

УДК 550.8

# Природа и особенности пространственного распространения нетрадиционных ресурсов углеводородов и их скоплений

Б. М. Валяев (ИПНГ РАН)

**В статье рассмотрены специфические факторы обстановок формирования и распространения основных типов неконвенциональных ресурсов. Выявилось гораздо большее разнообразие условий и механизмов образования их скоплений по сравнению с традиционными скоплениями конвенциональных ресурсов углеводородов. По источнику углеводородов единство процессов формирования конвенциональных и неконвенциональных ресурсов углеводородов и их скоплений наиболее ярко проявляется в разрезах гигантских месторождений (снизу вверх – скопления газоконденсатов, обычных и сланцевых нефтей и газов, обычного и водорастворенного газа, тяжелых нефтей и газогидратов) Аляски и севера Западной Сибири. Вниз по разрезу с глубиной ассоциации скоплений конвенциональных и неконвенциональных углеводородов становятся все более тесными, вплоть до их полной совмещенности.**

Во второй половине XX в. по мере вовлечения в поиски осадочных бассейнов выявлялось все больше случаев нахождения и распространения залежей и месторождений нефти, газа и газоконденсата в сложных, необычных (нетрадиционных) условиях. Если нетрадиционные (литологические, стратиграфические, гидродинамические и др.) ловушки в основном затрудняли поиски связанных с ними залежей, то нетрадиционные резервуары и залежи уже затрудняли их разработку, требуя использования более сложных новых технологий. Многие, даже крупные по масштабам запасов, нетрадиционные месторождения в настоящее время нерентабельны для разработки. Повышение цен на углеводородное сырье может привести к переводу некоторых из них в разряд рентабельных, в разряд как бы традиционных.

Другие месторождения будут вовлечены в разработку после создания новых технологий, обеспечивающих снижение расходов.

К концу XX в. углеводородные ресурсы целого ряда разновидностей нетрадиционных скоплений намного превысили ресурсы их традиционных аналогов. В число этих разновидностей вошли газогидраты и тяжелые нефти, сланцевые газ и нефть, водорастворенные газы, газы плотных (tight) резервуаров. По условиям формирования и залегания к последним близки и скопления УВ в породах фундамента. Перечисленные разновидности залегания и распространения скоплений УВ в необычных обстановках и их ресурсы в западных странах были отнесены к отдельной категории неконвенциональных (unconventional) ресурсов. Однако в русском переводе термин unconventional переведен как «нетрадиционные» (для по-

следнего в западной нефтегазовой геологии используется термин nontraditional). В этой статье автор использует оба термина, хотя и такой вариант не идеален.

Суть неконвенциональных (нетрадиционных) ресурсов достаточно удачно сформулирована в статье В.П. Якуцени с соавторами: «Нетрадиционные ресурсы углеводородов – это та их часть, подготовка и освоение которой нуждается в разработке новых методов и способов выявления, разведки, добычи, переработки и транспорта. В отличие от традиционных они сосредоточены в сложных для освоения скоплениях либо рассеяны в непродуктивной среде. Они плохо подвижны или неподвижны в пластовых условиях недр, в связи с чем нуждаются в специальных способах извлечения из недр, что повышает их себестоимость. Однако достигнутый в мире прогресс в технологиях добычи нефтегазового сырья допускает освоение некоторых из них с себестоимостью эквивалентной прогнозируемой цене на нефть и газ на мировом рынке в ближнесрочной перспективе» [1, с. 7].

Начало XXI в. ознаменовалось переходом к широкому использованию ресурсов нетрадиционного углеводородного сырья [2]. Обозначились два «прорыва», относящиеся к разработке битуминозных песков (Атабаска, Канада) и сланцевого газа (США). Ближится еще один «прорыв» после завершения создания технологий по разработке скоплений газогидратов, главным образом в акватории Мирового океана (Япония и др.). Однако на фоне успехов в создании и использовании но-

вых, сложных и дорогостоящих технологий острее ощущается недостаточность усилий, необходимых для осмысления совокупности новой информации, такой как: распространение и условия залегания всего спектра нетрадиционных скоплений УВ в сопоставлении с традиционными; расшифровка механизмов их формирования; природа источников УВ для их формирования. Представленная статья направлена, с одной стороны, на восполнение этого пробела, а с другой – на выявление наиболее актуальных новых направлений рентабельной разработки нетрадиционных скоплений нефти и газа в России с учетом ее специфических условий.

## УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ОБСТАНОВКИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ РЕСУРСОВ УВ И ИХ СКОПЛЕНИЙ

Основные ресурсы традиционных скоплений УВ сосредоточены на средних глубинах [3] в интервале осадочного разреза нефтьгазоносных регионов от 1,0–1,5 до 4,0–4,5 км (оптимальный интервал традиционного нефтьгазонакопления). В отличие от традиционных нетрадиционные ресурсы в виде газогидратов, тяжелых нефтей и битумов представлены гигантскими скоплениями выше по разрезу в интервале глубин до 1,0–1,5 км.

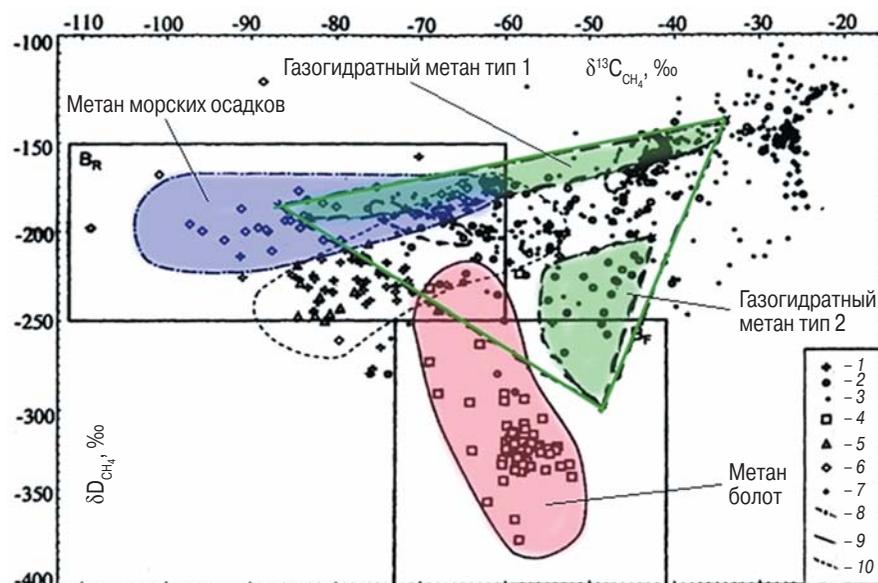
Ресурсы газогидратного метана в приповерхностном интервале большинство специалистов оценивают величиной от  $5 \cdot 10^{15}$  до  $2 \cdot 10^{16}$  м<sup>3</sup>, т.е. на 1–2 порядка величин больше извлекаемых запасов газа традиционного типа, которые составляют  $1,8 \cdot 10^{14}$  м<sup>3</sup>. Основные ареалы распространения скоплений и ресурсов газогидратов в глобальном плане (более 96 %) приурочены к континентальным окраинам Мирового океана. В приповерхностном интервале донных осадков до глубин 500–1000 м располагается специфическая зона возможного существования (термодинамической стабильности) клатратов метана при глубинах водного столба, превышающих 400–600 м. На континентальных окраинах зона стабильности газогидратов (ЗСГ) совпадает в основном с интервалом распространения неконсолидированных осадков. Латеральная миграция в них затруднена, еще менее

она вероятна в ЗСГ. В отсутствие газосборных площадей формирование гигантских газогидратных скоплений возможно лишь при интенсивной вертикальной миграции УВ из их источников. Из-за отсутствия качественных региональных покрывок каналы миграции УВ часто пронизывают снизу ЗСГ вплоть до морского дна. Эти каналы контролируются обычно инъекционными структурами типа диапиров, псевдодиапиров, труб (chimneys); наиболее интенсивные из них ассоциируются с грязевыми вулканами [4]. В донных осадках, на участках выходов каналов на морское дно и разгрузки УВ часто фиксируются очаговые скопления газогидратов [5]. Глубинная природа УВ была обоснована работами авторов [6–9], как для интенсивных сквозных разгрузок УВ, так и для формирования скоплений газогидратов в осадках дна Мирового океана. Локализованные разгрузки этих флюидов прослеживаются по сейсмоакустическим данным в разрезе осадочных отложений на глубинах от многих сотен метров до нескольких километров от поверхности дна.

Распространение скоплений газогидратов в палеобассейнах на суше возможно только в пределах приарктических регионов, поскольку на суше ЗСГ формируется только в ассоциации с комплексами многолетне-

мерзлых пород (ММП) мощностью более 300 м, располагаясь под ними. Специальные исследования на Аляске и в дельте р. МакКензи (Канада) выявили связь формирования и размещения скоплений газогидратов с разрывными нарушениями, проникающими вверх до ЗСГ и ММП [10]. Эти разрывные нарушения контролируют каналы инъекции углеводородных флюидов, участвующих в формировании газогидратных скоплений.

Для газогидратов характерны отсутствие контролирующей роли ловушек при формировании их скоплений, а также вторичность – наложенность залегания (нахождения) по отношению к осадочному чехлу в целом. При этом преобладающей является вертикальная миграция УВ от их источников, и тем самым газогидратные скопления часто маркируют глубинные очаги генерации УВ. Вертикальная миграция углеводородных флюидов сопровождается их трансформацией. Вверх по разрезу придонных осадков в океане происходит последовательное снижение содержания гомологов метана с облегчением изотопного состава углевода метана и углекислоты [11]. Процессы окислительной деструкции происходят с участием микробальной деятельности при сульфат-редукции. На суше в ЗСГ



**Рис. 1. Изотопный состав углерода и водорода метана различных типов природных газов:**

1–3 – метан в залежах на глубинах: 1 – до 150 м, 2 – от 150–1000 м, 3 – более 1000 м, соответственно; 4–7 – метан в газах: 4 – болот и осадков озер, 5 – мелководных участков морей и прибрежных болот, 6 – глубоководных участков морей и океанов, 7 – гидротерм Новой Зеландии; 8–10 – изотопные поля метана в газах: 8 – осадков глубоководных морей и океанов, 9 – болот и осадков озер, 10 – залежей на глубинах до 150 м

возникают аноксидные обстановки, при которых основные изменения изотопного состава в метане охватывают в основном не углерод ( $\delta^{13}\text{C}$ ), а водород ( $\delta\text{D}$ ). Эти два типа трансформации углеводородных флюидов при гидратообразовании и газогидратонакоплении отчетливо проявляются на двойной изотопной диаграмме (рис. 1).

Тяжелые нефти и битумы за последние годы становятся объектом все более интенсивных исследований, и глобальные оценки их ресурсов уже превысили 1 трлн т. При этом более 70 % из них сосредоточены всего в двух регионах – Западной Канаде и Восточной Венесуэле. По ресурсам пояс битуминозных песков Атабаска (Канада) сопоставим с ресурсами обычных (conventional) нефтей Ближнего Востока, который рассматривается в качестве крупнейшего «полюса» нефтенакопления и где выявлено более 60 % мировых запасов обычной нефти. В этом регионе открыто уже более 30 уникальных месторождений нефти и газа с запасами более 1 млрд т н. э., и в их числе три суперуникальных – с запасами более 5 млрд т каждое. В Западно-Канадском бассейне обособляются шесть суперуникальных скоплений тяжелой нефти, ресурсы самого большого из которых – супергиганта Атабаска – Уобаска – превышают 140 млрд т [12]. Глубина до фундамента в пределах этого скопления на пологом склоне Канадского щита не превышает 300 м. Формирование как скопления, так и всего пояса битуминозных песков Атабаска могло быть связано лишь с дальней латеральной миграцией нефти с Запада из наиболее погруженной части бассейна, находящейся под надвигами Скалистых гор.

Еще более гигантский пояс накопления тяжелых нефтей и битумов выявлен в Восточной Венесуэле на северном склоне Гвианского щита. Здесь в полосе  $625 \times 65$  км (рис. 2) ресурсы тяжелой нефти оцениваются в 400–500 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 квадратных километров, площадь Восточно-Венесуэльского бассейна очень мала, менее 100 тыс. км<sup>2</sup>. 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 (рис. 3).

При формировании скоплений обычных (conventional) нефти и газа решающая роль в их аккумуляции принадлежит региональным покрывкам. Скопления тяжелых нефтей и битумов формируются на склонах докембрийских щитов при отсутствии хороших покрывок, при потере газообразных и низкомолекулярных жидких УВ, с участием процессов биодеградаци.

В приповерхностном интервале, в сущности, при отсутствии покрывок и ловушек, происходит не аккумуляция нефти, а специфическая утилизация тяжелых нефтей и битумов. Для их скоплений, приуроченных в основном к приповерхностному интервалу глубин, характерна и наглядна вторичность – наложенность залегания по отношению ко всему осадочному разрезу нефтегазоносных бассейнов в целом. Для тяжелых нефтей и битумов характерна еще большая неравномерность в пространственном распределении их скоплений в глобальном и региональном масштабах, чем для

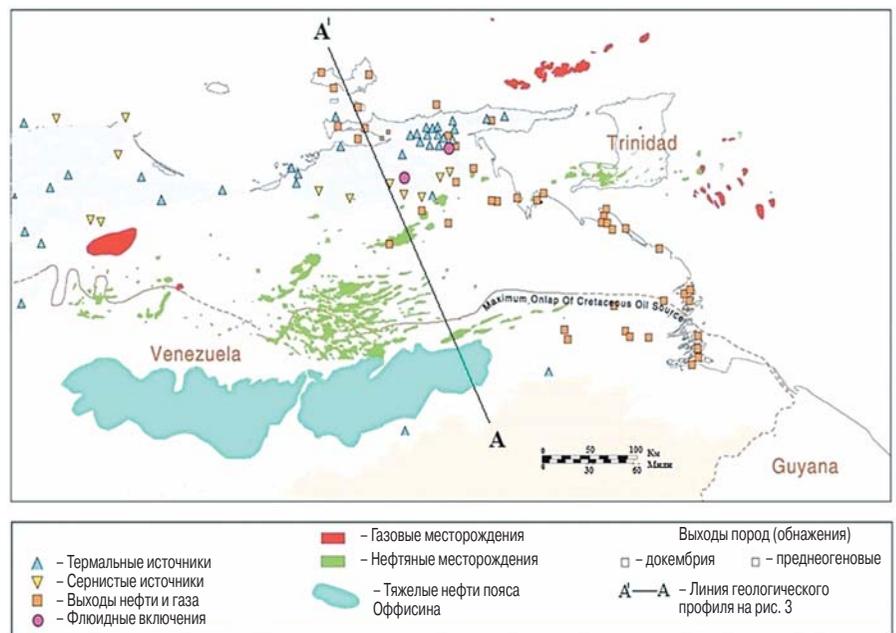


Рис. 2. Восточно-Венесуэльский нефтегазоносный бассейн [J. Summa et al., 2003]

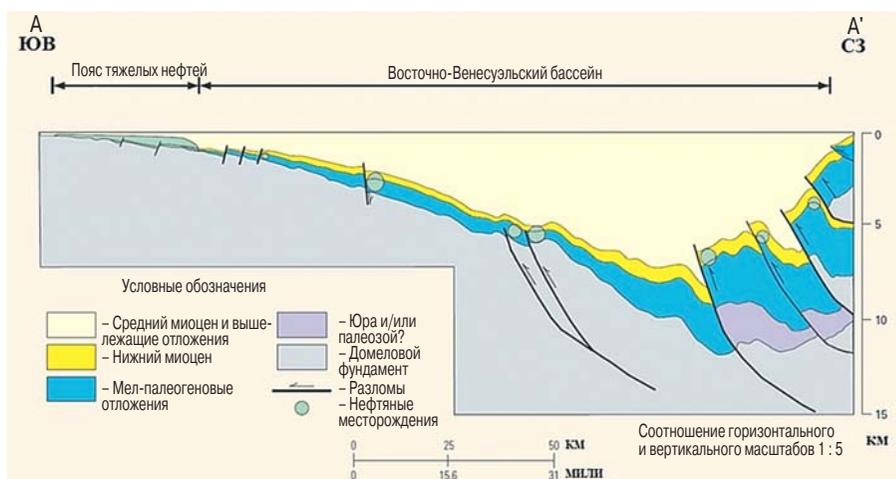


Рис. 3. Геологический профиль через Восточно-Венесуэльский бассейн

нефтегазовых месторождений обычного типа [13]. Пояс тяжелых нефтей Оффисина Восточно-Венесуэльского палеобассейна можно рассматривать в качестве эпицентра самого крупного на Земле «полюса» нефтегазоаккумуляции.

В последнее десятилетие активные усилия по изучению тяжелых нефтей, вслед за США и Канадой, предпринимаются в Китае и Мексике, а также в ряде стран Ближнего Востока и Северной Африки. В России наибольшие ресурсы тяжелых нефтей тяготеют к склонам Анабарского щита и Татарского свода (Мелекесская впадина). Для разработки благоприятен и ряд крупных месторождений Западной Сибири [1].

Основные ресурсы водорастворенных газов приурочены к оптимальному интервалу нефтегазоаккумуляции, т. е. совпадают с главными зонами нефтегазоаккумуляции. В этом интервале глубин формирования традиционных и нетрадиционных скоплений газа происходят параллельно и взаимосвязанно. Инъекции и импрегнация глубинных газов и газоконденсатов в первичные высокопористые коллекторы сопровождаются растворением газа в пластовых водах и латеральным его растеканием, контролируемым региональными покровными. Обычно максимальная газонасыщенность пластовых вод фиксируется вблизи контуров газовых (газоконденсатных) залежей и последовательно снижается по мере удаления от них. Здесь с особой очевидностью проявляется локализованность вторжения углеводородных флюидов. В отдельных случаях и региональная газонасыщенность пластовых вод приближается к предельной (сеноманский комплекс севера Западной Сибири) и даже достигает ее (хадумский комплекс Ставрополя). По подсчетам специалистов, запасы обычных (свободных) газов в залежах во много раз уступают ресурсам водорастворенных газов в тех же продуктивных комплексах. И для отдельных крупных и гигантских газовых и газоконденсатных скоплений, и для их совокупностей в пределах нефтегазоносных комплексов отмечается прямая корреляция запасов с ресурсами сопутствующего им водорастворенного метана. Генетическое единство этих двух типов газа, утилизированных в разной форме, очевидно.

Как и для остальных традиционных и нетрадиционных углеводородных ресурсов, для водорастворенного метана характерна крайне неравномерная глобальная и внутрирегиональная распространенность, его ресурсы оцениваются величиной от  $10^{16}$  до  $10^{17}$  м<sup>3</sup>. Газ, растворенный в пластовых водах, по масштабам нетрадиционных ресурсов газа считается одним из самых значимых. При его добыче вместе с водой возникают проблемы утилизации извлекаемой воды. Низкие дебиты (до первых десятков тысяч кубометров) и низкие давления газа позволяют использовать его лишь для местных нужд. До настоящего времени масштабы добычи водорастворенного метана невелики, и «прорывов» в его разработке и использовании в обозримом будущем не ожидается.

Хотя наибольшие успехи в использовании нетрадиционных ресурсов природного газа связаны с разработкой сланцевого газа, в отношении его природы при переинтерпретации новых данных ситуация оказывается наиболее сложной. В традиционных представлениях о связи этого газа с преобразованием органического вещества продуцирующих комплексов пород, казалось бы, трудно усомниться, поскольку он добывается из этих самых комплексов. Однако новые данные подтверждают выдвинутую автором ранее концепцию об участии глубинных углеводородных флюидов в образовании самих осадочных комплексов, обогащенных органическим веществом, битумами и углеводородными газами – классических «нефтематеринских» свит, черных и горючих сланцев, углей [4, 11, 14].

Разгрузки углеводородных флюидов на стадии седиментогенеза приводят к обогащению накапливающихся тонкозернистых осадков не только органическим веществом, но и широким спектром металлов и микроэлементов. Разгрузки обеспечивали и поступление в бассейны седиментации углерода, фосфора и ряда необходимых для жизнедеятельности биоты микроэлементов (Mg, Zn, Cu и др.), а также токсичных элементов, таких как кадмий, ртуть, мышьяк, селен и уран. «Взрывы жизни» и массовые вымирания в связи с этим оказывались естественными спутниками седиментационного этапа формирования классических нефтематеринских свит. Этот механизм

обеспечивал на обширных площадях создание аноксидных придонных обстановок и аномальное обогащение нефтематеринских комплексов органическим веществом и битуминозными компонентами. 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 крупных нетрадиционных скоплений УВ. Для сланцевых нефтей и газов характерна резкая неравномерность насыщения ими даже соседних участков. Участки аномальной газо- или нефтенасыщенности, получившие название «сладких мест» (sweet spots), приурочены к наиболее деформированным и трещиноватым участкам сланцевых комплексов, с проявлениями аномально высоких пластовых давлений и температур, с комплексами вторичных минералогических и геохимических аномалий. Эти участки характеризуются и повышенными дебитами некоторых скважин, сопоставимыми с дебитами скважин из традиционных залежей нефти или газа в подстилающих коллекторах. Перечисленные аномалии контролируются обычно разрывными нарушениями разного типа с каналами вторжения и перетоков глубинных углеводородных флюидов.

В рамках пересмотра природы «нефтематеринских» свит находят объяснение те успехи, которые были достигнуты в США при разработке сланцевого газа [2, 15]. В сущности, в разработку вовлекались комплексы карбонатно-кремнисто-глинистых сланцев, так называемых продуцирующих пород в пределах аномальных участков вторжения в них локализованных потоков глубинных углеводородных флюидов, которые часто ассоциируются с разрабатываемыми традиционными скоплениями УВ. Использование созданных жестких технологий многоствольного бурения горизонтальных скважин с массивными гидроразрывами и газопаровым воздействием оказывается эффективным для извлечения сланцевого газа. Преодоление сил сцепления высокомолекулярных (нефтяных) компонентов с минеральными и органическими ком-

понентами отложений гораздо сложнее. Возможности извлечения сланцевого газа, как и сланцевой нефти, во многом зависят от интенсивности и масштабов имевшей место импрегнации углеводородных флюидов в сланцевые комплексы.

Геологическая эволюция осадочных бассейнов на территории США была особенно благоприятной для формирования многочисленных (десятки тысяч) нефтегазовых скоплений традиционного типа в ассоциации с гигантскими нетрадиционными ресурсами УВ в ареалах их совместного распространения. Высочайшая степень разбуренности и геологической изученности этих ареалов облегчила использование новых технологий добычи сланцевого газа. Рентабельность разработки повышает и имеющаяся уже инфраструктура транспортировки газа к потребителю, и близость потребителя.

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 газы низкопроницаемых

плотных песчаников все более успешно вовлекаются в промышленную разработку. Основным резервуаром этих газов являются мелкозернистые песчаники и алевролиты, на больших глубинах отличающиеся плотностью и проявлениями аномально высоких пластовых давлений [16]. Формированию скоплений газа в этих породах благоприятствует их нахождение в пределах низкопроницаемых комплексов, при этом ловушки как таковые обычно отсутствуют (рис. 4). Вторжение углеводородных флюидов происходит параллельно с деформациями и вторичными изменениями вмещающих газ пород. В сущности, 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 («сладких мест») – 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.

В сущности, 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 эти крупные разрабатываемые месторождения нефти и газа в фундаменте обычно рассматриваются в качестве традиционных скоплений УВ, хотя по природе должны быть отнесены к скоплениям неконвенциональных УВ.

## SWEET SPOTS НЕКОНВЕНЦИОНАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ

В последние годы основные публикации по сланцевым газам США не обходятся без рассмотрения sweet spots. При разработке любых полезных ископаемых первоочередными всегда оказываются наиболее обогащенные участки месторождений. В США преобладают мелкие месторождения нефти и газа (более 30 тыс.). Невелики по размерам (первые сотни метров) и sweet spots. Но технологии субгоризонтального ориентированного бурения позволяют одной скважиной охватить несколько sweet spots. Высокие технологии, высокая степень геологической изученности, близость потребителя – все это способствует рентабельной добыче сланцевого газа. Следует особо отметить, что с разбуриванием и изучением сланцевых комплексов выяснилось, что как сами sweet spots, так и их продуктивность по природе вторичны и связаны с наложенными процессами тектонических деформаций и минеральных трансформаций, способствовавших формированию залежей нефти и газа во вторичных микротрещинных и микропористых резервуарах. В сущности, sweet spots сланцевых комплексов мало отличаются от sweet spots в плотных разнозернистых песчаниках и аргиллитах (tight) по своей природе. Тем самым вопрос о продуцирующей (материнской) роли сланцевых комплексов, в сущности, закрыт.

Другая особенность разбуриваемых sweet spots сланцевых комплексов США

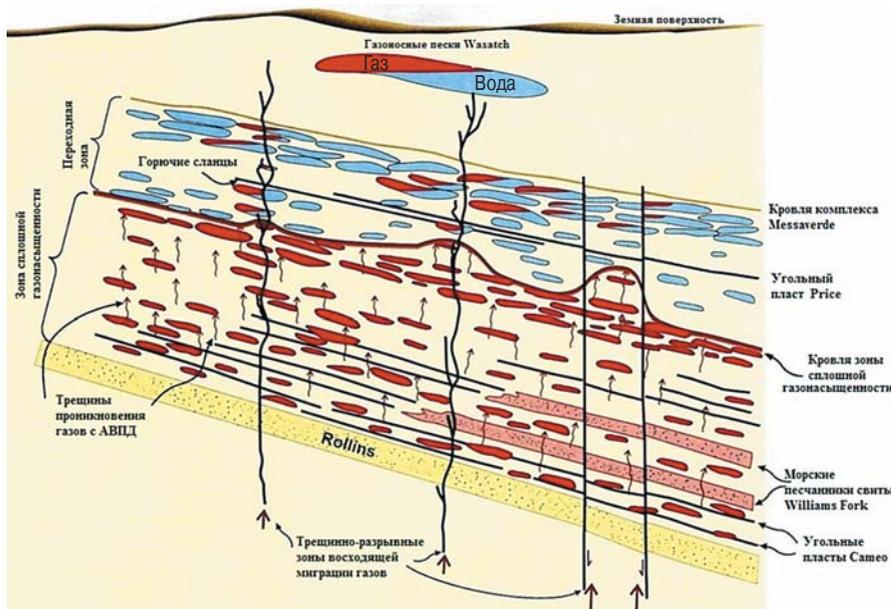


Рис. 4. Схематический разрез, иллюстрирующий модель миграции газа через комплекс Messaverde в бассейне Piceance [16]

состоит в том, что обычно они ассоциированы с нефтегазовыми месторождениями, залегающими в комплексах пород непосредственно ниже по разрезу. И этот аспект также облегчает освоение sweet spots. Ситуация с конвенциональными ресурсами в России принципиально иная, чем в США, особенно по газу. Открытых месторождений на порядок меньше, а ресурсов примерно на порядок больше. Нет острой необходимости вести разработку сланцевого газа, тем более что и своих высоких технологий для этого нет. А вот научный «мониторинг» следовало бы активизировать, как и поиски нефти и газа в плотных породах промежуточного комплекса и метаморфических породах фундамента Западной Сибири.

В США начинается «бум» сланцевой нефти. В этом направлении обнадеживающие результаты получены и в России по баженовской свите 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 [17]. 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 импрегнации 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 [18]. Эти параметры являются свидетельством вторжения и вторичности природы легкой нефти в залежи, а также продолжающегося ее вторжения на современном этапе.

Имеющиеся ныне расхождения в оценке нефтяных ресурсов, сконцентрированных в баженовской свите, различаются в десятки раз, от 5–10 млрд до 70–170 млрд т. И во многом эти расхождения объясняют-

ся тем, происходит ли оценка ресурсов только легкой нефти, скопления которой сформировались на позднем этапе, или учитываются и потенциальные ресурсы неконвенциональной нефти, «законсервированной» в катагенетически преобразованном с участием глубинных углеводородных флюидов первичном (седиментационном) органическом веществе.

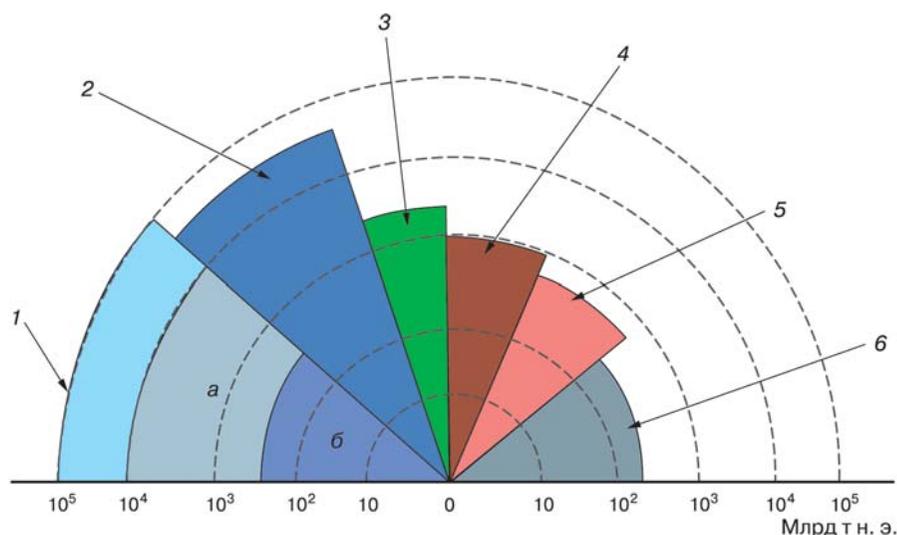
В сущности, до настоящего времени вся нефть, добытая из баженовской свиты, относилась к ее скоплениям первого типа. Эффективное извлечение «законсервированной» в органическом веществе нефти требует использования более сложных технологий с высокотемпературным термогазовым воздействием, и до рентабельности такой разработки баженовской свиты еще далеко.

## ПАРАГЕНЕЗЫ, АССОЦИАЦИИ И СОВМЕЩЕННОСТЬ НЕТРАДИЦИОННЫХ И ТРАДИЦИОННЫХ РЕСУРСОВ УВ И ИХ СКОПЛЕНИЙ

Необходимо отметить, что же является общим для неконвенциональных ресурсов углеводородов и их скоплений и в чем состоят общность и основные различия их природы и формирования по сравнению с конвенциональными ресурсами УВ и скоплениями последних.

Формирование нетрадиционных скоплений УВ происходило в ореолах вторжения глубинных углеводородных флюидов по разным механизмам импрегнации, утилизации и рассеяния продуктов их трансформации. При формировании нетрадиционных скоплений УВ первичные ловушки для их образования и сохранности, т. е. консервации, были не обязательны, также не были задействованы нефтегазосборные площади осадочных бассейнов и их продуцирующие комплексы.

Объемы всех разновидностей неконвенциональных ресурсов УВ превышают масштабы конвенциональных ресурсов УВ (рис. 5). Особенно значимо это превышение проявляется в приповерхностном интервале как по ресурсам газогидратов в сопоставлении с обычными газами, так и по ресурсам тяжелых нефтей и битумов в сопоставлении с ресурсами обычных нефтей. При этом формирование скоплений тяжелых нефтей на активных окраинах происходило с участием процессов дальней латеральной миграции по зонам срыва в фундаменте (коре) – по зонам деколлементов (детachment), контролирующим каналы миграции. Только за счет поступления глубинных углеводородных флюидов из обширных очагов, расположенных под складчатыми поясами, и могли сформироваться сверхгигантские скопления тяжелых нефтей.



**Рис. 5. Геологические ресурсы углеводородов:**

1 – газогидраты: а – рассеянные в донных отложениях шельфа, б – рассеянные в зонах дислокации грязевого вулканизма; 2 – водорастворенные газы континентов; 3 – газы и нефти в плотных формациях и низкопроницаемых коллекторах; 4 – тяжелые нефти, нефтяные пески, природные битумы; 5 – традиционные ресурсы нефти и газа; 6 – газы в угленосных отложениях [1]

В более глубоких горизонтах осадочного чехла при формировании нетрадиционных ресурсов УВ в форме сланцевой нефти, сланцевых газов и газов разного рода плотных пород (включая фундамент) с особой отчетливостью проявились наложенные процессы деформации и вторичных изменений (до интенсивного метасоматоза), связанные с процессами вторжения (импрегнации) глубинных углеводородных флюидов. Участки с максимальной интенсивностью их вторжения становились в результате так называемыми «сладкими местами», т. е. участками повышенной насыщенности газом и нефтью, характеризующимися при разработке аномально высокими дебитами скважин.

В пределах многопластовых месторождений ассоциации скоплений конвенциональных и неконвенциональных УВ с глубиной становятся все более тесными, вплоть до их полной совмещенности в сланцевых комплексах и в низкопроницаемых комплексах пород, вмещающих плотные песчаники. Здесь в залежах все чаще обнаруживаются слабо дифференцированные и нетрансформированные глубинные углеводородные флюиды газоконденсатного типа.

Единство процессов формирования конвенциональных и неконвенциональных ресурсов УВ ярко проявляется в пространственной ассоциации их гигантских скоплений на разных уровнях вторжения. Примером такой пространственной ассоциации может служить группа месторождений Аляски: Прадхо-Бей – Эйлин – Купарук Ривер (рис. 6). В пределах этих месторождений по разрезу прослеживается изменение общего и фазового состояния гигантских залежей от обычных до тяжелых нефтей, от скопления свободного газа в шапке до скоплений газогидратов. Подобные соотношения встречаются и на ряде гигантских газоконденсатных месторождений севера Западной Сибири.

Процессы формирования нетрадиционных скоплений УВ в рамках представлений об онтогенезе могут быть суммированы формулой ВИТУР (вторжение, импрегнация, трансформация, утилизация, рассеяние). Она применима и к формированию традиционных залежей нефти и газа, поскольку более адекватно отражает сущность единства процессов их формирования

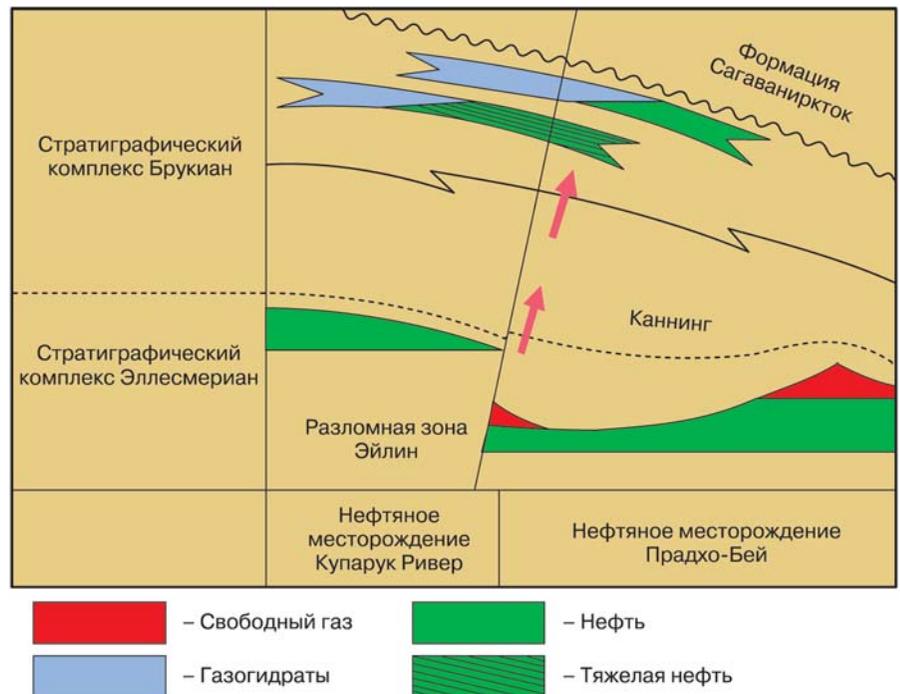


Рис. 6. Схематический разрез через месторождения Купарук Ривер, Прадхо-Бей и газогидратное скопление Эйлин [Collett, 1993]

с нетрадиционными скоплениями, как в отношении источников УВ, так и в отношении энергетики этих процессов. Однако, как было показано, для каждого из уровней вторжения глубинных УВ формула ВИТУР приобретает свои специфические черты, так и при формировании традиционных скоплений и ресурсов УВ.

До последнего времени онтогенез процессов нефтегазоаккумуляции рассматривался по формуле ГМАК (генерация, миграция, аккумуляция и консервация) УВ [19]. Как становится теперь ясно из материалов по неконвенциональным ресурсам УВ, в формировании их скоплений ни продуцирующие (материнские) комплексы, ни нефтегазосборные площади осадочных бассейнов не были задействованы в соответствии с формулой ГМАК.

Выполненный обзор обстановок распространения неконвенциональных ресурсов УВ выявил удивительное разнообразие условий и механизмов образования их скоплений по сравнению со скоплениями конвенциональных ресурсов УВ. Приходится сделать вывод о полигенезе процессов нефтегазоаккумуляции в отношении некон-

венциональных ресурсов и скоплений УВ. Учитывая генетическое единство (единую природу) неконвенциональных и конвенциональных ресурсов УВ, вывод о полигенезе распространяется и на последние – конвенциональные ресурсы УВ и их скопления. Полигенез нефти и газа [20] получает новые направления для дальнейшего развития.

Работа выполнена при поддержке РФФИ, проект 11-05-00193.

#### Список литературы

1. 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: электр. науч. журн. – 2009. – Т. 4. – № 1. – [http://www.ngtr.ru/rub/9/11\\_2009.pdf](http://www.ngtr.ru/rub/9/11_2009.pdf)
2. Высоцкий В.И., Дмитриевский А.Н. Мировые ресурсы нефти и газа и их освоение // Российский химический журнал. – 2008. – Т. LII. – № 6. – С. 18–24.
3. Раабен В. Ф. Основные типы нефтегазоносных территорий мира. – М.: Недра, 1986. – 160 с.
4. Дмитриевский А.Н., Валаев 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.
5. Соловьев В.А. Природные газовые гидраты как потенциальное полезное ископаемое. Газовые гидраты // Российский химический журнал. – 2003. – Т. XLVII. – № 3. – С. 59–69.

6. Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. Природа, ресурсы и значимость гидратов природного газа // Газовая промышленность. – 2002. – № 11. – С. 22–25.
7. Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. Распространение и ресурсы метана газовых гидратов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2004. – № 1–2. – С. 5–13.
8. Валяев Б.М. Приповерхностный интервал нефтегазонакопления: специфика и масштабы утилизации углеводородных флюидов // Геология морей и океанов: мат-лы XVII Международной научной конференции (Школы) по морской геологии. Т. 1. – М., 2007. – С. 92–95.
9. Валяев Б.М. Утилизация локализованных разгрузок и потоков углеводородов в водной толще и донных осадках акваторий // Геология морей и океанов: мат-лы XVII Международной научной конференции (Школы) по морской геологии. Т. 1. – М., 2007. – С. 95–97.
10. Валяев Б.М. Арктические и приарктические регионы: специфика процессов нефтегазонакопления // Георесурсы, геознергетика, геополитика. Вып. 1 (1): электр. науч. журн. – 2010. – 19 с. – <http://oilgasjournal.ru/2009-1/1-gubric/valyaev.html>
11. Валяев Б.М., Титков Г.А., Чудецкий М.Ю. О генезисе изотопно легкого ( $\delta^{13}C$ ,  $\delta D$ ) метана нефтегазовых месторождений // Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений. – М.: ГЕОС, 2002. – С. 108–134.
12. Skipper K. Petroleum resources of Canada in the twenty-first century // Petroleum provinces of the twenty-first century. – AAPG Memoir, 74. – Published by AAPG. – Tulsa, Oklahoma, USA. – 2001.
13. Валяев Б.М. Глобальные неравномерности распространения нетрадиционных ресурсов нефти и газа // Химия нефти и газа: мат-лы VII Международной конференции. – Томск: Изд-во Ин-та оптики атмосферы СО РАН, 2009. – С. 73–75.
14. Валяев Б.М., Дмитриевский А.Н. Единство генезиса горючих ископаемых – новая основа // Дегазация Земли и геотектоника. Тез. докл. III Всесоюзного совещания. – М.: Наука, 1991. – С. 124–126.
15. Дмитриевский А.Н., Высоцкий В.И. Сланцевый газ – новый вектор развития мирового рынка углеводородного сырья // Вестник ОНЗ РАН. Т. 2, N22001, doi:10.2205/2010NZ000014. 2010.
16. Cumella St.P., Jay Scheevel. The influence of stratigraphy and rock mechanics on Mesaverde gas distribution, Piceance Basin, Colorado. Understanding, exploring and developing tight-gas. – Vail Hedberg Conference, 2008: AAPG Hedberg Series, № 3. – P. 137–153.
17. Клубова Т.Т., Халимов Э.М. Нефтеносность отложений баженовской свиты Салымского месторождения (результаты изучения и перспективы). – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – 40 с.
18. Кокорев В.И. Технично-технологические основы инновационных методов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами нефти: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – М., 2010. – 46 с.
19. Кравченко К.М. К развитию учения И.О. Брода о нефтегазоносных бассейнах (к столетию со дня рождения) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 4. – С. 57–75.
20. Дмитриевский А.Н. Полигенез нефти и газа // В кн.: Генезис нефти и газа. – М.: ГЕОС, 2003. – С. 104–105.

УДК 622.279

## О конкурентоспособности нетрадиционных источников углеводородов на региональных рынках

В.С. Якушев (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

**Определение «нетрадиционные ресурсы углеводородов» требует критериального подхода. В статье предложены численные критерии выделения нетрадиционных, трудноизвлекаемых и традиционных ресурсов. Даны обобщенные оценки нетрадиционных и трудноизвлекаемых природных ресурсов газа и нефти в мире и в России. Для оценки экономической привлекательности вовлечения в разработку нетрадиционных ресурсов в конкуренции с традиционными предложен экспресс-метод «стоимостного треугольника», в первом приближении определяющий эффективность поставок углеводородной продукции на один и тот же рынок из разных источников.**

### ТЕРМИНОЛОГИЯ

До настоящего времени нет устоявшегося понятия «нетрадиционные ресурсы углеводородов». Обычно под ними понимают те количества углеводородов (УВ) в недрах, которые нерентабельны в добыче сейчас, но их возможно извлечь в будущем при развитии технологий и изменении конъюнктуры рынка в благоприятную сторону. Показательным здесь является определение интернет-словаря Smart-library (<http://smart-library.ru/content/netraditsionnye-resursy?vid=9>): «Нетрадиционные ресурсы – ресурсы минерального сырья, которые в современных технико-экономических и социальных условиях пока еще не нашли широкого практического применения, но, предположительно, смогут его приобрести в будущем, когда: а) истощатся традиционные минеральные ресурсы; б) появятся новые технологии, при которых их разработка станет экономически эффективной; в) технический прогресс сделает

данный вид ресурсов остро необходимым для общества. Освоение конкретных нетрадиционных ресурсов – важное направление удовлетворения будущих потребностей общества в минеральном сырье. Изучение нетрадиционных ресурсов сегодня есть заблаговременное создание резервной сырьевой базы на будущее». Как видно из определения, оно не предполагает каких-либо физико-химических или генетических различий между традиционными и нетрадиционными ресурсами, обуславливающих иной технологический подход к их освоению. То есть можно говорить, что нетрадиционные ресурсы – это те же традиционные, но нерентабельные в добыче в современных условиях.

Подобный подход значительно тормозит развитие технологий добычи нетрадиционных ресурсов УВ. Так как в определениях нет принципиального различия между традиционными и нетрадиционными ресурсами, а есть только разница в стоимости добычи и востребованности, то можно не развивать