распределению плотности ресурсов (см. табл. 8) в регионе выделяются 5 групп бассейнов: к первой (более 500 млн м³/км²) – относится **Зырянский** бассейн с аномальной плотностью распределения ресурсов метана, ко второй – высокой (200–500) – **Южно-Якутский** (см. рис.6), **Ленский** (см. рис. 5) и **Беринговский**, к третьей – повышенной (100–200) – Западно-Камчатский, Аннойский и Аркагалинский, к четвертой – средней (50–100) – Пенжинский, Анадырский, Омсукчанский и Омолонский; к пятой – низкой плотности (менее 50 млн м³/км²) – Пареньский, Челомджинский бассейны. В этом же порядке следует рассматривать перспективность их промышленного освоения с позиций распределения плотностных показателей метаноресурсного потенциала углегазоносных бассейнов региона.

Метаноресурсными исследованиями установлено, что основной объем перспективных ресурсов метана (79 %) связан с формированием регионально-метаморфизованных углей марочного состава Д–ГЖ., с термально-метаморфизованными (Ж-К) – 19 % и контактно-термально-метаморфизованными (Т-А) – 2 %. При этом, в неогеновых угольных пластах региона сосредоточено 19 млрд м³ перспективного для извлечения метана (0,4 % общих ресурсов) палеоген-неогеновых – 50 (1,1), палеогеновых – 59 (1,2), верхнемеловых – 107 млрд м³ (2,3), нижнемеловых – 2246 (49), верхнеюрских – 2102 (45) и среднеюрских – 125 млрд м³ (2,6 %), то есть формирование метаноресурсного потенциала углегазоносных бассейнов практически полностью (94 % общих ресурсов) связано с верхнеюрско-нижнемеловыми угленосными отложениями.

Промышленные ресурсы метана, представляющие практический интерес в настоящее время I категории составляют 271 млрд м³ (табл. 9). Исходя из проектного срока эксплуатации газодобычных участков в 20–25 лет, в регионе в настоящее время существует реальная возможность организация газодобычи в объемах 10–12 млрд м³ газа в год, а при введении в разработку ресурсов II категории – до 50 млрд м³/год,

полностью закрывающей потребности местного газоснабжения региона. Введение в энергетический баланс региона этого объема метана адекватно строительству и вводу в эксплуатацию на Северо-Востоке России угледобывчных комплексов мощностью 75 млн. тонн каменного угля в год.

В качестве критериев горно-геологической и горнотехнической оценки перспективности разработки угольного метана в регионе принимаются показатели, приведенные в табл. 6.

В процессе исследований установлено, что по показателям метаноносности угольных пластов все исследованные углегазоносные бассейны региона относятся по горно-геологическим условиям к перспективным для извлечения метана. Максимальной перспективностью извлечения метана характеризуются участки, где показатели метаноносности угольных пластов на глубинах 300–600 м превышают значения 15 м³/т.с.б.м (высокоперспективные объекты), 10–15 (перспективные) и менее 10 м³/т.с.б.м (относительно перспективные). Максимальными показателями метаноносности на этих глубинах характеризуются: **Беринговский** и **Зырянский** бассейны – 15–25 м³/т.с.б.м, минимальными – Анадырский, Пенжинский, Олюторский (6–12) и Якутско-Кангаласский угленосный район Ленского бассейна (5–7 м³/т.с.б.м). Промежуточное положение занимают: **Южно-Якутский** (10–16), Омсукчанский (9–15) и Аркагалинский (9–14) бассейны. В Ленском бассейне аналогичными показателями характеризуются Нижне-Алданский, Анабаро-Хатангский (9–14), **Сангарский** (10–18), **Оленекский** (10–15) угленосные районы. Выделенные бассейны по горнотехническим условиям разработки УМ относятся к наиболее перспективным и первоочередным объектам разработки УМ.

Таблица 9

Геологические и промышленные ресурсы метана
углегазоносных бассейнов Северо-Востока России (млрд м³)

Бассейн	Ресурсы сорбированного и свободного и растворенного метана по категориям изученности				Промышленные ресурсы метана по категориям перспективности промышленного освоения					Проектная мощность добычи метана (млн м ³ /год)
	P ₁	P ₂	P ₃	∑	I*	II	III	IV	∑	
Беринговский	5,2	5,5	28,6	39,3	14,3	7,7	2,3	4,9	29,1	1457**
Пенжинский	-	-	21,54	31,5	-	-	7,4	15,9	23,3	797
Анадырский	-	0,02	47,34	47,4	-	-	-	35,0	35,0	1757
Чаун-Чукотский	-	-	11,5	11,5	-	-	-	8,5	8,5	457

Ануйский	-	-	108,0	108,0	-	-	-	54,0	54,0	2701
Омолонский	-	-	42,0	42,0	-	-	-	21,0	21,0	1050
Челомджинский	-	-	1,5	1,5	-	-	-	0,8	0,8	38
Аркагалинский	1,9	1,1	12,1	15,1	2,1	0,8	2,5	5,8	11,1	560
Омсукчанский	0,3	0,5	5,5	6,3	0,6	0,2	3,8	-	4,6	230
Хасынский	-	-	3,2	3,2	-	-	-	2,4	2,4	120
Тайгоносский	-	-	5,1	5	-	-	-	3,8	3,8	190
Пареньский	-	-	6,8	7	-	-	-	3,4	3,4	170
Олюторский	-	0,5	18,7	19	-	0,4	-	13,0	13	675
Западно-Камчатский		4,1	73,7	78	-	20,3	32,4	-	53	2725
Амгинский	-	-	200,0	200	-	-	-	100,0	100	5000
Зырянский	3,5	10,0	286,6	300	20,2	81,1	81,8	39,1	222	11105
Южно-Якутский	16,8	68,8	619,0	705	59,6	222,8	139,0	-	521	26068
Ленский	1,8	15,2	3070,9	3088	174,5	515,1	907,2	798,1	2395	111023
Всего	30	106	4562	4708	271	849	1176	1106	3501	166123

* – I – высокоперспективные ресурсы, представляющие промышленный интерес в настоящее время, II – перспективные ресурсы, имеющие практическую промышленную значимость для организации углеметанового промысла в ближайшей перспективе, III – перспективные ресурсы для промышленного освоения в обозримом будущем, IV – перспективные ресурсы с отдалённой перспективой газодобычи. ** – максимально возможная годовая газодобыча на период эксплуатации 20 лет

Мощность угольных пластов, перспективных для извлечения метана, применительно к горно-геологическим условиям региона, должна быть не менее 0,9–1,0 м. В процентном отношении в регионе преобладают угольные пласты средней мощности (1,2–3,5 м) – 34 %, тонкие и мощные (0,9–1,2 и 3,5–15,0 м) – 30 и 31 % соответственно и сверхмощные (более 15,0 м) – 5 %. Установлено, что в тонких угольных пластах региона мощностью до 1,2 м содержится 1220 млрд м³, в пластах средней мощности (1,21–3,5 м) – 1980, в мощных пластах (3,51–79 м) – 1506 млрд м³ метана. Таким образом, максимальной перспективностью по горногеологическим условиям и масштабам ресурсов УМ в регионе характеризуются угольные пласты средней мощности и мощные. Максимальными мощностями угольных пластов более 30 м характеризуются Южно-Якутский, Омсукчанский и Аркагалинский бассейны.

Сложность структуры угольных пластов с одной стороны затрудняет горнотехнические условия разработки метана угольных пластов, с другой стимулирует формирование коллекторов свободного газа и проявление свободных метанопроявлений. Данный подход основан на том, что интенсивность внутрипластовых скольжений и несущая способность пласта зависят от сложности его

строения, формирование коллекторов свободного газа (метана), также связано с данным показателем. Сложность строения угольного пласта определяется количеством слагающих его угольных пачек. Угольные пласты месторождений региона имеют как простое, так и сложное строение: от 1 до 48 пачек угля (табл. 10). Анализ 374 шахтопластов региона (табл. 10), выполненный автором (Гресов, 2012), показал, что угольные пласты, на которых не отмечались суфляры и выбросы газа (отсутствовали залежи и скопления свободных газов), имели однопачечное строение, значительно реже – двухпачечное и совсем редко – трёхпачечное. Большинство угольных пластов и пластовых групп, на которых установлены значительные скопления свободного газа, характеризовались сложным строением.

Таблица 10

Распределение скоплений свободного газа и сложность строения перспективных для извлечения метана угольных пластов Северо-Востока России

Количество угольных пачек в пласте	Количество анализируемых угольных пластов			Количество угольных пачек в пласте	Количество анализируемых угольных пластов		
	всего	с установленными залежами свободного газа	%		о	с установленными залежами свободного газа	%
1	85	4	4,7	7	11	3	27,3
2	44	4	9,1	8	10	3	30
3	84	10	11,9	9	8	2	25
4	50	10	20	10	6	2	33,3
5	54	16	29,6	11	4	2	50
6	16	4	25	более 12	2	1	50

Геодинамические условия. Особенности геодинамики геологических угленосных структур являются главным региональным фактором не только развития эндогенной и экзогенной трещиноватости и газопроницаемости угольных пластов, но и обуславливают возможности применения горно-технологических способов повышения проницаемости пластов и интенсификации их газоотдачи. В условиях геодинамического сжатия уменьшаются глубины возможной добычи УМ, поскольку суммарный эффект воздействия и геодинамики, и глубины (геостатики) способствуют закрытию трещин. На напряжённых участках гидроразупрочнение угольного массива трудноосуществимо, а способы кавитации наиболее эффективны в условиях умеренного стресса углей. В процессе анализа и типизации горно-геологических условий для угленосных массивов Северо-Востока России установлено, что для

большинства бассейнов региона характерно состояние растяжения, реже слабого сжатия; для месторождений Омсукчанского, Хасынского, Чаун-Чукотского и др. – как сжатия, так и растяжения, т. е. месторождения первого типа по геодинамическим условиям более перспективны для организации углеметанового промысла, чем – вторых.

Тектоника и магматизм играют важную роль не только в формировании ресурсов УМ, но и обуславливает технологию извлечения метана из угольных пластов и свободных залежей газа. Естественно, что сложнодислоцированные бассейны и месторождения представляют собой объекты, извлечение угольного сорбированного и свободного метана на которых технологически более трудоёмкое (экономически затратное). Тектоническое строение бассейна имеет важнейшее значение при оценке перспективности извлечения сорбированного и свободного метана. В углегазоносных бассейнах и месторождениях региона наблюдаются все типы пликтивных и дизъюнктивных дислокаций: антиклинали, синклинали, надвиги, взбросы, сбросы со всеми переходными разностями – сбрососдвиги, шарнирные сбросы, сбросонадвиги; флексурные складки и др. Диапазон амплитуд тектонических нарушений от нескольких сантиметров до 1,5–2 км. В структурном отношении бассейны и месторождения имеют блоковое строение. Размеры тектонических блоков варьируют в широких пределах от десятков–сотен квадратных метров до 20–70 тыс. м².

Отличительной особенностью геологического строения Омсукчанского, Хасынского, Чаун-Чукотского и др. бассейнов является широкое развитие согласных и слабо секущих пластовых интрузий магматических пород, сопровождающихся зонами трещиноватости значительной мощности, которые могут представлять определённые технологические трудности при извлечения метана с одной стороны, с другой – очень часто интрузиями ассимилируется угольный пласт на всю его мощность, что приводит к полной неперспективности газодобычных работ. Однако следует отметить, что внедрение интрузивных образований привнесло значительного количества метана; развитию интенсивной трещиноватости угленосного массива и образованию коллекторов для свободного газа.

В целом, с позиций горно-геологической сложности объектов исследований и тектонических условий, месторождения Южно-Якутского, Зырянского, Ленского бассейнов имеют определённые преимущества организации углеметанового промысла по отношению к остальным сложнодислоцированным бассейнам.

Газопроницаемость угольных пластов – важнейший горнотехнический показатель пластов, определяющий перспективы газодобычи метана. В газонепроницаемых и плохо проницаемых массивах в условиях отсутствия возможности техногенного её повышения и активизации газоотдачи угольных пластов перспективы газодобычи отсутствуют. Газопроницаемость угольных пластов перспективных для газодобычи обычно превышает 5 мД, а в наиболее благоприятных зонах первоочередной газодобычи составляет 15–20 мД и более. Наличие в угольных пластах высокого содержания теллинита значительно повышает их газопроницаемость и газотдачу, т.е. благоприятно влияет на перспективность извлечения УМ. По показателям газопроницаемости угольных пластов, исследованные объекты, перспективные для извлечения метана подразделяются на площади с относительно низкими показателями газопроницаемости угольных пластов ($K_{пр}$ от 0,1 до 5 мД). Извлечение метана из угольных пластов на этих объектах сопряжено с применением высокоэффективных технологий разупрочнения угольного массива. К таким объектам относятся ряд участков Омсукчанского бассейна, Хасынской, Чаун-Чукотской, Тайгоносской и др. площадей с показателями газопроницаемости угольных пластов 1–3,5 мД. Участки со средними показателями газопроницаемости угольных пластов 5–10 мД, установлены практически во всех углегазоносных бассейнах и составляют 65 % площади их распространения. Повышенные показатели газопроницаемости угольных пластов (10–15 мД) установлены на 12 % площади распространения пластов исследованных углегазоносных бассейнов, с высокими показателями газопроницаемости угольных пластов (более 15 мД) – на 9 %.

Таким образом, доминирующее количество рабочих угольных пластов региона (86 %) характеризуются по газопроницаемости перспективными показателями для извлечения УМ.

Экономическая целесообразность добычи метана из угольных пластов на площадях перспективных газодобычных участков определяется превышением доходов от продажи добытого метана над расходами по его извлечению и доставке потребителям (рентабельностью углеметанового промысла), определяемыми в процессе опытно-промышленных работ. Затраты на разведку, добычу, подготовку и транспортировку газа потребителям относятся на себестоимость добываемого метана; которая по предварительным расчётам в бассейнах не должна превышать 200 USD за 1000 м³, при этом затраты на проведение гидроразрыва угольных пластов и кавитацию в забое скважин будут достигать половины стоимости работ. Снижение

себестоимости добычи УМ возможно в настоящее время только за счёт повышения скважинных дебитов газа, а это возможно лишь с применением технологий интенсифицированной извлечения метана, основная цель которых повышение рентабельности углеметанового промысла. Рентабельность добычи метана в бассейне целиком и полностью зависит от технологии газодобычи; самоокупаемость углеметанового промысла возможна при получении дебитов газа из скважин в объёмах 30–40 тыс. м³/сутки (10–15 млн м³/г), в двухскважинном варианте – 20–30 млн м³/г. Исходя из данных табл. 9, все исследованные углегазоносные бассейны и площади Северо-Востока России – перспективны для организации рентабельного углеметанового промысла.

Близость участков углеметанового перспективного промысла в углегазоносных бассейнов и площадей региона к местным потребителям (поселкам) не более 10–20 км позволяет избежать затрат на компрессию газа и на строительство магистральных газотрубопроводов высокого давления и делает угольный метан наиболее перспективным из альтернативных энергоносителей Северо-Востока России.

Таким образом, установлено, что **организация углеметанового промысла позволяет осуществить принципиально новый подход к решению проблемы местного газоснабжения Северо-Востока России** (*пятое защищаемое научное положение*).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Установленные взаимосвязи геоструктурного положения, геолого-тектонического строения, формационного состава отложений и газоносности углегазоносных бассейнов региона, позволили сгруппировать их типовые геоструктурные характеристики и составить структурно-тектоническую классификацию углегазоносных бассейнов Северо-Востока России, позволяющую проведение научно-обоснованного прогноза количества углегазоносных комплексов и их формационный состав, характер пликативной и дизъюнктивной нарушенности, угленасыщенность и степень метаморфизма угля, а наличие нефтегазоносных отложений, мощность мерзлоты и зоны газового выветривания, интенсивность свободных газопроявлений и метаноносность угольных пластов, масштабы и плотность ресурсов метана.

3. Выделенные по типу материнских палеоструктур тектоно-генетические классы углегазоносных структур, подразделенные на семь основных типов

структурных элементов различной газоносности: внутриплатформенные наложенные и наложенных вулcano-тектонические впадины, характеризующиеся относительно низкой газоносностью; приразломных наложенных впадин жестких блоков и орогенных наложенных прогибов – средней газоносностью и наложенно-унаследованных внутрискладчатых прогибов, наложенно-унаследованных рифтогенных прогибов; передовых прогибов и шовных зон – высокой газоносностью. Последние из них характеризуются формированием основного метаноресурсного потенциала углегазоносных бассейнов региона.

4. Установленная сопряженность формирования углегазоносных и угленефтегазоносных бассейнов и их углеводородного потенциала связана с цикличностью угольных и нефтегазоносных формаций. Угленефтегазоносные и углегазоносные бассейны региона с четырёхчленным (полным циклом) строением осадочных формаций характеризуются высокими показателями метаноносности угольных пластов и метаноресурсного потенциала, углегазоносные с трёхчленным (с незавершённым циклом формирования) – средними, двухчленного строения (неполный цикл) – низкими.

5. Экранирующее влияние мерзлоты в целом определяется газопроницаемостью верхней и нижней криолого-газовых подзон, при этом основная толща многолетнемёрзлых пород (средняя газокриологическая подзона является газомещающей. Углегазоносные формации являются одним из основных природных источников выбросов метана в атмосферу региона, составляющие в среднем 4 млн. т/год.

6. Установленная в процессе исследований углегазоносных месторождениях региона блоковая газокриологическая зональность обусловлена пульсационными геогазодинамическими процессами и неотектоническими подвижками в зонах тектонических разрывов и нижней границы мерзлоты;

7. Тектонические, геокриологические, гидрогеологические коллектора и высокая метанонасыщенность угленосных толщ предопределяет формирование в зонах нижней границы мерзлоты промышленных залежей свободного и растворенного метана. В углегазоносных бассейнах региона существуют реальные природные термобарические предпосылки формирования залежей гидратов, скопления и косвенные признаки которых установлены в Ленском, Зырянском, Буреинском и др. бассейнах

8. Мощность мерзлоты и характер ее прерывистости существенно влияют на мощность газового выветривания, газоносность и метаноноресурсный потенциал углегазоносных бассейнов региона.

9. В углегазоносных формациях изотопными и газогеохимическими исследованиями установлено два основных типа метана: сингенетичного угленосным толщам и миграционного, поступающего из подстилающих газоносных и нефтегазоносных отложений по зонам разломам и крупным тектоническим нарушениям. Долевое участие миграционного метана составляет 30–50 % метаноресурсного потенциала углегазоносных бассейнов Северо-Востока России.

10. Разработанная геохимическая классификация и методика классифицирования УВГ углегазоносных и углефтегазоносных бассейнов, позволяет оценить генезис газов, выделять и оконтуривать площади распространения различных по происхождению УВГ.

11. Основными геологическими факторами, влияющими на формирование метаноносности угольных пластов углегазоносных бассейнов являются: региональный метаморфизм, тектонические и геокриологические условия; нефтегазоносность, глубина залегания, вещественный и петрографический состав углей, характер литологического состава перекрывающих углегазоносную толщу отложений.

12. В угольных бассейнах установлена закономерность возрастания метаноносности угольных пластов с увеличением глубины их залегания, позволяющая осуществлять прогноз ресурсов метана на участках, где определение метаноносности не проводилось.

13. В результате геолого-промышленной оценки ресурсов метана и горно-геологических условий разработки угольного метана установлено, что все исследованные углегазоносные бассейны являются перспективными для организации углеметанового промысла в целях не только широкомасштабной газодобычи, но и местного газоснабжения территориально изолированных поселков региона, зависящих от завоза топливных ресурсов.

14. Организация углеметанового промысла позволяет осуществить принципиально новый подход к решению проблемы местного газоснабжения Северо-Востока России. Установленные промышленные ресурсы угольного метана, представляющие практический интерес в настоящее время, позволяют организацию углеметанового промысла на Северо-Востоке России в объемах 10–12 млрд м³.

Основные публикации автора по теме диссертации

Монографии и главы в монографиях

1. Угольная база России. Т. V, кн. 1: монография / под ред. В.Ф.Череповского, М.: Геоинформмарк, 1997. Подолян В.И., Гресов А.И. / С. 26–29, 86, 88–90, 97–98, 114, 115, 130, 134, 152, 154, 173, 193, 218, 278–279, 319, 353, 360.
2. Угольная база России. Т. V, кн. 2: монография / под ред. В.Ф.Череповского, М.: Геоинформмарк, 1999. Подолян В.И., Гресов А.И. / С. 32, 68–69, 91–92, 122–123, 199–200, 261–262, 264, 266–268, 349–351, 417, 448, 463, 495, 528.
3. Геолого-промышленная оценка возможности добычи метана в Угловском угольном бассейне: монография / Гресов А.И., Курьянов А.В. Владивосток: Дальгеоинформ, 2002. 198 с.
4. Перспективы освоения угольных месторождений Дальнего Востока. Горно-экологические условия: монография / под ред. И.В. Садардинова. Владивосток: ДВГУ, 2004. Седых А.К., Гресов А.И./ С. 38, 55, 79, 101, 128, 132–133, 161, 179, 198–199, 217–218, 238, 263.
5. Обжиров А.И., Гресов А.И., Шакиров Р.Б. и др. Метанопроявления и перспективы нефтегазоносности Приморского края: монография / Обжиров А.И., Гресов А.И., Шакиров Р.Б. и др. Владивосток: Дальнаука. 2007.- 167 с.
6. Перспективы добычи метана угольных месторождений Приморья: монография / Обжиров А.И., Гресов А.И., Коровицкая Е.В. и др. Владивосток: ДВГТУ, 2008.- 107 с.
7. Метаноресурсная база угольных бассейнов Дальнего Востока и перспективы её промышленного освоения. Т. I. Углеметановые бассейны Приморья, Сахалина и Хабаровского края: монография / Гресов А.И., Обжиров А.И., Шакиров Р.Б. Владивосток: Дальнаука. 2009.- 247 с.
8. Буреинский осадочный бассейн: геолого-географическая характеристика, геодинамика, топливно-энергетические ресурсы: монография / отв. ред. Г.Л. Кириллова. Владивосток: Дальнаука, 2012. 360 с. (Серия «Осадочные бассейны Востока России» / гл. ред. А.И. Ханчук; т. 4) / Гресов А.И. С. 260–276, 337–340.
9. Метаноресурсная база угольных бассейнов Дальнего Востока и перспективы её промышленного освоения. Т. II. Углеметановые бассейны Республики Саха Якутия и Северо-Востока России: монография / Гресов А.И. Владивосток: Дальнаука. 2012.- 468 с.

Публикации в рецензируемых журналах перечня ВАК

10. Фандюшкин Г.А., Гресов А.И. Тектоно-генетическая классификация угольных бассейнов Северо-Востока России // Тихоокеан. геология, № 6, 2006. С. 42–48.
11. Обжиров А.И., Пестрикова Н.Л., Гресов А.И. и др. Районы газогидратопроявления в пределах Охотского моря // Вестник ДВО РАН. № 1, 2007. С. 42–51.

12. Гресов А.И., Обжиров А.И., Шакиров Р.Б. Ресурсы и перспективы извлечения метана угольных бассейнов юга Дальнего Востока // Вестник ДВО РАН, № 4, 2008. С. 24–31.
13. Гресов А.И., Яцук А.В., Обжиров А.И. Термический режим и эмиссия окиси углерода полигона ТБО Владивостокский // Вестник ДВО РАН, № 6, 2009. С. 48–54.
14. Гресов А.И., Обжиров А.И., Коровицкая Е.В. Метаноносность и перспективы освоения ресурсов метана угольных пластов бассейнов Дальнего Востока // Тихоокеанская геология, № 2, 2009. С. 106–119.
15. Гресов А.И., Обжиров А.И., Яцук А.В. К вопросу водородоносности угольных бассейнов Дальнего Востока // Вестник КРАУНЦ. Науки о Земле, № 1, 2010. С. 231–244.
16. Гресов А.И. Геохимическая классификация углеводородных газов угольных бассейнов Востока России // Тихоокеанская геология, № 2. 2011. С. 85–101.
17. Гресов А.И., Яцук А.В., Развозжаева Е.П., Кириллова Г.Л. Влияние геологических факторов на распределение природных газов Бирофельдского грабена Среднеамурского бассейна // Вестник ДВО РАН, № 3, 2011. С. 65–72.
18. Буров Б.А., Гресов А.И. Влияние залежей углей на процессы деградации многолетнемерзлых пород в шельфовой зоне Арктических морей и выделения метана в водный слой // Доклады Академии Наук, том 440, № 2, 2011. С. 242–245.
19. Гресов А.И., Яцук А.В., Обжиров А.И. и др. Газогеохимическая оценка перспектив нефтегазоносности Бирофельдского грабена Среднеамурского осадочного бассейна // Тихоокеанская геология, № 2, 2012. С. 106–117.
20. Обжиров А.И., Шакиров Р.Б., Гресов А.И. и др. Распределение метана в воде и донных осадках на восточно-сахалинском побережье, шельфе и склоне Охотского моря // Вестник ДВО РАН, № 6, 2012. С. 32–41.
21. Обжиров А.И., Гресов А.И., Мальцева Е.В. и др. Углеводородный потенциал Приморья // Горный журнал, № 4, 2013. С. 9–13.
22. Гресов А.И., Коровицкая Е.В., Обжиров А.И., А.В. Яцук. Закономерности распределения и генезис углеводородных газов Беринговского углегазоносного бассейна // Разведка и охрана недр, № 5, 2013. С. 13–19.
23. Гресов А.И., Яцук А.В. Газовая зональность и газоносность многолетнемерзлых отложений угленосных бассейнов Восточной Арктики и прилегающих регионов // Геоэкология, № 5, 2013. С. 387–398.
24. Акуличев В.А., Обжиров А.И., Гресов А.И. и др. Условия формирования газогидратов в Охотском море // Доклады Академии Наук, том 454, № 1, 2014. С. 340–342..
25. Гресов А.И., Обжиров А.И., Яцук А.В. Геоструктурные закономерности распределения мерзлоты в углегазоносных бассейнах Северо-Востока России // Криосфера Земли, №1, 2014. С.5–13.

Публикации в сборниках и научных журналах

26. Гресов А.И., Брагин Б.В. Геолого-газовая классификация угольных месторождений Дальнего Востока // Труды ДВПИ, Владивосток: Изд. ДВПИ, 1987. С. 136–138.

27. Подолян В.И., Гресов А.И. Ресурсная база метана угольных бассейнов и месторождений Приморского края: перспективы извлечения и использования // Труды ДВГТУ. Владивосток: ДВГТУ, 2004. С. 59–67.

28. Гресов А.И., Обжиров А.И. Метан угольных бассейнов и месторождений Дальнего Востока. Геология угольных месторождений // Межвуз. научн. темат. сборник, вып. 16. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2006, С. 187–199.

29. Гресов А.И., Обжиров А.И., Шакиров Р.Б. Зональность углегазонефтеобразования в угольных бассейнах Дальневосточного региона // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезисы. М.: ГЕОС, 2008. С. 125–128.

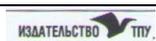
Патенты

30. Система дегазации горных пород. Буров Б.А., Гресов А.И., Обжиров А.И., Шакиров Р.Б. Патент на полезную модель № 98478. Федеральная служба по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам РФ. 2010.

Подписано к печати 19.09.2014. Формат 60*84/16. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 2,44. Уч.-изд. л. 2,20.
Заказ . Тираж 120 экз.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Издательства Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту BS EN ISO 9001:2008



634050, г. Томск, просп. Ленина, 30
Тел/факс 8(3822)56-35-35, www.tpu.ru