

АРКТИЧЕСКИЕ И ПРИАРКТИЧЕСКИЕ РЕГИОНЫ: СПЕЦИФИКА ПРОЦЕССОВ НЕФТЕГАЗОАКОПЛЕНИЯ

Б.М.Валяев

Институт проблем нефти газа РАН, e-mail: valyb@mail.ru

Межконтинентальная мегавпадина, включающая Северный Ледовитый океан вместе с примыкающими к нему арктическими регионами Северной Америки и Евразии, более полувека назад была выделена У. Праттом (Pratt, 1942 г.) в качестве третьего полюса нефтегазоаккумуляции Земли. Вскоре крупные скопления нефти были открыты в дельте р. Маккензи (Канада), а затем и на севере Аляски с гигантским нефтегазовым скоплением Прадхо-Бей. Супергигантские скопления газа, открытые и разрабатываемые на севере Западной Сибири, включены в реестр выдающихся открытий прошлого века. На очереди – освоение гигантских газовых и газоконденсатных месторождений, открытых не только на суше (Ямал), но и в акваториях Баренцева (Штокмановское месторождение) и Карского морей. «Величие, богатство и мощь России будут прирастать арктическим шельфом» – так перефразировал слова М.В. Ломоносова в своем интервью А.Н. Дмитриевский (2008). По последним оценкам, газовый потенциал только шельфа Карского моря с прилегающими на суше полуостровами Ямал и Гыданским составляет 70 трлн м³ (Самсонов, Скоробогатов, 2007). Потенциальные запасы нефти и газа в арктической части Североамериканского континента оцениваются соответственно в 20 млрд т и 30 трлн м³ (Забанбарк, 2009).

Специфической особенностью арктических регионов является мощный, до 800 м и более, приповерхностный комплекс многолетнемерзлых пород (ММП). Этот комплекс вносил осложнения при интерпретации геофизических данных (выделение ложных структур), задержав и затруднив в связи с этим открытие крупнейших нефтегазовых месторождений на Аляске. Комплекс ММП является фактором, осложняющим разработку нефтегазовых месторождений, транспортировку углеводородного сырья, строительные работы в арктических регионах. Однако этот же комплекс является и важнейшей дополнительной специфической региональной покрывкой, удерживающей от рассеивания в атмосферу углеводороды и способствующей формированию залежей и их консервации. Более того, комплекс ММП обеспечил создание условий для формирования в приарктических регионах зоны стабильности газогидратов и, тем самым, специфического приповерхностного интервала нефтегазоаккумуляции в форме газогидратов. Ресурсы метана в газогидратах

приполярных регионов, по оценкам К. Квенволдена (Kvenvolden, 1993) и Ю.Ф. Макагона (2003), составляют от 100 до 400 трлн м³. Эти величины сопоставимы с глобальными запасами газа, открытыми в месторождениях традиционного типа. По аналогии с севером Аляски и Канады, для севера Западной Сибири можно ожидать пространственную ассоциацию гигантских скоплений газогидратов с гигантскими газовыми и газоконденсатными месторождениями. В таком варианте условия возможной будущей разработки газогидратных скоплений существенно упрощаются и удешевляются. Ниже дан краткий обзор новых данных по специфическим особенностям условий нефтегазонакопления и нефтегазоносности арктических и приарктических регионов в приповерхностном интервале их осадочного разреза.

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ОБСТАНОВКИ ГАЗОГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В АРКТИЧЕСКИХ РЕГИОНАХ

Среди природных углеводородных газов метан является преобладающим в формировании как традиционных газовых месторождений, так и промышленно значимых скоплений газогидратов. Зона устойчивости газогидратов по термодинамическим условиям обособляется обычно в качестве зоны стабильности газогидратов (ЗСГ). Параметры этой зоны (мощность разреза пород и глубины залегания) в арктических регионах во многом определяются суровостью климатических условий и связанной с этим мощностью приповерхностного интервала ММП. Охлаждение разреза отложений в сочетании с оптимальными значениями поровых давлений приводит к созданию под подошвой ММП интервала разреза, обеспечивающего возможность стабильного существования газогидратов, т.е. ЗСГ (рис. 1). ЗСГ своей верхней частью заходит в интервал ММП. В сущности, между мощностью ЗСГ и ММП существует прямая корреляция, а при мощности ММП менее 250 м ЗСГ (для метана, в соответствии с кривой равновесных условий гидратообразования метана) не возникает. К востоку от Урала ММП широко распространены. В контексте данной статьи для нас наибольший интерес представляют территории со сплошным распространением ММП и сплошным распространением ЗСГ.

Существование ЗСГ в разрезе отложений арктических регионов является необходимым условием для газогидратообразования, но не достаточным. Образование газогидратов происходит только при миграции свободного газа сквозь водонасыщенные высокопористые пласты или при поступлении в них вод, перенасыщенных метаном. Здесь

возможны проблемы с источниками метана для интенсивного газогидратонакопления. Хотя структурная ловушка для формирования газогидратного скопления и не

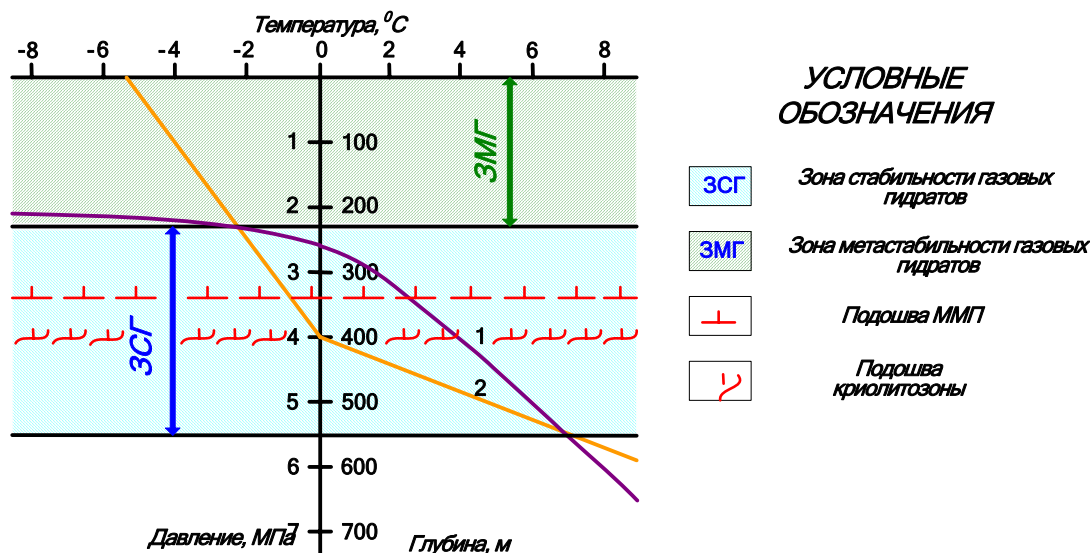


Рис.1. Выделение зоны стабильности газогидратов графоаналитическим методом (Якушев и др., 2007)

требуется, но для насыщения и пересыщения поровых вод в пласте необходима его изоляция сверху, флюидоупор, чтобы метан не уходил вверх по разрезу. Комплекс ММП, конечно, играет роль надежной региональной покрывки, но для формирования крупных скоплений газогидратов необходимы дополнительные флюидоупоры в пределах осадочного разреза самой ЗСГ, особенно при ее мощности в несколько сотен метров.

Из арктических и приарктических регионов России наиболее перспективным на ресурсы газогидратного метана по многим параметрам является север Западной Сибири. Мессояхское месторождение этого региона было первым, где газогидратные залежи были впервые открыты. Здесь впервые были опробованы и методы разработки газогидратной залежи в режиме снижения пластовых давлений в подгидратной газовой залежи. Однако в масштабах севера Западной Сибири это месторождение относится к мелким, а региональные условия позволяют рассчитывать на открытие гигантских газогидратных скоплений.

По оценкам специалистов ВНИИгаза, общие ресурсы гидратного метана севера Западной Сибири оцениваются в 111 трлн м³, в том числе в крупных сконцентрированных скоплениях в 34 трлн м³ (Якушев и др., 2007). Как видно на рис. 2, к северу от Полярного круга в направлении к Гыданскому полуострову мощность ЗСГ превышает 400 м. На

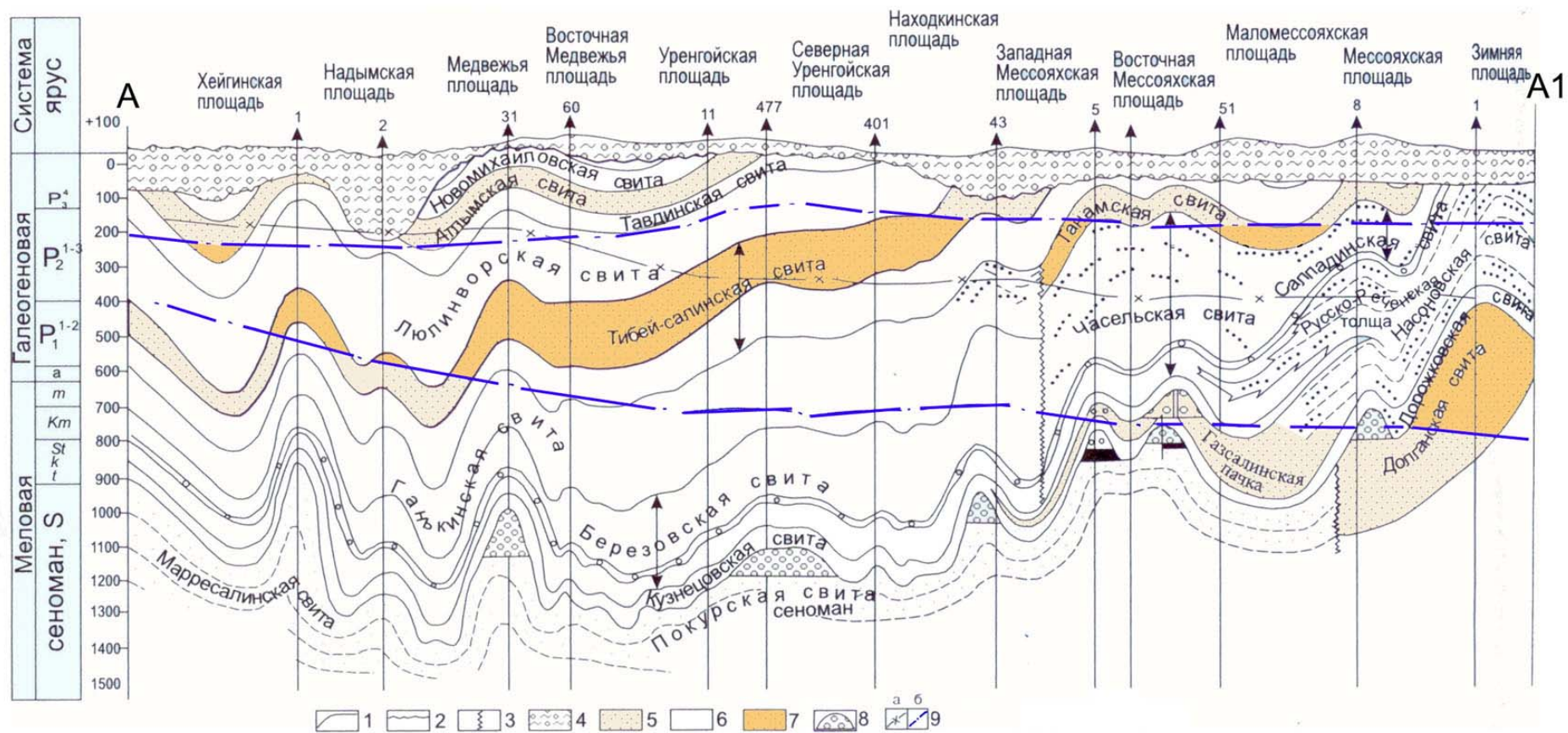


Рис. 3. Геологический разрез севера Западной Сибири по линии АА1 на рис. 2 (Агалаков, Курчиков, 2004): 1 – стратиграфические границы; 2 – несогласное залегание пород; 3 – линия фациального замещения; отложения: 4 – четвертичные; 5 – песчаные; 6 – глинистые; 7 – песчано-алевритовые с прослоями глин; 8 – газовые залежи; 9 – нижняя граница криолитозоны (а) и зона гидратообразования (б)

Территория севера Западной Сибири характеризуется высокой степенью изученности геофизическими (сейсмическими) методами и разбуренности в связи с поисками и разработкой газовых и газоконденсатных месторождений. Однако приповерхностный разрез, в котором расположена ЗСГ, изучен слабо, в особенности по возможному распространению здесь крупных скоплений газогидратов. В этом отношении север Аляски (США) и север Канады (дельта р. Маккензи) представляют особый интерес для понимания условий формирования крупных скоплений газогидратов в арктических регионах, поскольку там такие скопления не только выявлены, детально изучены, но и стали уже испытательными полигонами в поисках эффективных технологий разработки газогидратных скоплений (Басниев и Щебетов, 2004; Dallimore et al., 2002; и др.).

КРУПНЫЕ ГАЗОГИДРАТНЫЕ СКОПЛЕНИЯ: УСЛОВИЯ И ОБСТАНОВКИ ФОРМИРОВАНИЯ И РАСПРОСТРАНЕНИЯ

На севере Аляски выявлено два ареала распространения газогидратов. Основной ареал расположен между крупнейшими нефтегазовыми месторождениями Прадхо-Бей и Купарук Ривер (рис. 4). По результатам изучения каротажных данных и керна распространение газогидратов зафиксировано в 50 из 445 изученных скважин. Газогидраты в интервале глубин от 300 до 700 м приурочены к шести горизонтам песчаников и конгломератов формации Sagavanirktok (верхний мел-кайнозой). Формирование газогидратов, по мнению Т. Коллет (Collett, 1993), связано с перетоками углеводородов из группы Sadlerochit (пермо-триас), в отложениях которой располагаются нефтяные залежи месторождений Прадхо-Бей и Купарук Ривер, – по сбросу Эйлин (рис. 5). Этот сброс ассоциируется с зоной регионального разлома и контролирует распространение как скоплений газогидратов, так и подгидратных скоплений свободного газа и тяжелой нефти.

Следует отметить, что ассоциация газогидратного скопления Эйлин с нефтегазовыми месторождениями Прадхо-Бей и Купарук Ривер закономерна. Углеводороды вторглись и заполнили высокопористые пласты в осадочном разрезе ЗСГ, сформировав скопления газогидратов там, где основная изолирующая крышка была прорвана региональным разрывным нарушением. Для газогидратных скоплений роль флюидоупора играл уже комплекс ММП.

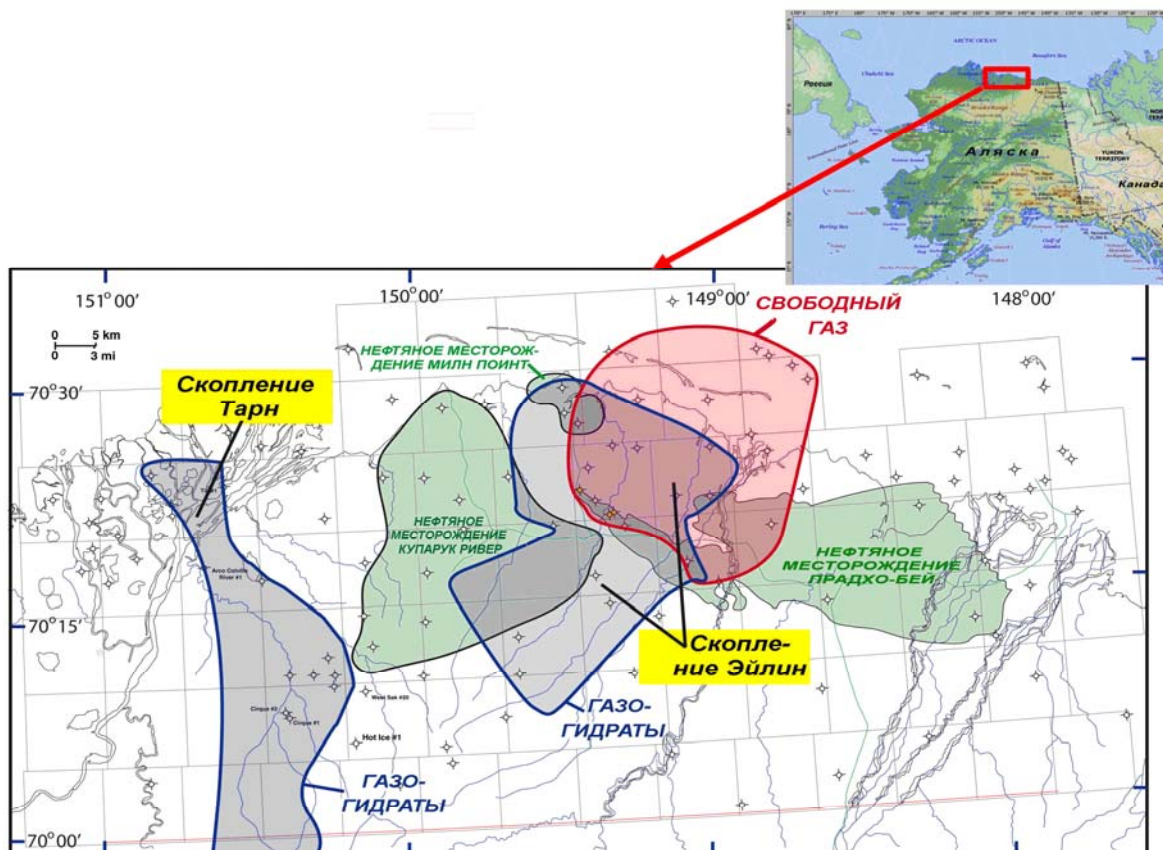


Рис. 4. Распространение нефтегазовых месторождений и газогидратных скоплений на Аляске (Lorenson et al., 2005)

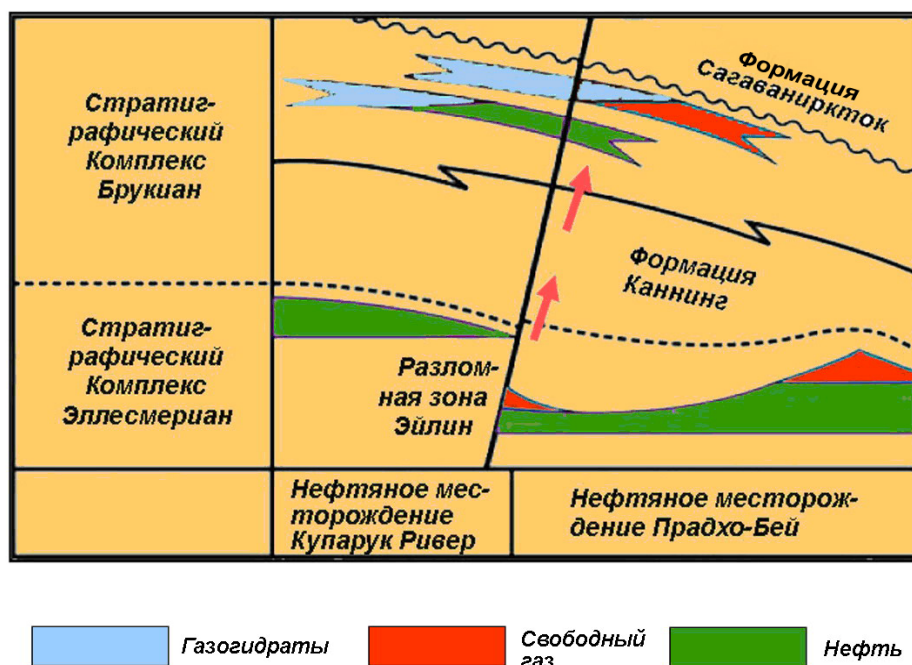


Рис. 5. Схематический разрез через месторождения Купарук Ривер, Прадхо-Бей и газогидратное скопление Эйлин (Collett, 1993)

Для идентификации природы метана в газогидратных скоплениях севера Аляски был использован целый комплекс изотопно–геохимических данных. Первоначально для месторождения Эйлин по результатам изучения изотопного состава углерода ($\delta^{13}\text{C}$) и водорода (δD) метана из интервала отложений ЗСГ по двум специально пробуренным скважинам был сделан вывод об участии двух источников метана («микст») при формировании газогидратов. Как видно на рис. 6, наряду с катагенетическими углеводородами в образовании газогидратов участвовал и биохимический метан, причем обоих подтипов: редукционного и ферментативного (Collett, 1993). В последние годы более детальные изотопно-геохимические исследования были выполнены в пределах второго ареала распространения газогидратов на севере Аляски – газогидратного скопления, ассоциирующегося с нефтяным месторождением Тарн (см. рис. 3).

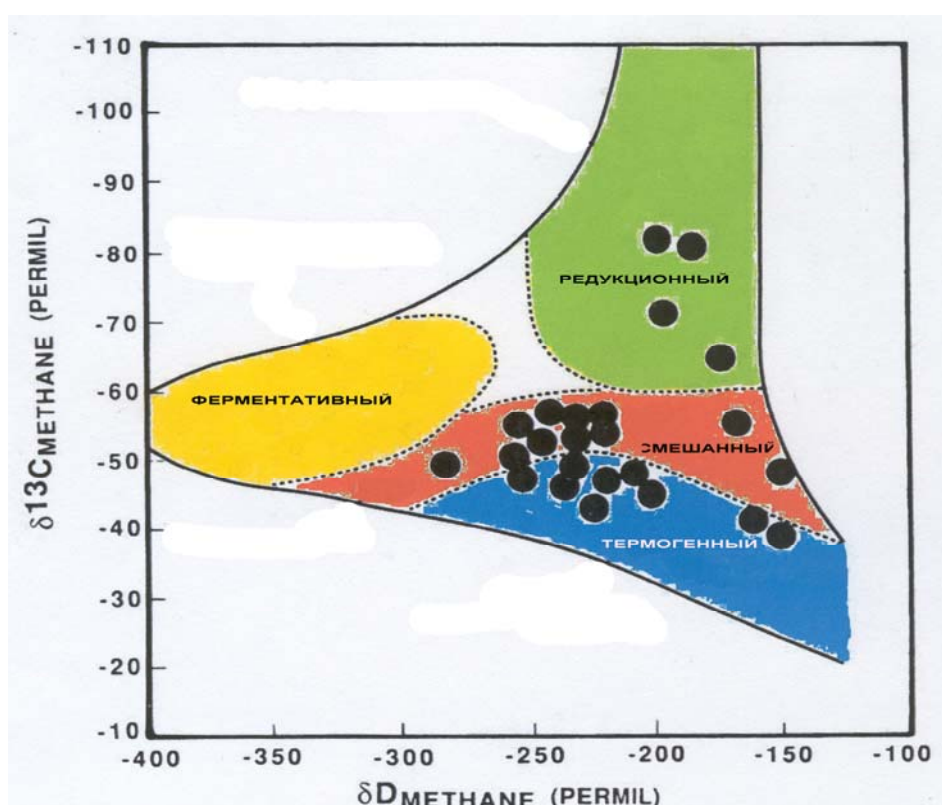


Рис. 6. Изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}$) и водорода (δD) метана в промиллях газогидратсодержащих пластов месторождения Эйлин (Collett, 1993)

На рис. 7 можно проследить изменение по разрезу не только изотопного состава углерода метана, но и его гомологов – этана и пропана. По мнению авторов статьи (Lorenson et al., 2005), процесс восходящей миграции углеводородов нефти сопровождался их микробиальной биодеградацией с образованием не только метана, но и его гомологов. В процессе миграции происходило также «испарительное» фракционирование (evaporative fractionation) изотопного состава углерода углеводородных газов. В результате в подгидратных газах изотопный состав углерода этана и пропана оказался уникально легким. Следует отметить также сильное облегчение изотопного состава углерода метана в интервале ММП над скоплением газогидрата (рис. 7).

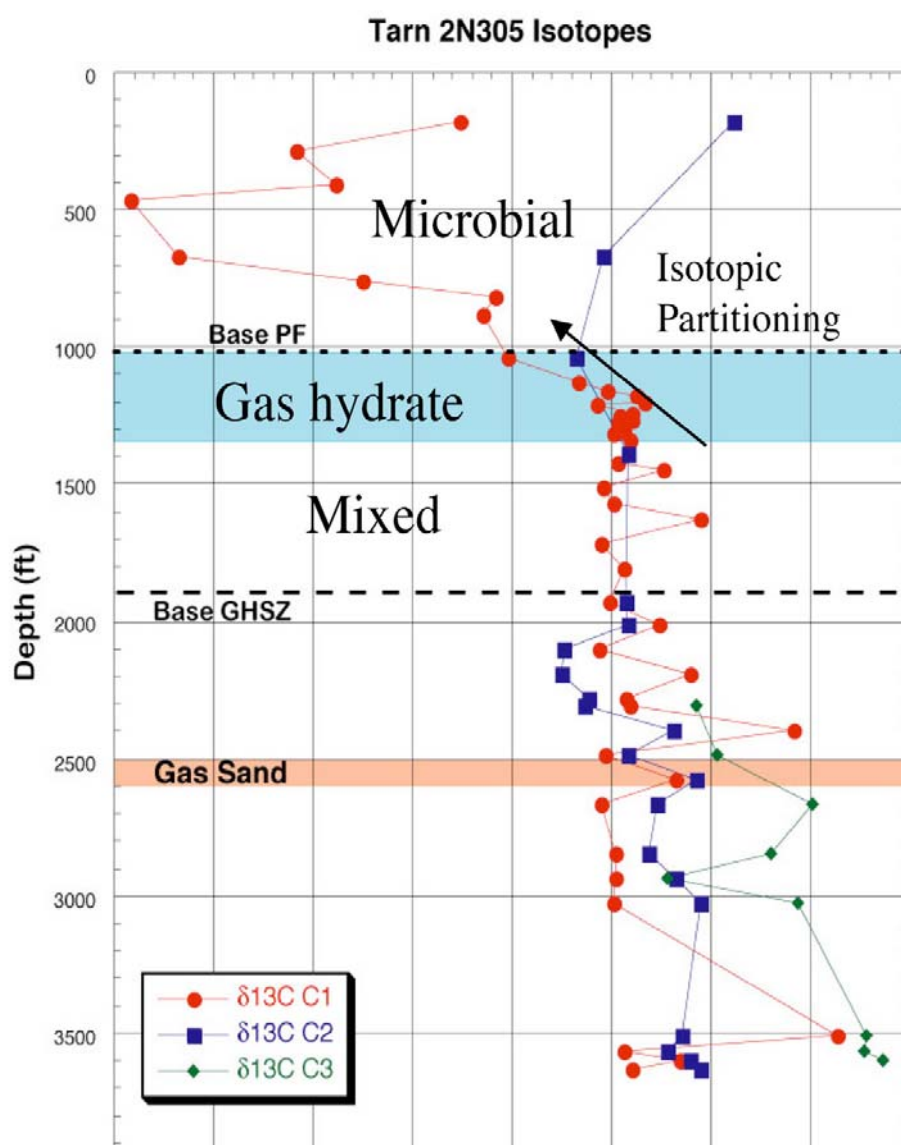


Рис. 7. Изменения изотопного состава углерода метана $\delta^{13}\text{C}$ C1, этана $\delta^{13}\text{C}$ C2 и пропана $\delta^{13}\text{C}$ C3 в разрезе месторождения Тарн, Аляска (Lorenson et al., 2005)

По нашему мнению, за счет последовательного анаэробного и аэробного окисления метана до CO_2 изотопный состав углерода остаточного метана все более облегчается вверх по разрезу.

В дельте р. Маккензи распространение газогидратов по площади и в разрезе также оказалось очень неравномерным (Dallimore et al., 2002). Газогидраты выявлены в разрезах только 25 скважин из 146 исследованных на побережье и в 36 из 55 скважин, исследованных на шельфе. В разрезе исследованного района было выделено 10 гидратосодержащих горизонтов общей мощностью около 110 м в интервале глубин 810–1110 м ЗСГ. Газовые гидраты оказались приурочены, в основном, к крупнозернистым песчаникам, разделенным безгидратными суглинистыми и глинистыми прослоями. Гидратонасыщенность порового пространства керна в верхнем наиболее обогащенном интервале глубин 897–922 м по скважине-дублеру Mallik-2L38 составляла в среднем 67%, достигая максимально 80–90%. Выявлены газогидратные прослои толщиной от 10 см до 1,5 м при пористости песчаников от 25 до 35%. Изотопный состав углерода гидратного метана изменялся в диапазоне от -40 до -46‰. В подмерзлотной газовой залежи $\delta^{13}\text{C}$ метана изменялся от -35 до -60‰, а на глубинах менее 200 м в пределах ММП зафиксирован наиболее изотопно-легкий по углероду метан со значениями $\delta^{13}\text{C}$ от -80 до -90‰. Последовательное облегчение изотопного состава углерода метана вверх по разрезу в дельте р. Маккензи аналогично описанному выше для газогидратных ареалов на севере Аляски. Аналогична и предлагаемая модель, объясняющая выявленный феномен, предусматривающая не столько микробиальную генерацию метана из ОВ осадочных отложений в раннем диагенезе, сколько его образование при биodeградации мигрирующих вверх по разрезу нефтей и углеводородных газов и их «испарительном» фракционировании (Lorenson et al., 2005).

Нами был выполнен сбор данных по изотопному составу углерода и водорода метана газогидратов, и на рис. 8 можно видеть соотношение изотопных характеристик метана газогидратов с аналогичными характеристиками метана в месторождениях нефти и газа, в морских осадках и болотах.

На этом рисунке обособлены две разновидности метана в газогидратах. В традиционных трактовках изотопно-геохимических данных можно было бы говорить о двух типах газогидратного метана, образующегося по механизму «смешения», катагенетического метана в одном случае с «редукционным», в другом – с «ферментативным» биохимичес-

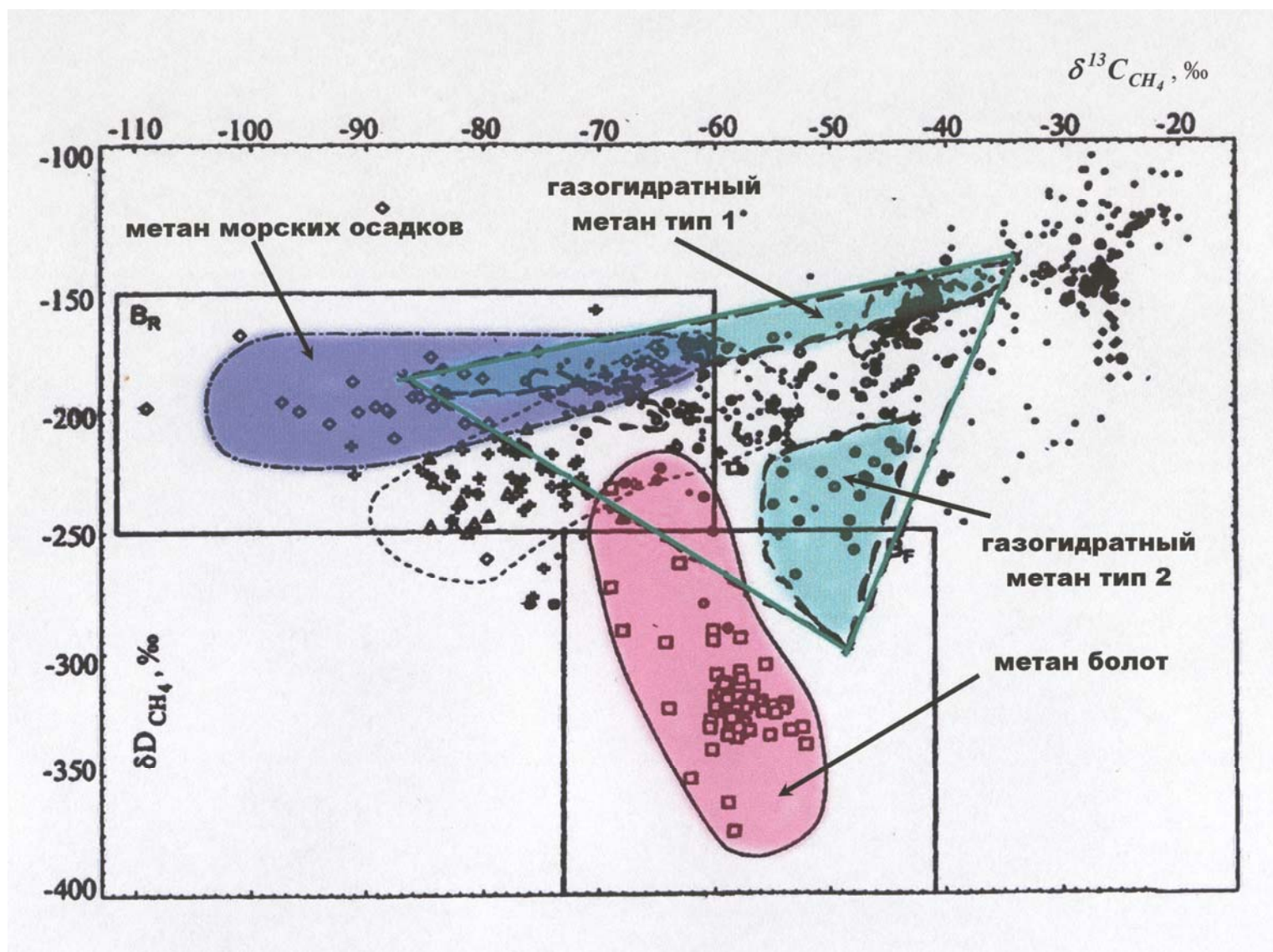


Рис. 8. Изотопный состав углерода $\delta^{13}C$ и водорода δD метана различных типов природных газов

ким метаном. Однако ранее мы уже рассматривали другие возможные механизмы образования скоплений метана изотопно-легкого состава по углероду или по водороду (Валяев и др., 2002). Нами также было показано, что модели «смешения» метана разного генезиса при формировании газогидратов не проходят и по геологическим данным: ни в одном из регионов не выявлено в разрезе отложений ММП и ЗСГ крупных скоплений газа или газогидратов с изотопными характеристиками, соответствующими редуccionному или ферментативному метану. В этих интервалах осадочных отложений нет условий и для латеральной миграции метана с концентрацией его в залежи из обширных «нефтегазосборных» площадей (Дмитриевский, Валяев, 2002; 2004).

Из рассмотренных материалов по газогидратоносности севера Аляски и Канады следует ряд важных заключений:

а) ведущая роль в формировании скоплений газогидратов вертикальных перетоков глубинных углеводородов, основные каналы которых контролируются региональными разрывными нарушениями;

б) контролирующая роль литологических условий – высокопористых коллекторов и низкопроницаемых флюидоупоров в распределении газогидратных залежей в интервале разреза ЗСГ;

в) пространственная ассоциация крупнейших скоплений газогидратов с крупнейшими нефтегазовыми месторождениями.

Следует отметить также очень высокую плотность углеводородных ресурсов для газогидратных скоплений севера Аляски и Канады – около 4 млрд $\text{м}^3/\text{км}^2$ для газогидратного скопления Эйлин и 2,15 млрд $\text{м}^3/\text{км}^2$ для газогидратного скопления Маллик (Канада).

ИСТОЧНИКИ ГИГАНТСКИХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ АРКТИЧЕСКИХ И ПРИАРКТИЧЕСКИХ РЕГИОНОВ

По традиции большинство специалистов полагают, что основным источником метана при образовании газогидратов является метан биохимического генезиса. Такие представления могли бы быть использованы для объяснения генезиса мелких скоплений газогидратов. Данные о гигантских ресурсах газогидратного метана и крайне неравномерном распространении газогидратных скоплений привели нас к заключению о решающем участии глубинных углеводородных флюидов в формировании крупных скоплений газогидратов (Dmitrievsky, Valyaev, 1998; 2001; Дмитриевский, Валяев, 2002; и др.). Приведенные

выше новые данные по газогидратным скоплениям севера Аляски и Канады в полной мере согласуются с развиваемыми нами идеями. В пересмотре традиционных представлений материалы по газоносности и газогидратоносности севера Западной Сибири приобретают ключевое значение. Результаты изотопно-геохимических исследований в целом по региону и по наиболее изученным месторождениям севера Западной Сибири дают ту же картину последовательного облегчения изотопного состава углерода метана вверх по разрезу (Прасолов, 1990; Галимов, 1995; Немченко и др., 1999; Дворецкий и др. 2000; и др.), что и рассмотренные выше материалы по северу Аляски и Канады. Сквозной диапазон нефтегазоносности от фундамента до приповерхностных горизонтов наиболее очевидно продемонстрирован для Северного Уренгоя (Кругликов, Нелюбин, 1992). Примат вертикальной миграции углеводородных флюидов, связанный с унаследованностью структурного плана по разрезу и ролью разрывных нарушений в контроле каналов вертикальных перетоков углеводородов (Астафьев и др., 2007), наглядно просматривается и на профиле через север Западной Сибири (рис. 9). Грандиозные масштабы вертикальных перетоков при формировании скоплений углеводородов нашли отражение и в проявлениях АВПД по всему осадочному разрезу (Попов, Белоконов, 2003; и др.), включая сеноманские газовые залежи. По материалам севера Западной Сибири вырисовываются разномасштабные «трубы дегазации» П.Н. Кропоткина, вплоть до кольцевой структуры, контролирующей Уренгойский узел нефтегазонакопления (Смирнова, 2002). Корни этих «труб дегазации» прослежены по сейсмическим данным в фундаменте (Гатаулин, 2002; и др.).

По данным детальных сейсмических исследований (включая 3D) и бурения в пределах каждого из гигантских газоконденсатных месторождений выявлен спектр разрывных нарушений, протяженность которых от фундамента вверх по разрезу различна (Тимурзиев, 2009; и др.). Вертикальные перетоки углеводородов на севере Западной Сибири широко проявились в надсеноманском разрезе вплоть до поверхности Земли (Кругликов, Кузин, 1973; Кузин и др., 1990; Якушев и др., 2007; и др.).

Как известно, глобальное поступление метана в атмосферу оценивается величиной $5,98 \cdot 10^{14}$ г/год. Оценки отдельных составляющих этого потока у разных специалистов значительно расходятся. В последние годы появляются все новые данные, свидетельствующие о недооценке масштабов потоков метана в атмосферу с территорий арктических и приарктических регионов.

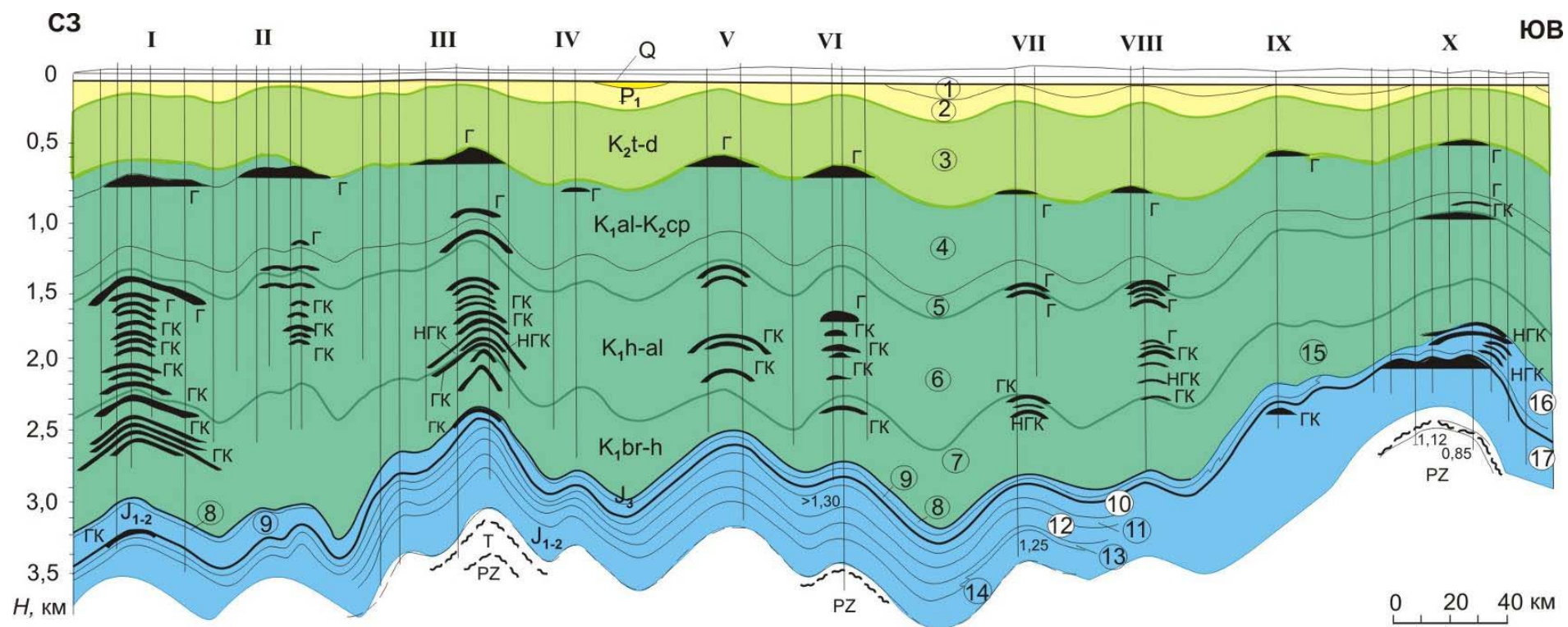


Рис. 9. Геологический профиль по линии Харасавэйское – Ново-Портовское месторождения п-ова Ямал (составлен Д.А. Астафьевым с использованием построений Н.К. Грязнова и материалов ОАО «Ямалгеофизика» и ЗапСибНИГНИ)

По нашим оценкам, величина этих потоков превышала 50 млрд м³/год ($\sim 3 \cdot 10^{13}$ г/год) на протяжении голоцена (последние 11 тыс. лет). И, следовательно, только в климатическом оптимуме голоцена в процессе деструкции многолетней мерзлоты и таяния газогидратов в атмосферу поступило не менее 550 трлн м³ метана. По всей видимости, именно с этими процессами связана природа глобальной аномалии в атмосфере Северного полушария, пространственно совпадающая с широтным поясом деструкции ММП в Северном полушарии (Мохов и др., 2007).

На фоне таких масштабов сквозных потоков глубинных углеводородов (метана) в атмосферу понятнее становятся и причины (природа) образования гигантских скоплений газогидратов в ПИН (Валяев, 2007), и причины уникальной газоконденсатоносности нижележащего разреза осадочных пород на севере Западной Сибири. Уровень вторжения глубинных углеводородов и их разгрузки, утилизации или аккумуляции определяется уровнем проникновения глубинных разрывных нарушений, контролирующих каналы вторжения, в осадочное выполнение бассейнов (Валяев, 1994; 1997; 1999). Вероятность ассоциации газогидратных скоплений в ПИН осадочного разреза с традиционными нефтегазовыми скоплениями в нижележащих комплексах для арктических регионов, судя по рассмотренным выше данным, весьма высока. Это определяет еще один аспект практической значимости создания и реализации программы газогидратных исследований государственного масштаба в России, подобных тем, которые уже реализуют ведущие промышленно развитые страны (Басниев, Щебетов, 2004; Истомин, 2004; Кузнецов и др., 2003; и др.).

ВЫВОДЫ

1. Особенностью арктических регионов является существование в разрезе их осадочного выполнения специфического приповерхностного интервала (зоны стабильности газогидратов), создающего возможность формирования в его пределах скоплений метана в форме газогидратов (клатратов).

2. Формирование крупных скоплений газогидратов связано с поступлением метана по разрывным нарушениям, контролирующим каналы вертикальных (восходящих) перетоков углеводородов.

3. Гигантские масштабы ресурсов газа в традиционных месторождениях и скоплениях газогидратов арктических регионов, а также уникальные масштабы и темпы разгрузок метана в атмосферу в приарктических регионах имеют глубинную природу.

ЛИТЕРАТУРА

- Агалаков С.Е., Курчиков А.Р. Ресурсы газа в зонах стабильности газогидратов на севере Западной Сибири // Наука и техника в газовой пром-сти. 2004. № 1-2. С. 26-35.
- Астафьев Д.А., Скоробогатов В.А., Радчикова А.М. Грабен – рифтовая система и размещение зон нефтегазонакопления на севере Западной Сибири // Нефть, газ Арктики: Материалы Междунар. науч-техн. конф. М.: Интерконтакт Наука, 2007. С.201-212.
- Басниев К.С., Щebetов А.В. Перспективы освоения залежей природных газогидратов // Наука и техника в газовой пром-сти. 2004. № 1-2. С. 56-62.
- Валяев Б.М. Углеводородная дегазация Земли: масштабы и роль в нефтегазонакоплении // Геология нефти и газа. 1994. № 9. С. 38-42.
- Валяев Б.М. Углеводородная дегазация Земли и генезис нефтяных месторождений // Геология нефти и газа. 1997. № 9. С. 30-37.
- Валяев Б.М. Тектонический контроль нефтегазонакопления и углеводородной дегазации Земли // Тектонические и региональные проблемы геодинамики. М.: Наука, 1999. С. 222-241.
- Валяев Б.М. Приповерхностный интервал нефтегазонакопления: специфика и масштабы утилизации углеводородных флюидов // Геология морей и океанов: Материалы XVII Междунар. науч. конф. (Школы) по морской геологии. М.: ГЕОС, 2007. Т.1. С. 92-95.
- Валяев Б.М., Титков Г.А., Чудецкий М.Ю. О генезисе изотопно-легкого метана в скоплениях углеводородов // Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений. М.: ГЕОС, 2002. С.108-134.
- Гатаулин Р.М. Цилиндрические зоны коллапса – «газовые трубы» севера Западной Сибири // Генезис углеводородных флюидов и месторождений / Отв. ред. А.Н. Дмитриевский, Б.М. Валяев. М.: ГЕОС, 2006. С. 222-238.
- Галимов Э.М. Генезис газов на севере Западной Сибири по данным $\delta^{13}\text{C}$ и δD // Докл. АН. 1995. Т.342, № 3. С. 371-374.

- Дворецкий П.И., Гончаров В.С., Есиков А.Д. и др. Изотопный состав природных газов севера Западной Сибири. М.: ИРЦ ОАО «Газпром», 2000. 80 с. (Обзор информ. Сер. Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений)
- Дмитриевский А.Н. Судьбоносные загадки нефтегазовой отрасли: Беседа с директором Института проблем нефти и газа РАН академиком А.Н. Дмитриевским // Вестн. РАН. 2008. Т.78, № 8. С. 704-711.
- Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. Углеводородная дегазация через дно океана: локализованные проявления, масштабы, значимость // Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений. М.: ГЕОС, 2002. С.7-36.
- Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. Природа, ресурсы и значимость гидратов природного газа // Газовая пром-сть. 2002. № 11. С. 22-25.
- Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. Распространение и ресурсы метана газовых гидратов // Наука и техника в газовой пром-сти. 2004. № 1-2. С. 5-13.
- Забанбарк А. Структурное строение и нефтегазоносность арктической части Североамериканского континента // Геология полярных областей Земли: Материалы XLII Тектонического совещания. М.: ГЕОС, 2009. Т. 1. С.199-203.
- Истомин В.А. Газовые гидраты: фронт исследований расширяется // Наука и техника в газовой пром-сти. 2004. № 1-2. С. 2-4.
- Кругликов Н.М., Кузин И.Л. Выходы глубинного газа на Уренгойском месторождении // Структурная геоморфология и неотектоника Западной Сибири в связи с ее нефтегазоносностью: Тр. ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1973. Вып.3. С. 96-106.
- Кругликов Н.М., Нелюбин В.В. Модель формирования многопластовых месторождений нефти и газа // Моделирование нефтегазообразования. М.: Наука, 1992. С.73-79.
- Кузин И.Л., Любина Ю.Н., Рейнан И.В. Газопроявления на озерах Западной Сибири и их связь с месторождениями нефти и газа // Тектонические критерии выделения и прогноза зон нефтегазоносности (с использованием космической информации). Л.: ВНИГРИ, 1990. С. 117-127.
- Кузнецов Ф.А., Истомин В.А., Родионова Т.В. Газовые гидраты: исторический экскурс, современное состояние, перспективы исследований // Рос. хим. жур. 2003. Т. 47, № 3. С. 5-18.
- Макагон Ю.Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели, ресурсы // Рос. хим. журн. 2003. Т. 47, № 3. С. 70-79.

- Мохов И.И., Елисеев А.В., Денисов С.Н. Модельная диагностика изменений эмиссии метана болотными экосистемами во второй половине XX века с использованием данных реанализа // Докл. РАН. 2007. Т.417, № 2. С. 258-262.
- Немченко Н.М., Ровенская А.С., Шоелл М. Происхождение природных газов залежей севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1999. № 1-2. С. 45-56.
- Попов С.Г., Белоконь Т.В. Модели формирования зон АВПД и нефтегазоносности на больших глубинах // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ: Материалы Междунар. конф. памяти акад. П.Н.Кропоткина. М.: ГЕОС, 2002. С. 414-415.
- Прасолов Э.М. Изотопная геохимия и происхождение природных газов. Л.: Недра, 1990. 283 с.
- Самсонов Р.О., Скоробогатов В.А., Старосельский В.И. Мировые запасы и ресурсы природного газа. Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения (WGRR-2007): Тез. докл. I Междунар. науч.-практ. конф. М.: ВНИИГаз, 2007. С. 17-21.
- Смирнова М.Н. Глубинное строение северной части Западно-Сибирской плиты и южной части Карского моря (в связи с газонефтеносностью)// Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений. М.: ГЕОС, 2002. С. 270-293.
- Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью): Автореф. дисс. докт. геол.-минерал. наук. М., 2009. 46 с.
- Якушев В.С. Природный газ и газовые гидраты в криолитозоне. М.: ВНИИГаз, 2009. 192 с.
- Якушев В.С., Перлова Е.В., Истомин В.А. и др. Ресурсы и перспективы освоения нетрадиционных источников газа в России. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. 152 с.
- Collett T. Natural gas production from Arctic gas hydrates // The future of energy gases. US geological survey professional paper. 1993. № 1570. P. 299-311.
- Dallimore S., Collett T., Uchida T., et al. Overview of the 2002 Mallik gas hydrate production research well program // Proceedings of the Fourth International Conference on Gas Hydrates, Yokogama, May 19-23, 2002. Yokogama, 2002. P.175-178.

- Dmitrievsky A.N., Valyaev B.M. The nature of gas hydrate accumulations in marine sediments // V International Conference “Gas in Marine Sediments”, Bologna, 9-12 Sept. 1998: Abstracts and guide book. Bologna (Italy), 1998. P. 43-44.
- Dmitrievsky A.N., Valyaev B.M. New data of the gas hydrates in the World Ocean and the prospects of their exploration // Proceedings of Indo-Russian Joint workshop on gas hydrates under ILTP. Department of ocean development Government of India, S.I, 2001. P. 127-134.
- Kvenvolden K.A. Gas hydrates as a potential energy resource – a review of their methane contents // The future of energy gases. US geological survey professional paper. 1993. № 1570. P. 555-561.
- Lorenson Th., Collett T., Whiticar M. Origin of hydrocarbon gases in gas hydrate from Alaska, USA // Proceedings of the Fifth International conference on gas hydrate, June, 12-16, Trondheim, 2005. Vol. 1. P. 371-378.