

ОТ ГЕНЕЗИСА ТРАДИЦИОННЫХ К ГЕНЕЗИСУ ТРАДИЦИОННЫХ И НЕТРАДИЦИОННЫХ СКОПЛЕНИЙ И РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Б.М. Валяев
ИПНГ РАН, valyb@mail.ru

Основные положения современной нефтегазовой геологии были сформулированы в семидесятых годах прошлого века. В трудах геологов-нефтяников обосновывалась приуроченность месторождений нефти и газа к осадочным бассейнам – «родине нефти», по Н.Б. Вассоевичу. Генерация углеводородов из органического вещества (ОВ) осадочных пород рассматривалась ими в связи и в соответствии со стадиями и шкалой их катагенеза, и, таким образом, нефть, согласно их представлениям, является «детисцем литогенеза». В этих построениях спектр продуцирующих углеводороды комплексов был значительно расширен по сравнению с классическими построениями И.М. Губкина в области формирования нефтематеринских пород. Была существенно доработана и геохимическая аргументация генетических построений, в том числе с использованием данных изотопных исследований ОВ, нефтей и газов.

В исследования были вовлечены многочисленные вновь открытые нефтегазоносные регионы, с новыми (по условиям их формирования и распространения) типами месторождений. Однако удовлетворительных ответов на самые кардинальные вопросы нефтегазовой геологии, связанные с резкими различиями осадочных бассейнов по объемам углеводородных ресурсов, с крайней неравномерностью в распространении нефтегазовых месторождений, включая гигантские и уникальные, не было получено ни тогда, ни позднее (Баженова и др., 2004; Калинин, 1994; Кравченко, 2002; Раабен, 1986; и др.).

Последняя четверть прошлого столетия характеризовалась открытием новых разновидностей необычных и нетрадиционных месторождений (Высоцкий, Дмитриевский, 2008; Дмитриевский, Высоцкий, 2010; Якуцени и др., 2009; и др.). Нетрадиционные типы ловушек, коллекторов, покрышек дополнились необычными формами улавливания углеводородов в скоплениях газогидратов, тяжёлых и сланцевых нефтей, водорастворённых, сланцевых и tight газов. Стало очевидно, что ресурсы углеводородов в этих нетрадиционных типах скоплений намного превосходят по объемам ресурсы в традиционных месторождениях нефти и газа (табл. 1).

В связи с этим возникла необходимость выяснить насколько концептуальные основы нефтегазовой геологии, разработанные по материалам изучения геологии традиционных нефтегазовых месторождений, согласуются с данными по условиям образования и распространения нетрадиционных скоплений углеводородов и могут ли они быть использованы при прогнозировании и поисках последних. Актуальность подобных исследований подтверждается активным вовлечением нетрадиционных (unconventional) ресурсов в интенсивную разработку: тяжёлых нефтей – в Канаде, сланцевых газов – в США, в перспективе – газогидратных газов полярных регионов (США, Канада) и акваторий Мирового океана (Япония). Цель настоящей работы – ответить на поставленные вопросы.

Таблица 1

Глобальные неконвенциональные и конвенциональные (традиционные) ресурсы нефти и газа в их скоплениях

<i>Разновидности ресурсов</i>	<i>Газ в м³</i>	<i>Нефть в тоннах</i>
1. Газогидраты	$5 \times 10^{15} - 2 \times 10^{16}$	
2. Водорастворённые газы	$10^{16} - 10^{17}$	
3. Сланцевый газ	$3,8 - 4,2 \times 10^{14}$	
4. Угольный газ	$2,2 - 2,5 \times 10^{14}$	
5. Tight газ (газ плотных пород)	$1,8 - 2,2 \times 10^{14}$	
6. Глубинный газ	$2,0 - 3,5 \times 10^{14}$	
7. Тяжелая нефть	$1,0 - 1,2 \times 10^{15}$	
8. Сланцевая нефть	$4,5 - 5,0 \times 10^{14}$	
9. Традиционный газ	$1,8 \times 10^{14}$	
10. Традиционная нефть	$1,75 \times 10^{14}$	

Основные ареалы газогидратов приурочены к континентальным окраинам Мирового океана. Здесь, в приповерхностном интервале донных осадков до глубин 500–1000 м, располагается специфическая зона возможного существования (термодинамической стабильности) клатратов метана. Верхняя часть осадочного чехла с

зоной стабильности газогидратов на континентальных окраинах сложена в основном неконсолированными осадками, при отсутствии качественных региональных покрывок. В низах осадочного разреза распространены разрывные нарушения, обусловленные развитием односторонних грабенообразных прогибов и сбросовых нарушений. Из-за отсутствия качественных региональных покрывок каналы миграции углеводородов пронизывают осадочный разрез и зону стабильности газогидратов вплоть до морского дна. Эти каналы контролируются, как правило, инъекционными структурами типа диапиров, псевдодиапиров, труб (chimneys); наиболее интенсивные из них ассоциируются с грязевыми вулканами (Дмитриевский, Валяев, 2002б). Изучение разгрузок углеводородов через дно Мирового океана за последние пятнадцать лет выявило грандиозные масштабы этого явления (Иванов, 2000; Лейн, Иванов, 2009; Judd, Novland, 2007; Kvenvolden, 2005; Milkov, 2000; и др.).

Выявлены гигантские ресурсы не только газогидратов газа (в отдельных скоплениях). Формирование гигантских традиционных нефтегазовых месторождений обычно объясняется латеральным сбором углеводородов с больших нефтегазосборных площадей. Для газогидратов, при отсутствии региональных покрывок, подобные модели формирования их скоплений не могут быть использованы. Должны быть задействованы модели с вертикальной миграцией газа и газоконденсата, а это возможно лишь при наличии очагов интенсивной генерации глубинных углеводородов. Глубинная природа углеводородов была обоснована нашими работами (Дмитриевский и Валяев, 2002а, 2004; Valyaev and Dmitrievsky, 1998, 2001; и др.) как для интенсивных разгрузок углеводородов (seeps, mud volcanoes), так и для формирования скоплений газогидратов. В пределах континентов газогидратные скопления распространены или прогнозируются лишь в приполярных регионах, в приповерхностных отложениях под покровом пород с деградирующей многолетней мерзлотой (Валяев, 2010). И здесь формирование их скоплений связано с вертикальными перетоками углеводородов, контролируемых разрывными структурами (север Западной Сибири, Канады, Аляски).

Помимо газогидратов, к приповерхностному интервалу нефтегазонакопления приурочены грандиозные ресурсы тяжёлых нефтей и битумов (табл. 1). При этом свыше половины из них выявлено в пределах Западной Канады и Восточной Венесуэлы. В Западно-Канадском бассейне обособляется шесть суперуникальных скоплений битуминозных песков, ресурсы самого большого из них – супергиганта Атабаска-Уобаска

– превышают 140 млрд т (Skipper, 2001). Глубина до фундамента в пределах этого скопления на пологом склоне Канадского щита не превышает 300 м. В западной, более погруженной (до глубины 3–6 км) части того же бассейна распространены традиционные нефтегазовые месторождения. Формирование пояса битуминозных песков Атабаска могло быть связано только с дальней латеральной миграцией с запада по зонам деколлемента из наиболее погруженной части палеобассейна, перекрытой ныне надвигами Скалистых гор.

Ещё более гигантский пояс накопления тяжелых нефтей выявлен в Восточной Венесуэле на северном склоне Гвианского щита. Здесь в полосе 625 x 65 км ресурсы тяжелой нефти оцениваются величиной от 400 до 500 млрд.т. В северной, более погруженной части бассейна разрабатываются месторождения обычной нефти. В сравнении с крупными нефтегазоносными бассейнами, для которых предполагаемые «нефтегазосборные» площади достигают нескольких миллионов км², площадь Восточно-Венесуэльского бассейна очень мала – менее 100 тыс. км². Как и в случае с Атабаской, формирование скоплений тяжелых нефтей пояса Оффисина могло быть связано только с латеральной миграцией с севера, со стороны складчатого обрамления, из-под надвига Карибских Анд.

При формировании скоплений обычных (conventional) нефти и газа решающая роль в их аккумуляции принадлежит региональным покровкам. Скопления тяжелых нефтей и битумов формируются на склонах докембрийских щитов при отсутствии хороших покровок, при потере газообразных и низкомолекулярных жидких углеводородов, с участием процессов биодеградациии. В приповерхностном интервале, практически при отсутствии покровок и ловушек, происходит не аккумуляция нефти, а специфическая утилизация тяжелых нефтей и битумов как остаточных продуктов трансформации глубинных углеводородных флюидов. Для скоплений тяжелых нефтей и битумов, приуроченных, в основном, к приповерхностному интервалу глубин, характерна вторичность – наложенность залегания по отношению ко всему осадочному разрезу нефтегазоносных бассейнов в целом, а также ещё большая неравномерность в пространственном распределении в глобальном и региональном масштабах, чем для нефтегазовых месторождений обычного типа. Пояс тяжелых нефтей Оффисина Восточно-Венесуэльского палеобассейна можно рассматривать в качестве эпицентра самого крупного на Земле «полюса» нефтегазонакопления.

В приповерхностном интервале разреза до глубин 1–1,5 км с особой отчетливостью проявилось превосходство неконвенциональных ресурсов нефти и газа над конвенциональными (традиционными). Этот интервал был выделен нами (Валяев, 2007а) в качестве второго главного интервала нефтегазонакопления. Для приповерхностного интервала характерна разобщенность в накоплении конвенциональных и неконвенциональных скоплений и ресурсов углеводородов. Для формирования конвенциональных ресурсов необходимы региональные покрывки и ловушки с первичными (в основном) коллекторами; для формирования неконвенциональных ресурсов эти факторы улавливания углеводородов в скопления не обязательны.

В интервале от 1–1,5 до 4–4,5 км ранее, по результатам изучения традиционных скоплений и ресурсов углеводородов, были выделены главные зоны традиционного нефте- и газонакопления (Раабен, 1986 и др.). В этом интервале глубин при разбуривании нефтегазонасыщенных площадей выявлены крупнейшие нефтяные и газовые, газонефтяные и газоконденсатные месторождения. Основные параметры, контролирующие процессы формирования традиционных скоплений углеводородов – резервуаров, покрывок и ловушек – приобретают в нём оптимальные значения. Этот интервал разреза в рамках классической нефтегазовой геологии характеризуется и оптимальными параметрами для генерации углеводородов из ОВ осадочных пород в процессе их катагенеза. Тем самым вертикальной миграции при формировании традиционных нефтегазовых месторождений не отводится значительной роли. Аргументом в пользу таких построений служат и разного рода различия состава залежей, фиксируемые по разрезу осадочных пород.

Неконвенциональные ресурсы углеводородов в оптимальном интервале традиционного нефтегазонакопления представлены водорастворенными газами, а также скоплениями сланцевых нефтей и газов. Глобальные ресурсы водорастворенного метана оцениваются величиной от 10^{16} до 10^{17} м³ (табл. 1), т.е. по масштабам неконвенциональных ресурсов они являются одними из самых значимых. И для отдельных крупных и гигантских газовых и газоконденсатных скоплений, и для зон нефтегазонакопления в пределах осадочных комплексов отмечается прямая корреляция их запасов с ресурсами сопутствующего им водорастворенного метана.

Инъекции и импрегнация глубинных газов и газоконденсатов в первичные высокопористые коллекторы сопровождаются растворением газа в пластовых водах и латеральным его растеканием, контролируемым региональными покрывками. Обычно

максимальная газонасыщенность пластовых вод фиксируется вблизи контуров газовых (газоконденсатных) залежей и последовательно снижается по мере удаления от них. Здесь четко проявляется локализованность вторжения углеводородных флюидов. В отдельных случаях региональная газонасыщенность пластовых вод приближается к предельной (сеноманский комплекс севера Западной Сибири) и даже достигает ее (хадумский комплекс Ставрополя). Генетическое единство этих двух типов газа, утилизированных в разной форме, очевидно. Их формирование происходило за счет глубинных углеводородов, но улавливание последних в скопления было различным.

Для оптимального интервала нефтегазонакопления характерна также достаточно тесная ассоциация в распространении нефтегазовых конвенциональных скоплений в ловушках со скоплениями над ними неконвенциональной нефти в глинистых покрышках и газа в сланцевых комплексах. Для сланцевых нефтей и газов характерна резкая неравномерность насыщения ими даже соседних участков. Аномальные концентрации (sweet spots) приурочены к наиболее трещиноватым участкам с проявлениями аномально высоких пластовых давлений и температур. Эти участки характеризуются повышенными дебитами некоторых скважин, сопоставимыми с дебитами скважин залежей конвенциональной нефти в подстилающих коллекторах. Такие аномалии контролируются разрывными нарушениями с каналами подтоков углеводородных флюидов (по материалам многих месторождений США и нефтегазовых месторождений Западной Сибири).

Подобная ситуация наглядно проявилась при разбуривании отложений баженовской свиты на Салымском месторождении в Западной Сибири. Первые промышленные притоки нефти из этой свиты были получены еще в 1968 г. на Салымском месторождении. При дальнейшем разбуривании там выявлена аномальная по нефтенасыщенности субмеридиональная зона (Клубова, Халимов, 1995). Она оказалась связана с зоной глубинных разломов на западном склоне Сургутского свода, где распространены участки повышенной деформированности кремнисто-глинистых образований баженовской свиты. Для трещинно-кавернозного коллектора характерны несколько систем проницаемости, наложенных деформаций и импрегнация углеводородных флюидов в залежь. Для этих же участков залежи характерны максимальные аномалии пластовых давлений (коэффициент аномальности K_a достигает значений 1,86) и температур. Участки повышенной продуктивности находятся в прямой

корреляции с аномальностью пластовых температур и давлений, а также с повышенной пустотностью баженовских аргиллитов (Кокорев, 2010). Эти параметры являются свидетельством вторжения и вторичности легкой нефти в залежи, а также продолжающегося ее вторжения на современном этапе.

В рамках общепринятых представлений об органическом генезисе нефти и газа скопления углеводородов в самих продуцирующих материнских (сланцевых) комплексах являются ещё одним свидетельством правильности этих теоретических построений. Однако новые данные подтверждают выдвинутую нами ранее концепцию об участии глубинных углеводородных флюидов в образовании самих осадочных комплексов, обогащённых органическим веществом, битумами и углеводородными газами, включая классические «нефтематеринские» свиты, чёрные и горючие сланцы, угли (Дмитриевский, Валяев, 1991, 2002б; Валяев и др., 2002; Валяев, 2007б; и др.). Ещё на стадии седиментогенеза в аноксидных бассейнах формируются осадки, аномально обогащённые органическим веществом, а также широким спектром металлов и микроэлементов (Беленицкая, 2010; Готтих и Писоцкий, 2006; и др.). Позднее, в катагенезе, локализованное вторжение углеводородных флюидов периодически возобновлялось и приводило как к формированию традиционных нефтегазовых месторождений в первичных и вторичных резервуарах, так и к обогащению нефтью и газом глинистых и сланцевых «продуцирующих» комплексов, вплоть до формирования в них крупных нетрадиционных скоплений УВ.

Установленное пронизывание современными разгрузками осадочных разрезов в Чёрном и Каспийском морях, Мексиканском и Калифорнийском заливах, развитие микробиальных сообществ на разгрузках на глубинах до нескольких километров от морского дна позволяет предложить альтернативные, в рамках абиогенной парадигмы, интерпретации данных о природе биомаркеров нефтей и ОВ (Валяев, 2006б; Чудецкий, 2011; и др.). Обстановка формирования сланцевых газов близка к обстановкам формирования скоплений сланцевых нефтей, для которых характерна ассоциация с газовыми, газоконденсатными месторождениями и флюидами. А сами сланцевые комплексы обычно характеризуются более высокими стадиями катагенеза.

В сущности, формирование в оптимальном интервале нефтегазонакопления традиционных скоплений углеводородов сопровождается формированием и нетрадиционных скоплений сланцевых нефтей и газов, а также скоплений

водорастворённых газов. Это единство определяется их формированием в общем ореоле вторжения глубинных углеводородных флюидов. Заметим, что для сланцевой нефти и скоплений сланцевого и водорастворённого газа ловушки оказываются необязательными; для сланцевых газа и нефти нет необходимости и в первичных резервуарах. Для оптимального интервала нефтегазонакопления ресурсы неконвенциональных сланцевых нефтей и газов сопоставимы с ресурсами нефти и газа в скоплениях традиционного типа, при этом неконвенциональные ресурсы водорастворённого метана значительно превосходят ресурсы газа в скоплениях традиционного типа.

Среди всех выделенных разновидностей нетрадиционных ресурсов УВ к наибольшим глубинам (более 4,5 км по стадиям катагенеза, т. е. глубже «нефтяного окна») приурочены скопления газа плотных (tight) низкопроницаемых пород. Традиционные ресурсы на этих глубинах представлены, прежде всего, газоконденсатными и газовыми (реже нефтяными) скоплениями. В последние годы в США газы низкопроницаемых плотных песчаников все более активно вовлекаются в промышленную разработку. Основным резервуаром этих газов являются мелкозернистые песчаники и алевролиты, на больших глубинах отличающиеся плотностью и проявлениями аномально высоких пластовых давлений (Cumella and Scheevel, 2008). Формированию скоплений газа в этих породах благоприятствует их нахождение в пределах низкопроницаемых комплексов, при этом ловушки как таковые обычно отсутствуют. Вторжение углеводородных флюидов происходит параллельно с деформациями и вторичными изменениями вмещающих газ пород. По сути, и для этого типа нетрадиционных ресурсов УВ фактором, определившим формирование их скоплений, явилась импрегнация УВ в возникающие вторичные резервуары – флюидизированные очаги.

Прослеживаются определенные аналогии в последовательности вторичной флюидизации сланцевых комплексов и плотных песчаников, начинающихся с формирования газовых аномалий, связанных с минеральным комплексом этих образований и заканчивающихся формированием sweet spots – по существу, свободных газовых скоплений. Свободные залежи, включая гигантские, не только газа, газоконденсата, но и нефти, формируются в комплексах пород, в которых интенсивно происходят процессы выщелачивания, сопровождаемые вторичными деформациями, возникновением трещиноватости и кавернозности пород. Вообще говоря, нетрадиционные скопления и ресурсы такого же типа (tight gas) должны быть широко распространены в

породах фундамента (особенно метаморфических и гранитоидных) и в породах переходных (промежуточных) комплексов. В настоящее время крупные разрабатываемые месторождения нефти и газа в фундаменте рассматриваются, как правило в качестве традиционных скоплений УВ, хотя по природе они близки к скоплениям неконвенциональных углеводородов.

Для разных типов неконвенциональных ресурсов выявляется большое разнообразие факторов и обстановок формирования их скоплений; эту особенность можно отнести к своего рода полигенезу последних. Почти полвека назад крупнейший геолог-нефтяник США Х.Хедберг зафиксировал разнообразие генезиса нефти традиционных месторождений. Он писал: «...нет необходимости допускать, что все нефти или даже все компоненты нефти образовались одним путем. Из огромного числа различных гипотез многие справедливы лишь для отдельных случаев. Много видов органического вещества в неодинаковых обстановках, в результате различных процессов могут в одно время в одном и том же месте дать продукт, который можно назвать нефтью. Большая часть нефтей образовалась, вероятно, рано, меньшая – поздно; некоторые нефти образовались при высокой температуре, некоторые – нет; одни нефти были морскими, другие – неморскими; некоторые нефти произошли из остатков животных, некоторые – из растительных остатков; некоторые нефти были растворены в воде, некоторые – нет; одни нефти мигрировали, другие – образовывались *in situ*; одни нефти мигрировали из глинистых сланцев, другие – из известняков и т. д. Детали происхождения одной нефти могут быть совершенно иными у другой. Происхождение любой отдельно взятой нефти, существующей сегодня, можно описать сложным процессом с взаимодействием многих различных факторов. Необходимо выработать главные принципы, которые в отдельности или в их сочетании могли бы разрешить проблему происхождения основной массы мировой нефти» (Hedberg, 1964).

Установив полигенез образования нефти и нефтегазовых месторождений в рамках осадочной парадигмы генезиса нефти и газа, Х.Хедберг не смог дать объяснение причин (факторов) такого разнообразия. Представляется, что теперь, с использованием данных по неконвенциональным ресурсам и их скоплениям, этот феномен найдет своё объяснение в рамках абиогенной парадигмы генезиса нефти и газа, с изменением формулы онтогенеза нефтегазовых месторождений от ГМАК (генерация, миграция, аккумуляция, консервация)

к ВИТУР (вторжение, импрегнация, трансформация, утилизация, рассеяние) (Валяев, 2011а, 2011б).

Разнообразие обстановок пространственного распространения ресурсов углеводородов разного типа контролируется не только на уровне формирования их скоплений. Преимущественное распространение газогидратов на континентальных окраинах, а тяжелых нефтей на склонах докембрийских щитов и выступов связано и с различиями состава глубинных углеводородных флюидов в разных геодинамических обстановках их генезиса. Разновидности традиционных и нетрадиционных скоплений углеводородов характеризуются как пространственной совмещенностью, так и разобщенностью, контролируемые разнообразием геодинамических обстановок и режимов. При пространственной разобщенности отчетливее проявляется разнообразие состава вторгающихся первичных глубинных углеводородных флюидов по составу газов и высокомолекулярных компонентов. Генезис первичных углеводородных флюидов остается сложным и до конца не ясным. Эта сложность возрастает ещё и в связи с тем, что в процессах возникновения и эволюции флюидно-углеводородных систем задействованы не только ювенильные, но и рециклические источники углерода и водорода; существен и вклад процессов переработки материала коры и взаимодействия кора–мантия.

Обстановки рифтогенеза, с которыми связаны основные скопления конвенциональных и неконвенциональных ресурсов углеводородов, различаются на активных и пассивных континентальных окраинах и во внутренних частях материков по своим геодинамическим режимам. Эти различия обуславливают разнообразие состава флюидов и также могут быть отнесены к своего рода полигенезу глубинных углеводородов на уровне процессов генерации. Разнообразие эволюционирующего, трансформирующегося состава первичных флюидно-углеводородных систем также можно рассматривать как проявление своеобразного их полигетерогенеза. Многократное наложение и совмещение разновидностей полигетерогенеза сопровождается не только процессы формирования нетрадиционных и традиционных скоплений углеводородов, но и образование так называемых продуцирующих комплексов осадочных пород, обогащённых органическим веществом, битумами и углеводородными компонентами. Установлено, что изменения изотопного состава углерода ($\delta^{13}\text{C}$) и водорода (δD) метана и его гомологов в разрезе нефтегазовых месторождений не связаны с особенностями генерации углеводородов из органического вещества на разных стадиях катагенеза.

Многообразии глубинного генезиса (полигенеза) нефти и газа (Дмитриевский, 2003, 2008, и др.) нуждается в специальных исследованиях. Задачей этих исследований должна стать дальнейшая разработка глубинной парадигмы полигенеза нефти и газа, поскольку новые данные не согласуются с построениями органической парадигмы.

Выявленное разнообразие обстановок трансформации и форм улавливания (утилизации) локализованных потоков трансформирующихся глубинных углеводородных флюидов имеет важное практическое значение. Становится ясно, что перспективы нефтегазоносности не только новых, но и старых нефтегазоносных регионов могут значительно расширяться с учётом своеобразных и пока ещё не достаточно раскрытых форм образования нетрадиционных скоплений углеводородов, с акцентом на исследование в недрах регионов потоков и перетоков углеводородов, контролирующее формирование традиционных и необычных скоплений углеводородов. Сложнейшие природные обстановки генезиса углеводородных флюидов и месторождений нуждаются в дальнейшей расшифровке в рамках новых генетических подходов.

Заключение

Обобщение материалов по неконвенциональным ресурсам углеводородов выявило основные особенности процессов формирования и глобальные закономерности распространения их скоплений. Прежде всего, это гигантские масштабы ресурсов углеводородов, крайняя неравномерность в распространении их скоплений, наложенный характер формирования последних по отношению к осадочному выполнению нефтегазоносных регионов в целом. Эти особенности являются важнейшим свидетельством глубинной природы источника углеводородов – углеводородных флюидов – при формировании как нетрадиционных, так и традиционных скоплений и ресурсов углеводородов (с учётом единства их природы).

Для формирования скоплений всех неконвенциональных ресурсов, в отличие от традиционных, характерны специфические обстановки, допускающие отсутствие ловушек, первичных резервуаров, а также формирование сланцевых нефтей в пределах покрышек, а газа в сланцах и в плотных (tight) комплексах. Это многообразие обстановок формирования скоплений неконвенциональных углеводородов в дополнение к традиционным месторождениям является проявлением полигетерогенной природы разных типов скоплений углеводородов на уровне процессов нефтегазонакопления. Глубинные

углеводородные флюиды различаются по составу и по типам геодинамических режимов своего формирования, т.е. для них характерен своего рода полигенез и на уровне процессов их генерации (нефтегазообразования). В этих различиях задействован и рециклинг осадочного и корового материала, который вносит свой вклад в генерацию глубинных углеводородных флюидов, помимо ювенильных источников (Дмитриевский, Валяев, 2002в; Валяев, 1987, 2006б; и др.).

ЛИТЕРАТУРА

1. *Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е.* Геология и геохимия нефти и газа. 2-е изд. М.: Изд-во МГУ, 2004. 415 с.
2. *Беленицкая Г.А.* Чёрные сланцы как «нафтодочерние» образования // Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды; нефть и газ; углеводороды и жизнь: материалы Всерос. конф. с междунар. участием, посвящ. 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина, 18–22 октября 2010 г. М. 2010. С. 671–675.
3. *Валяев Б.М.* Геодинамические аспекты глубинной углеводородной дегазации: автореф. дисс. ... д-ра геол.-минерал наук. М.: ГИН, 1987. 32 с.
4. *Валяев Б.М.* Проблема генезиса нефтегазовых месторождений: теоретические аспекты и практическая значимость // Генезис углеводородных флюидов и месторождений под ред. А.Н. Дмитриевского, Б.М. Валяева. М. 2006б. С. 14–22.
5. *Валяев Б.М.* Углеводороды и жизнь на потоках углеводородных флюидов // Дегазация Земли: геофлюиды, нефть и газ, парагенезы в системе горючих ископаемых: тез. докл. Междунар. конф., 30–31 мая – 1 июня 2006 г. М., 2006б. С. 71–73.
6. *Валяев Б.М.* Приповерхностный интервал нефтегазонакопления: специфика и масштабы утилизации углеводородных флюидов // Материалы XVII Международной научной конференции (Школы) по морской геологии «Геология морей и океанов». М., 2007а. Т 1. С. 92–95.
7. *Валяев Б.М.* Утилизация локализованных разгрузок и потоков углеводородов в водной толще и донных осадках акваторий // Там же. М.: 2007б. С. 95–97.
8. *Валяев Б.М.* Арктические и приарктические регионы: специфика процессов нефтегазонакопления // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2010. Вып. 1. URL: <http://oilgasjournal.ru/2009-1/1-rubric/valyayev.html>

9. *Валяев Б.М.* Нетрадиционные ресурсы и скопления углеводородов: особенности распространения и процессов нефтегазонакопления. В кн.: Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со дня рождения П.Н. Кропоткина) отв. ред. А.Н. Дмитриевский, Б.М. Валяев. М., 2011а. С. 390–404.
10. *Валяев Б.М.* Распространение и локализация конвенциональных и неконвенциональных ресурсов в недрах палео- и современных осадочных бассейнов // Геология морей и океанов: материалы XIX Междунар. науч. конф. (Школы) по морской геологии. М., 2011б. Т. 2. С. 25–30.
11. *Валяев Б.М., Титков Г.А., Чудецкий М.Ю.* О генезисе изотопно легкого ($\delta^{13}\text{C}$, δD) метана нефтегазовых месторождений // Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений. М., 2002. С. 108–134.
12. *Высоцкий В.И., Дмитриевский А.Н.* Мировые ресурсы нефти и газа и их освоение // Рос. хим. журн. 2008. Т. 52. № 6. С. 18–24.
13. *Готтих Р.П., Писоцкий Б.И.* К вопросу о формировании нефтематеринских толщ // Георесурсы. 2006. № 4(21). С. 6–11.
14. *Дмитриевский А.Н.* Полигенез нефти и газа // Генезис нефти и газа. М., 2003. С. 104–105.
15. *Дмитриевский А.Н.* Полигенез нефти и газа // Докл. РАН. 2008. Т. 419, № 3. С. 373–377.
16. *Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М.* Единство генезиса горючих ископаемых – новая основа // Дегазация Земли и геотектоника: тез. докл. III Всесоюз. совещ.. М., 1991. С. 124–126.
17. *Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М.* Природа, ресурсы и значимость гидратов природного газа // Газовая пром-сть. 2002а. № 11. С. 22–25.
18. *Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М.* Углеводородная дегазация через дно океана: локализованные проявления, масштабы, значимость // Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений. М., 2002б. С. 7–36.
19. *Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М.* Основные результаты и перспективы исследований по проблеме «Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ» // Материалы Международной конференции памяти академика П.Н. Кропоткина, 20–24 мая 2002 года, г. Москва. М., 2002в. С. 3–6.

20. *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.
21. *Дмитриевский А.Н., Высоцкий В.И.* Сланцевый газ – новый вектор развития мирового рынка углеводородного сырья // Газовая пром-сть. 2010. № 8. С. 44–47.
22. *Иванов М.К.* Потoki углеводородных флюидов на глубоководных окраинах Европы и связанные с ними явления // Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология. 2000. № 5. С. 31–44.
23. *Калинко М.К.* Основные факторы, определяющие масштабы нефтегазообразования и нефтегазонакопления // Проблема происхождения нефти и газа. М., 1994. С. 3–21.
24. *Клубова Т.Т., Халимов Э.М.* Нефтеносность отложений баженовской свиты Салымского месторождения (результаты изучения и перспективы). М., 1995. 40 с.
25. *Кокорев В.И.* Техничко-технологические основы инновационных методов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами нефти: автореф. дис. ... докт. техн. наук. М., 2010. 46 с.
26. *Кравченко К.М.* К развитию учения И.О. Брода о нефтегазоносных бассейнах: (к столетию со дня рождения) // Геология, геофизика и разраб. нефт. и газовых месторождений. 2002. № 4. С. 57–75.
27. *Лейн А.Ю., Иванов М.В.* Биогеохимический цикл метана в гидросфере. М.: Наука, 2009. 576 с.
28. *Раабен В.Ф.* Основные типы нефтегазоносных территорий мира. М.: Недра, 1986. 160 с.
29. *Чудецкий М.Ю.* Микробиальные биотрансформации углеводородных геофлюидов в процессах нефтегазообразования // Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений: (к 100-летию со дня рождения П.Н. Кропоткина) отв. ред. А.Н. Дмитриевский, Б.М. Валяев. М., 2011. С. 351–367.
30. *Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А.* Нетрадиционные ресурсы углеводородов – резерв для восполнения сырьевой базы нефти и газа России // Нефтегазовая геология. Теория и практика: Электрон. науч. журн. 2009. Т. 4. № 1. URL: http://www.ngtp.ru/rub/9/11_2009.pdf

31. *Cumella S.P., Scheevel J.* The influence of stratigraphy and rock mechanics on Mesaverde gas distribution, Piceance Basin, Colorado // AAPG Special Volumes. 2008. P. 137–155.
32. *Dmitrievsky A.N., Valyaev B.M.* New data of the gas hydrates in the World Ocean and the prospects of their exploration // Proc. Indo-Russian Joint workshop on gas hydrates under JLTP. 2001. P. 127–134.
33. *Hedberg H.D.* Geological aspects of origin of petroleum // Bull. AAPG. 1964. Vol. 48, № 11. P. 1755–1803.
34. *Judd A., Hovland M.* Seabed fluid flow. The impact on geology, biology and the marine environment. Cambridge University press, 2007. 475 p.
35. *Kvenvolden K., Rogers B.* Gaia's breath – global methane exhalations // Mar. Petrol. Geol. 2005. Vol. 22, № 4. P. 579–590.
36. *Milkov A.V.* Worldwide distribution of submarine mud volcanoes and associated gas hydrates // Mar. Geol. 2000. Vol. 167. P. 29-42.
37. *Skipper K.* Petroleum resources of Canada in the twenty-first century. In: Petroleum provinces of the twenty-first century. Tulsa, 2001. P. 109–135.
38. *Valyaev B.M., Dmitrievsky A.N.* The hydrocarbon flows and seepages through the ocean bottom: distribution, nature, importance // V International conference «Gas in Marine Sediments»: Abstr. and guide book. Bologna (Italy), September, 9–12, 1998. [S.l.], P. 185–186.