

ГЛОБАЛЬНЫЕ И РЕГИОНАЛЬНЫЕ НЕРАВНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ И РАСПРОСТРАНЕНИЯ РЕСУРСОВ И СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ И МЕХАНИЗМЫ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Валяев Б.М.¹, Астафьев Д.А.², Кузин А.М.¹, Павленкова Н.И.³, Родкин М.В.⁴, Смирнова М.Н.¹, Юркова Р.М.¹

1 – ИПНГ РАН, 2 – ВНИИГаз, 3 – ВАР РАН, 4 – ГЦ РАН

1. Нетрадиционные (неконвенциональные) ресурсы углеводородов и факторы, контролирующие формирование и распространение их скоплений

Удовлетворительные ответы на кардинальные вопросы нефтегазовой геологии, связанные с резкими различиями осадочных бассейнов по углеводородным ресурсам, с крайней неравномерностью в распространении нефтегазовых месторождений, включая гигантские и уникальные, до сих пор не найдены. В рамках традиционной бассейновой геологии не получила удовлетворительного объяснения природа «поясов», «узлов» и «полосов» нефтегазонакопления. Во многом эта ситуация связана с тем, что основные положения нефтегазовой геологии были сформулированы почти полвека назад на базе разбуривания и изучения нефтегазоносности верхнего этажа осадочных бассейнов до глубины 3-4 км. Полученные позднее результаты разбуривания комплексов осадочных отложений нижнего этажа до глубин 7-8 км, а также новые данные из смежных разделов наук о Земле, относящиеся к энергетике образования осадочных бассейнов в связи с глобальными геологическими процессами, не использованы пока в полной мере для выявления роли эндогенных факторов в процессах нефтегазонакопления.

Основной целью исследований по проекту 1.3.1 являлось выявление роли эндогенных факторов в контроле не только процессов нефтегазонакопления, но и процессов нефтегазообразования, в полигенезе нефти и газа. В практическом плане исследования по проекту были направлены на разработку новых индикаторов и критериев для оценки перспектив нефтегазоносности и ресурсного потенциала осадочных бассейнов, для прогноза крупнейших зон нефтегазонакопления, для выработки новых направлений (стратегии) поиска скоплений углеводородов в «нетрадиционных» условиях их размещения, контролируемых глубинными структурами и каналами локализованных потоков и перетоков углеводородов.

Современные парадигмы и концепции нефтегазовой геологии выстроены и базируются на материалах по геологии традиционных нефтегазовых месторождений. С середины прошлого столетия спектр разновидностей традиционных скоплений

углеводородов (УВ) постоянно расширялся в связи с обнаружением новых нетрадиционных типов ловушек, коллекторов, покрышек, как расширялись представления и об источниках УВ – нефтематеринских свитах (продуцирующих комплексах осадочных пород). За последние четверть века выяснилось, что в недрах нефтегазоносных регионов масштабы нефтегазонакопления в традиционных формах значительно уступают нефтегазонакоплению в особых, иных формах. К этим формам были отнесены ресурсы и скопления УВ в виде газогидратов, тяжёлых нефтей и битумов, водорастворённых газов, сланцевых нефтей и газов, газов угленосных разрезов пород, газов плотных пород. По условиям формирования и залегания к последним близки и скопления УВ в породах фундамента. В табл. 1 приведены оценки этих разновидностей ресурсов, получивших общее название «неконвенциональных» (unconventional).

(Следует иметь в виду, что на русский язык термин «unconventional» обычно переводится как «нетрадиционные»; в западной нефтегазовой геологии в последнем значении используется термин «nontraditional»).

Таблица 1. Глобальные неконвенциональные и конвенциональные (традиционные) ресурсы газа и нефти в их скоплениях

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

В последние годы в интенсивную разработку начали вовлекаться неконвенциональные ресурсы – битуминозных песков Атабаски (Канада), сланцевых

газов (США). На очереди газы газогидратов и газы плотных пород, сланцевые нефти. В связи с гигантскими масштабами этих ресурсов малоразработанные проблемы их природы и закономерностей распространения, формирования их скоплений приобретают особую значимость и актуальность.

Единство источников (генезиса) нефти и газа, участвующих в формировании конвенциональных и неконвенциональных скоплений и ресурсов углеводородов, не вызывает дискуссии. Однако остается недостаточно выясненным, почему осадочные бассейны столь различаются по обогащенности разрезов их отложений разными видами конвенциональных и неконвенциональных ресурсов. На данном этапе эта проблема особенно актуализируется, поскольку конвенциональные ресурсы углеводородов кажутся близкими к исчерпанию, а неконвенциональные остаются пока слабоизученными.

В соответствии с основной целью проекта, задачи исследований включали геологические, геофизические, геохимические и петрологические аспекты и направления. В процессе работы по проекту был охвачен широкий круг вопросов, что обусловило необходимость отразить полученные результаты в двух итоговых публикациях. Нефтегазонакопление (формирование скоплений углеводородов) и неконвенциональные ресурсы УВ и природа их скоплений (в сопоставлении с конвенциональными) рассмотрены в настоящей статье, а нефтегазообразование (генезис глубинных углеводородных флюидов) – в статье Р.П. Готтих и Б.И. Писоцкого.

Особенности распространения запасов конвенциональных нефти и газа известны для многих десятков нефтегазоносных бассейнов. Крупнейшие нефтяные и газовые, газонефтяные и газоконденсатные месторождения сосредоточены в интервале глубин от 1,0-1,5 до 4,0-4,5 км, к которому приурочены так называемые главные зоны нефте- и газонакопления. В рамках нефтегазовой геологии этот феномен имеет объяснение и в плане нефтегазообразования (ГФН – Н.Б. Вассоевича), и в плане нефтегазонакопления [1 и др.]. Этот интервал глубин оказывается оптимальным интервалом для формирования скоплений конвенциональных нефти и газа. В сущности, в пределах большей части нефтегазоносных регионов в этом интервале глубин основные параметры, контролирующие аккумуляцию углеводородов в залежи – резервуары, покрышки и ловушки, – приобретают оптимальные значения. Выше и ниже по разрезу условия для формирования скоплений конвенциональных нефти и газа менее благоприятны. Причины этого хорошо известны: недостаточная или слишком высокая степень катагенеза

осадочных пород, недостаточная или чрезмерная степень дислоцированности отложений и др. Отмеченные изменения свойств осадочного разреза сказываются и на процессах формирования скоплений неконвенциональных нефти и газа, но не столько на масштабах последних, сколько на их специфике.

Установлено, что скопления неконвенциональных нефти и газа широко распространены по разрезу отложений нефтегазоносных регионов как в оптимальном интервале нефтегазонакопления, так и выше и ниже. В оптимальном интервале формирования скоплений конвенциональных нефти и газа распространены неконвенциональные ресурсы в скоплениях водорастворенных и сланцевых газов, а также сланцевых нефтей. В этом интервале глубин формирование традиционных и нетрадиционных скоплений газа происходит 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 покрывками. 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 региональная газонасыщенность пластовых вод приближается к предельной (сеноманский комплекс севера Западной Сибири) и даже достигает ее (хадумский комплекс Ставрополя).

Водорастворенные газы демонстрируют специфическую форму локализации неконвенциональных скоплений, когда газ оказывается связанным не с минерально-органическим комплексом вмещающих пород, а с поровыми водами. При этом механизмы «улавливания» углеводородов при формировании скоплений неконвенциональных водорастворенных газов резко отличаются от более простой аккумуляции газа в обычных залежах. По подсчетам специалистов, запасы обычных (свободных) газов в залежах 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} м³. Газ, растворенный в пластовых водах по масштабам нетрадиционных ресурсов газа, считается одним из самых значимых. Масштабы добычи водорастворённого метана невелики, и ограничения здесь связаны с экологическими и транспортными (утилизация извлечённой воды, низкое давление и малые дебиты газа) проблемами.

Для оптимального интервала нефтегазонакопления характерна также достаточно тесная ассоциация в распространении нефтегазовых конвенциональных скоплений в первичных терригенных коллекторах со скоплениями над ними неконвенциональной нефти в глинистых покрывках и газа в сланцевых комплексах. Сопряженность их локализации связана с общностью их формирования в единых ореолах вторжения углеводородных флюидов. Для сланцевых нефтей и газов характерна резкая неравномерность насыщения ими даже соседних участков. Аномальные концентрации – «сладкие пятна» (sweet spots) – приурочены к наиболее трещиноватым участкам с проявлениями аномально высоких пластовых давлений и температур. Эти участки характеризуются и повышенными дебитами некоторых скважин, сопоставимых с дебитами скважин залежей конвенциональной нефти в подстилающих коллекторах. Подобного рода аномалии контролируются разрывными нарушениями с каналами подтоков углеводородных флюидов (по материалам многих месторождений США и нефтегазовых месторождений Западной Сибири).

В сущности, формирование в оптимальном интервале нефтегазонакопления традиционных скоплений углеводородов сопровождается формированием 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 для скоплений сланцевого и водорастворённого газа ловушки оказываются необязательными; для сланцевых газа и нефти нет необходимости и в первичных резервуарах. Даже 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.

Превосходство неконвенциональных ресурсов нефти и газа над конвенциональными ещё в большей степени проявляется в приповерхностном интервале нефтегазонакопления, на глубинах до 1–1,5 км. Этот интервал был выделен нами в качестве второго главного интервала нефтегазонакопления [2], неконвенциональные ресурсы в пределах которого в форме тяжёлых нефтей, битумов и газогидратов значительно превышают конвенциональные ресурсы нефти и газа в традиционных скоплениях (табл. 1). Для всех неконвенциональных ресурсов и их скоплений вообще, а для приповерхностного интервала в особенности характерна крайняя неравномерность глобального и регионального распространения. В нефтегазоносном бассейне Западной Канады ресурсы битумов и тяжёлых нефтей пояса Атабаска оцениваются величиной в 220 млрд т [3]. Только в нижнемеловых битуминозных песках McMurray-Wabiskaw на месторождении Атабаска-Уобаска сосредоточено около 140 млрд т; из них 23 млрд т при глубине залегания до 15 м в конце 2002 г. были переведены в разряд доказанных извлекаемых запасов нефти. Пояс Атабаска расположен на пологом западном склоне Канадского щита, при этом глубина до фундамента в пределах пояса не превышает 600 м, а в пределах «монстра» Атабаска-Уобаска – 300 м. В западной, более погружённой до глубины 3–6 км части того же Западно-Канадского бассейна распространены традиционные нефтегазовые скопления. Формирование битуминозного пояса Атабаска могло быть связано только с дальней латеральной миграцией из самой западной части палеобассейна, которая ныне погружена под надвиги Скалистых гор.

Пояс тяжёлых нефтей Оффисина (Восточно-Венесуэльский бассейн) расположен на пологом до глубин 1,5 км северном склоне Гвианского щита. Здесь в полосе 625 x 65 км ресурсы тяжёлой нефти оцениваются величиной от 400 до 500 млрд т (рис. 1А). По соседству, в северной, более погруженной части бассейна разрабатываются месторождения обычной нефти. Как и в случае с Атабаской, формирование тяжёлых нефтей пояса Оффисина могло быть связано только с дальней латеральной миграцией с севера, со стороны складчатого обрамления бассейна из-под надвига Карибских Анд (рис. 1Б). В сравнении с бассейнами, уникально богатыми традиционными углеводородными ресурсами, для которых предполагаемые «нефтегазосборные» площади достигают многих сотен тысяч и первых миллионов квадратных километров, «нефтегазосборная» площадь в современных границах Восточно-Венесуэльского бассейна не превышает 100 тыс. км². Из анализа геологической ситуации следует однозначный вывод о формировании скоплений

битумов и тяжёлых нефтей в рассмотренных поясах Атабаска и Оффисина за счёт глубинных углеводородных флюидов, импрегнированных по каналам, приуроченным к зонам срывов в осадочном чехле и фундаменте (рис. 1Б).

Скопления битумов и тяжёлых нефтей формируются на склонах докембрийских щитов в зонах выклинивания региональных покровов. Трансформация углеводородных флюидов сопровождается потерей газообразных и низкомолекулярных жидких УВ. Таким образом, в приповерхностном интервале в отсутствие ловушек происходит не аккумуляция, а улавливание, утилизация тяжёлых нефтей и битумов как остаточных продуктов трансформации глубинных углеводородных флюидов. Суперуникальные по масштабам углеводородных ресурсов пояса Атабаска и Оффисина маркируют эпицентры крупнейших глобальных «полюсов» накопления нетрадиционных ресурсов в форме битумов и тяжёлых нефтей. Но задействованы были не только особые условия нефтенакпления, но и уникальные масштабы вторжения глубинных углеводородных флюидов.

Ресурсы газогидратного метана большинством специалистов оцениваются величиной от 5×10^{15} до 2×10^{16} м³, т.е. на 1–2 порядка величин больше извлекаемых запасов газа (1.8×10^{14} м³) традиционного типа. Основные ареалы распространения газогидратов приурочены к континентальным окраинам Мирового океана. В приповерхностном интервале донных осадков до глубин 500–1000 м возможно нахождение скоплений газогидратов, поскольку здесь располагается специфическая зона термодинамической стабильности клатратов метана (при глубинах водного столба, превышающих 400–600 м). Зона стабильности газогидратов (ЗСГ) совпадает в основном с интервалом распространения неконсолидированных осадков. Латеральная миграция в таких осадках затруднена, ещё 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 покровов каналы миграции УВ могут пронизывать ЗСГ снизу 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 углеводородов часто фиксируются очаговые скопления газогидратов [5]. Глубинная природа углеводородов была обоснована нашими

работами как для интенсивных разгрузок УВ, так и для формирования скоплений газогидратов в осадках дна Мирового океана [6, 7 и др.]. Из рассмотренных нами материалов по газогидратоносности специально разбуренных и изученных регионов севера Аляски и Канады в формировании газогидратных скоплений Эйлин, Тарн и Маллик выявилась ведущая роль вертикальных перетоков глубинных УВ, основные каналы которых контролируются региональными разрывными нарушениями. Как и в случае со скоплениями тяжёлой нефти и битумов, для газогидратов характерно отсутствие контролирующей роли ловушек в формировании их скоплений, а также вторичность – наложенность залегания (нахождения) по отношению к осадочному чехлу в целом.

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 успешно вовлекаются в промышленную разработку. Основным резервуаром для этих газов являются мелкозернистые песчаники и алевролиты, на больших глубинах отличающиеся плотностью и проявлениями аномально высоких пластовых давлений [8]. Формированию скоплений газа в этих породах благоприятствует их нахождение в пределах низкопроницаемых комплексов, при этом ловушки как таковые обычно отсутствуют (рис. 2). 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 последовательностях 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) газа, газоконденсата и нефти формируются в комплексах пород, в которых интенсивно происходят процессы выщелачивания, сопровождающиеся 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 рассматриваются в качестве традиционных скоплений УВ, хотя по своей природе они близки к скоплениям неконвенциональных углеводородов.

Новые результаты бурения сверхглубоких скважин в Мексиканском заливе, результаты последних экспериментов (В.С. Балицкий, С.В. Пантелей, ИЭМ РАН) свидетельствуют о распространении на сверхглубинах мало- или недифференцированных и нетрансформированных углеводородных флюидов. Только при вторжении этих флюидов в вышележащие горизонты с падением температуры и давления будут происходить последовательная дифференциация и трансформация первичных глубинных углеводородных флюидов с обособлением глубинных битуминозных нефтяных и газовых компонентов. Эта трактовка в полной мере согласуется с построениями по дифференциации глубинных углеводородных флюидов, развиваемыми в работах Р.П. Готих и Б.И. Писоцкого, О.Ю. Баталина и Н.Г. Вафиной [9].

Возможности формирования неконвенциональных скоплений газа в сланцевых и низкопроницаемых комплексах в глубинном и сверхглубинном интервалах нефтегазонакопления сохраняются. Сохраняются и возможности формирования в них аномальных полей концентрации газа (sweet spots). Такие аномальные участки будут совпадать с зонами развития более интенсивных деформаций, трещиноватости, микротрещиноватости, часто послойной. В этих обстановках отчетливо проявляются наложенный по источнику углеводородов характер газонасыщенности пород, а также роль глубинных разрывных нарушений в контроле каналов восходящих перетоков глубинных углеводородных флюидов. Следует отметить также, что для глубинного и сверхглубинного интервалов нефтегазонакопления будут характерны совмещенность («пятнистость») в локализации и распространении конвенциональных и неконвенциональных скоплений УВ, проявления сверхвысоких (включая сверхлитостатические) давлений флюидов, связанных с увеличением доли газообразных компонентов в составе последних.

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. 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. В пределах многопластовых месторождений ассоциации скоплений конвенциональных и неконвенциональных УВ с глубиной становятся все более тесными. Здесь в залежах все чаще обнаруживаются слабодифференцированные и нетрансформированные глубинные углеводородные флюиды газоконденсатного типа.

По материалам рассмотренных групп нетрадиционных углеводородов выявляется единство процессов формирования их скоплений, связанное с вторжением глубинных углеводородных флюидов, сопровождаемым гигантскими масштабами их рассеяния при сквозных разгрузках углеводородов в воды Мирового океана и атмосферу [3]. Таким образом, онтогенез процессов формирования нетрадиционных скоплений углеводородов может быть суммирован формулой ВИТУР (вторжение, импрегнация, трансформация, утилизация, рассеяние). Формула ВИТУР более адекватно отражает и процессы формирования традиционных залежей нефти и газа, чем общепринятая формула ГАК или ГМАК (генерация, миграция, аккумуляция, консервация), как в отношении источников углеводородов, так и в отношении энергетики этих процессов.

Рассмотренные материалы по нетрадиционным скоплениям и неконвенциональным ресурсам углеводородов позволяют сделать ряд важных заключений:

- а). Формирование нетрадиционных скоплений углеводородов происходило в ореолах вторжения глубинных углеводородных флюидов, по разным механизмам импрегнации, утилизации и рассеяния продуктов их трансформации.
- б). В формировании нетрадиционных скоплений и ресурсов углеводородов не задействованы нефтегазосборные площади осадочных бассейнов и их «нефтематеринские» свиты по формуле ГМАК (генерация, миграция, аккумуляция, консервация).

- в). При формировании нетрадиционных скоплений углеводородов первичные ловушки для их образования и сохранности (консервации) не обязательны.
- г). Источником образования всех (традиционных и нетрадиционных) скоплений и ресурсов углеводородов служили вторгающиеся глубинные углеводородные флюиды.
- д). Онтогенез процессов нефтегазонакопления выражается не формулой ГМАК, а формулой ВИТУР (вторжение, импрегнация, трансформация, утилизация и рассеяние).

2. Глубинные структуры в контроле процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Новые подходы к оценкам и прогнозу перспектив нефтегазоносности

Роль региональных (глубинных) разрывных нарушений в структурно-тектоническом контроле нефтегазовых месторождений традиционного типа большинством специалистов в настоящее время признана. Однако в основном она сводится к их участию в формировании тектонических структур (ловушек), вмещающих нефтегазовые залежи, и каналов (зон трещиноватости) перетоков углеводородов в пределах осадочного разреза.

Как показывают данные геофизических исследований и глубокого бурения, корни вертикальных, латеральных и ступенчатых перетоков углеводородов – локализованных потоков углеводородов – уходят глубоко в фундамент нефтегазоносных бассейнов. Корни «труб дегазации» прослежены по сейсмическим данным в фундаменте ряда гигантских газовых месторождений севера Западной Сибири [10]. Кольцевую структуру, ассоциирующуюся с узлом пересечения трех рифтовых прогибов и контролирующую Уренгойский узел нефтегазонакопления, можно рассматривать в качестве гигантской «трубы дегазации» П.Н. Кропоткина [11]. По данным детальных сейсмических исследований (включая 3D) и бурения, в пределах каждого из гигантских газоконденсатных месторождений севера Западной Сибири выявлен спектр разрывных нарушений, протяженность которых от фундамента вверх по разрезу различна [12 и др.]. Контролируемые этими нарушениями вертикальные перетоки углеводородов на севере Западной Сибири широко проявлялись даже в надсеноманском приповерхностном интервале осадочного разреза, в котором могли сформироваться и крупнейшие скопления газогидратов.

На основании рассмотренных нами материалов по газогидратоносности специально разбуренных и изученных регионов севера Аляски и Канады был сделан

вывод о ведущей роли в формировании газогидратных скоплений Эйлин, Тарн и Маллик вертикальных перетоков глубинных углеводородов, основные каналы которых контролируются региональными разрывными нарушениями. В акватории Мирового океана формирование газогидратных скоплений обычно ассоциируется со специфической разновидностью дизъюнктивных структур – структурами инъекционного типа. Они представлены диапирами, грязевулканическими аппаратами, разгрузками газонасыщенных вод – seeps и трубообразными структурами типа VAMP по данным сейсмоакустических исследований. Корни инъекционных структур часто прослеживаются в виде разрывных нарушений в основании осадочного разреза и в фундаменте.

Однако, наряду с вертикальными, в фундаменте нефтегазоносных регионов выделяются и многочисленные наклонные и субгоризонтальные разрывные нарушения. Выполаживание субвертикальных разломов с глубиной характерно для листрических разломов. Их субгоризонтальное основание часто приурочено к границе Мохоровичича (рис. 3). Для выявления структурного контроля каналов вторжения и перетоков глубинных углеводородных флюидов расшифровка сложных систем разрывных нарушений в недрах нефтегазоносных регионов принципиально важна.

В этом направлении была предпринята статистическая обработка данных, суммированных в монографии [13], для выявления особенностей структурно-тектонического контроля крупных нефтегазовых месторождений и зон нефтегазонакопления. Используются данные по 48 сейсмическим геотраверсам, пересекающим основные нефтегазоносные регионы России.

К статистически высокосignificant признакам относятся наличие скоростных неоднородностей как по величинам значений скоростей сейсмических V_p и V_s волн в земной коре, так и приуроченность месторождений к областям контакта различных по значениям V_p/V_s блоков земной коры и литосферы. Менее статистически значима (надежно выявлена в 20 случаях из 48) приуроченность районов нефтегазообразования к зонам развития в коре мощных наклонных сейсмических разделов. Здесь следует, однако, иметь в виду, что при пересечении такой наклонной структуры трассой сейсмического профиля она будет надежно выделена только при достаточно удачном (субперпендикулярном) пересечении границы геотраверсом. Отсюда можно полагать, что реальная приуроченность зон массивного нефтегазонакопления к наклонным структурам существенно выше, чем это следует из [13]. Иные соотношения между

расположением крупных УВ месторождений и особенностями глубинного строения существенно менее значимы. Так, связь с подъемом кровли акустического фундамента фиксируется только в 6 случаях, а с подъемом границы М – в 15 случаях (при том, что такая особенность должна выделяться вне зависимости от ориентации сейсмического профиля).

Статистический анализ свидетельствует также о большей выраженности сейсмических аномалий для газовых месторождений, чем для нефтяных. Различие наиболее четко проявляется по отношению к признаку «наличие высокоскоростного блока по значениям V_p в вертикальном разрезе», коэффициент корреляции 45% при значимости связи более 99%. Тенденция большей выраженности сейсмических аномалий для месторождений нефти может быть связана с более низкой сохранностью газа. Отсюда можно сделать вывод о приуроченности газовых месторождений только к активным в настоящее время (и потому более четко выделяющимся) структурам. Скопления менее подвижных нефтей могут отвечать палеоструктурам, для которых черты их активной тектоники начали уже размываться временем. В целом приведенное статистическое сопоставление довольно убедительно свидетельствует в пользу приуроченности крупнейших месторождений нефти и газа на территории РФ к активным тектоническим структурам с выраженными наклонными внутрикоровыми и сквозькоровыми границами (предположительно зонами современных надвигов и палеонадвигов).

Дальнейшие дифференциация и детализация характеристики надвиговых зон были выполнены А.М. Кузиным совместно с М.В. Родкиным. Наклонные сейсмические границы, зоны сочленения контрастных по параметру V_p/V_s и по скоростям сейсмических волн действительно оказываются типичными для зон крупных углеводородных месторождений (рис. 4, 5). На рисунках выделяется наклонная область относительно пониженных значений V_p/V_s , фактически прослеживающаяся из низов коры и верхней мантии в осадочный чехол. Наиболее низкие значения V_p/V_s наблюдаются в средней коре. Эта область интерпретируется как область относительно повышенной газонасыщенности. Параметр V_p/V_s оказывается довольно удобным для выделения зон надвигов, так как, оставаясь довольно слабоменяющимся при изменении химического и минерального состава пород, он существенно изменяется в зависимости от концентраций SiO_2 – более высоких в верхней коре и от концентрации флюида – повышенной в областях развития глубинных надвигов.

На протяжении ряда лет М.В. Родкиным разрабатывается модель неравновесного проточного реактора для обоснования механизма интенсивной генерации глубинных углеводородных флюидов – массивированного нефтегенеза [14, 15]. Детальное изложение полученных им результатов в рамках работы по проекту 1.3.1. дано в работе [16]. Интенсивные генерации углеводородных флюидов благоприятствуют массивированному превращению вещества верхней коры (в том числе содержащих РОВ осадочных толщ) в веществе нижней коры.

Типичными геотектоническими структурами, участвующими в реализации схемы проточного неравновесного реактора, являются зоны глубинных надвигов, обеспечивающие поступление снизу массивированных тепловых (с умеренными температурами) и флюидных потоков (водных и более восстановленных) и концентрацию огромных масс погребенного органического вещества, пригодного в качестве сырья для образования УВ и для поддержания восстановительной обстановки. В таких структурах обеспечиваются условия для образования УВ на основе глубинных флюидов и вещества РОВ и выноса образующихся УВ (в том числе и термодинамически неравновесных компонент) в верхние низкотемпературные горизонты земной коры, где УВ могут рассеиваться или сохраняться в различного рода ловушках. Отметим, что УВ генерирующая зона глубинного надвига не обязательно должна отвечать современной или палеозоне субдукции. Аналогичные процессы могут протекать и в иных широко распространенных глубинных коровых зонах надвига.

Примеры корреляции распространения крупных скоплений УВ и зон нефтегазонакопления с глубинными надвигами (наклонные сейсмические разделы в коре) многочисленны. Такая особенность строения выявлена для всех нефтегазоносных провинций, где проводились исследования методом многоволновой сеймики: Западно-Сибирской, Енисейско-Анабарской, Южно-Каспийской, Амударьинской, Волго-Уральской, Прикаспийской, Тимано-Печорской, Северо-Кавказской, Мангышлакской. С современными и палеозонами субдукции и глубинного надвигообразования связаны и крупнейшие зоны нефтегазонакопления на территории зарубежных стран – на Ближнем Востоке, в Индонезии, Вьетнаме, Западной Японии, на востоке США (Аппалачи). Н.И. Павленкова [17] приводит примеры существования глубинных выполаживающихся с глубиной сейсмических границ, выходящих наверху к зонам расположения крупных нефтегазовых месторождений. При этом в этих зонах в низах коры основные

сейсмические границы (включая границу М) перестают выделяться (размываются). Таким образом, связь крупнейших скоплений углеводородов с наклонными глубинными разрывными нарушениями, прослеживающимися в верхах мантии и в коре, проявляется достаточно определённо.

Предлагаемая модель интенсивного нефтегенеза опирается на характерные особенности глубинного строения нефтегазоносных регионов, отражающиеся в сейсмических и других геофизических полях. К региональным и субрегиональным особенностям следует отнести наличие современной или палеозоны субдукции или глубинного сквозькорового надвига. Такая структура определяет сразу целый ряд признаков: протяжённую градиентную зону в гравитационном поле, вероятное наличие протяжённых магнитных аномалий и наконец, ряд тектонических признаков.

Применительно к глубинной сейсмической структуре для зон массивированного нефтегенеза следует ожидать развития глубинных границ раздела типа листрических разломов в толще коры, наличия субвертикальных зон повышенной сейсмической контрастности в верхней коре, непосредственно под месторождениями, а также определённого размывания основных границ сейсмических разделов (типа границы М) – в низах коры.

Перечисленные признаки, их уточненные варианты, а также другие признаки могут явиться основой для создания логически целостного комплекса прогнозных признаков для выделения потенциальных зон массивированного нефтегенеза (по крайней мере, для одного распространённого типа таких зон, сопряжённых с глубинными зонами надвигов).

Если в общетеоретическом плане связь многих зон локализованного массивированного накопления УВ с зонами надвигов считается установленной, то в плане выявления зон глубинных надвигов, особенно в областях, перекрытых чехлом молодых осадков, и на акватории морей, она вызывает значительные трудности. Проблема состоит в выделении скрытых зон надвигов. Обычно такие зоны выделяются по данным глубинных сейсмических исследований с искусственными мощными источниками (сильными взрывами). Для решения задачи выявления относительно современных зон глубинных надвигов, причем со значительными объемами перекрытых осадочных пород, предлагается метод, основанный на анализе невязок поля геоида по данным дистанционных альтиметрических (уровнемерных) измерений и данных о высотах поля

геоида по данным высокопролетных спутников. Поисковые предварительные результаты подтвердили перспективность такого подхода, позволив выявить зоны резкого плотностного дисбаланса на акватории Каспия – в юго-западном и северо-восточном его сегментах. Оба этих района известны своими гигантскими месторождениями УВ. Применение метода особенно перспективно на акваториях окраинных морей, в большинстве своем не обеспеченных данными глубинных сейсмических исследований (до границы М). Предлагается разработка методики исследования невязок поля высот геоида по альтиметрическим данным и данным высокопролетных спутников для выделения зон глубинных надвигов. Такие зоны являются субрегиональными перспективными областями для поиска УВ.

Роль глубинных структур в контроле процессов нефтегазонакопления и их пространственной неравномерности выявилась уже по материалам традиционных скоплений и ресурсов углеводородов и, в сущности, получила признание. Однако супернеравномерности глобального распространения неконвенциональных ресурсов углеводородов, масштабы суперуникальных скоплений не оставляют сомнений в генетическом характере их связи с глубинными процессами, в наложенности процессов нефтегазонакопления по отношению к осадочному выполнению нефтегазоносных регионов в целом. Тем самым материалы по нетрадиционным месторождениям и неконвенциональным ресурсам предоставляют новые возможности проследить эти связи с глубинными структурами, контролирующими очаги генерации углеводородных флюидов и каналы их вторжения и перетоков в недрах нефтегазоносных регионов.

В числе главных геодинамических обстановок крупномасштабных генераций углеводородных флюидов и процессов нефтегазонакопления обычно выделяют три главных типа. Два из них связаны с активными и пассивными континентальными окраинами, а третий (с наибольшим количеством подтипов) – с внутриконтинентальными палео- и современными морскими бассейнами. Активные окраины, в пределах которых рециклинг корового и садочного материала наиболее масштабен и очевиден, всё же не занимают лидирующего положения в контроле распространения углеводородных ресурсов традиционного и нетрадиционного типов. «Полюса» нефтегазонакопления традиционного и нетрадиционного типов ассоциируются с внутриконтинентальными осадочными бассейнами.

В плане фундаментальных научных исследований принципиально новым результатом исследований по проекту является обоснование необходимости перехода от традиционных представлений об онтогенезе процессов нефтегазонакопления по формуле ГМАК к новому пониманию онтогенеза процессов нефтегазонакопления по формуле ВИТУР. Полученные результаты позволили выявить признаки и индикаторы глубинных зон интенсивного нефтегенеза и нефтегазонакопления, важные для оценки перспектив нефтегазоносности в целом. Использование дополнительных критериев об уровнях вторжения и трансформации и утилизации глубинных углеводородных флюидов позволяет детализировать прогнозы по размещению традиционных и нетрадиционных ресурсов углеводородов в разрезе отложений перспективных регионов. Тем самым созданы предпосылки для разработки новых подходов к оценке ресурсного потенциала и перспектив нефтегазоносности слабобуренных осадочных бассейнов России.

Литература

1. Раабен В.Ф. Основные типы нефтегазоносных территорий мира. М.: Недра, 1986. 160 с.
2. 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». Т 1. М., 2007. С. 92–95.
3. Skipper K. Petroleum resources of Canada in the twenty-first century // Petroleum provinces of the twenty-first century. S.l., 2001. P. 109–135.
4. 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.
5. Соловьёв В.А. Природные газовые гидраты как потенциальное полезное ископаемое. Газовые гидраты // Российский химический журнал. 2003. Т. 47, №3. С. 59-69.
6. Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. Природа, ресурсы и значимость гидратов природного газа // Газовая промышленность. 2002а. № 11. С. 22–25.
7. 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.
8. 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.

9. *Баталин О.Ю., Вафина Н.Г.* Конденсационная модель образования залежей нефти и газа. М.: Наука, 2008. 248 с.
10. *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., 2006. С. 222-238.
11. *Смирнова М.Н.* Глубинное строение северной части Западно-Сибирской плиты и южной части Карского моря (в связи с нефтегазоносностью) // Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений. М., 2002. С. 270–293.
12. *Тимурзиев А.И.* Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью): автореф. дисс... докт. геол.-минер.наук. М., 2009. 46 с.
13. *Булин Н.К., Егоркин А.В.* Региональный прогноз нефтегазоносности недр по глубинным сейсмическим критериям. М.: Центр ГЕОН, 2000. 194 с.
14. *Родкин М.В.* Рециклинг углерода в зонах субдукции и роль процессов рециклинга в образовании месторождений УВ в преддуговых и задуговых бассейнах // Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений. М., 2002. С. 221-253
15. *Родкин М.В.* Степенное распределение запасов УВ в месторождениях: модели генерации и связь с процессами восполнения запасов в разрабатываемых месторождениях // Генезис углеводородных флюидов и месторождений. М., 2006. С. 84-92.
16. *Родкин М.В., Шатахьян А.Р., Граева Е.М.* Процессы рудо- и нефтегенеза как побочный эффект перераспределения вещества между различными резервуарами земной коры и мантии // 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. 93-114.
17. *Павленкова Н.И.* Структура земной коры и верхней мантии и проблемы формирования крупных месторождений // Крупные и суперкрупные месторождения рудных полезных ископаемых: в 3 т. М., 2006. Т.1. С. 311-336.
18. *Lyngsie, S.B., Thybo H.* A new tectonic model for the Aurentia–Avalonia–Baltica sutures in the North Sea: A case study along MONA LISA profile 3 // Tectonophysics. 2007. Vd. 429. P. 201–227.

Список работ, опубликованных в рамках выполнения Программы проекта 1.3.1

1. Статьи, опубликованные в журналах и сборниках.

Валяев Б.М. Арктические и приарктические регионы: специфика процессов нефтегазонакопления // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика: Электрон. науч. журн. 2010. Вып. 1. 19 с. (<http://oilgasjournal.ru/2009-1/1-rubric/valyaev.html>)

Валяев Б.М. Нетрадиционные ресурсы и скопления углеводородов: особенности распространения и процессов нефтегазонакопления // 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. 390-404.

Кузин А.М. Пространственно-фазовая локализация месторождений углеводородов и отображение конвергентности процессов флюидизации в геологической среде по сейсмическим данным // Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений: (к 100-летию со дня рождения П.Н. Кропоткина). М., 2011. С. 276-301.

Лебедько Г.И., Кузин А.М. Геолого-геофизическая интерпретация флюидоносных зон земной коры Северного Кавказа. Ростов н/Д: Изд-во СКНЦ ВШ ЮФУ АПСН, 2010. 302 с.

Родкин М.В., Шатахиян А.Р., Граева Е.М. Процессы рудо- и нефтегенеза как побочный эффект перераспределения вещества между различными резервуарами земной коры и мантии // 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. 93-114.

Юркова Р.М., Воронин Б.И. Перенос молекул водорода и метана в структурных ячейках серпентинов при подъёме офиолитового диапира // Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений: (к 100-летию со дня рождения П.Н.Кропоткина) М., 2011. С. 232-251.

2. Доклады на международных конференциях.

Астафьев Д.М. Роль планетарной магмофлюидодинамической системы Земли в тектогенезе бассейно- и нафтидогенезе // Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды; нефть и газ; углеводороды и жизнь, Материалы Всероссийской конференции с международным участием, посвящённой 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина, 18-22 октября 2010 г., М., 2010. С. 39-43.

Валяев Б.М. Глобальные неравномерности распространения нетрадиционных ресурсов нефти и газа // Материалы VII Международной конференции «Химия нефти и газа». Томск, 2009а. С. 73–75.

Валяев Б.М. Эндогенные факторы структурно-тектонического контроля процессов нефтегазонакопления // Геология морей и океанов: материалы XVIII Международной научной конференции (Школы) по морской геологии «Геология морей и океанов». М., 2009б. Т. II. С. 27–31.

Валяев Б.М. Нетрадиционные ресурсы и скопления углеводородов: природа и специфика процессов нефтегазонакопления // Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды; нефть и газ; углеводороды и жизнь: материалы Всероссийской конференции с международным участием, посвящённой 100-летию со дня рождения академика П.Н.Кропоткина, 18-22 октября 2010 г., М., 2010. С. 85-90.

Валяев Б.М. Распространение и локализация конвенциональных и неконвенциональных ресурсов в недрах палео- и современных осадочных бассейнов // Геология морей и океанов: материалы XIX Международной научной конференции (Школы) по морской геологии. М., 2011. Т. II. С. 25-30.

Родкин М.В. Роль рециклинга вещества тектоносферы в процессах нефтегенеза // Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды; нефть и газ; углеводороды и жизнь: материалы Всероссийской конференции с международным участием, посвященной 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина, 18-22 октября 2010 г. М., 2010. С. 442-445.

Иллюстрации к статье

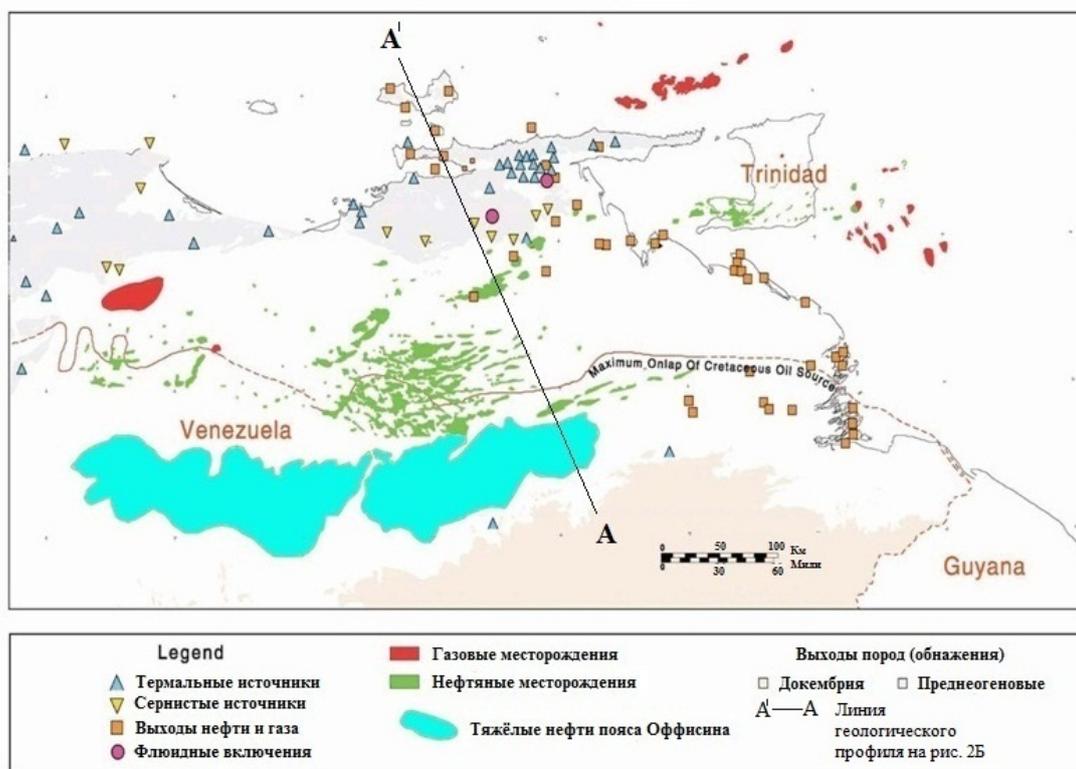


Рис 1А. Восточно-Венесуэльский нефтегазоносный бассейн
(По данным J.Summa et al., 2003)

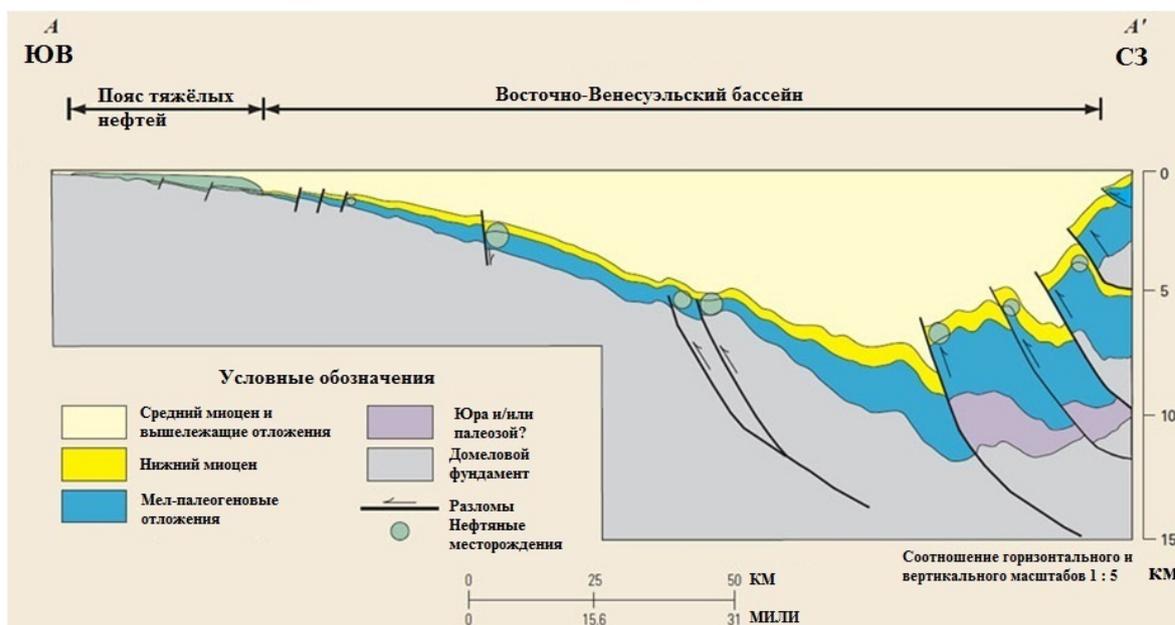


Рис. 1Б. Геологический профиль через Восточно-Венесуэльский бассейн

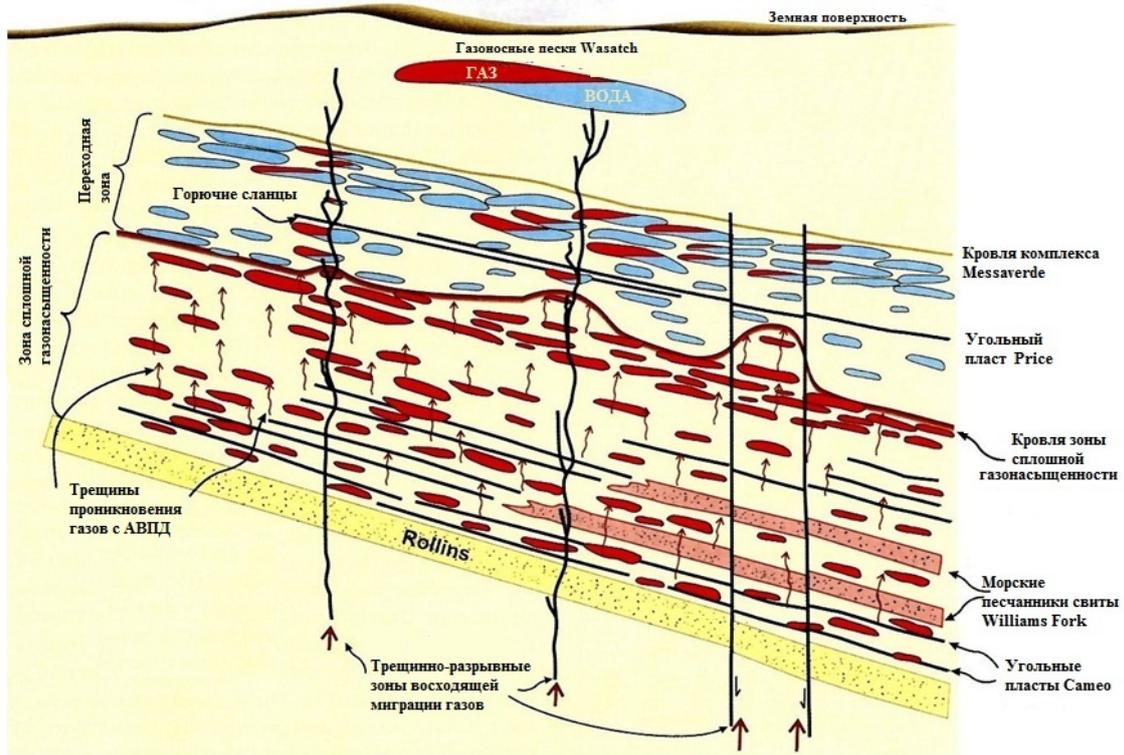


Рис. 2. Схематический разрез, иллюстрирующий модель миграции газа через комплекс Mesaverde в бассейне Piceance (Cumella, Scheevel, 2008)

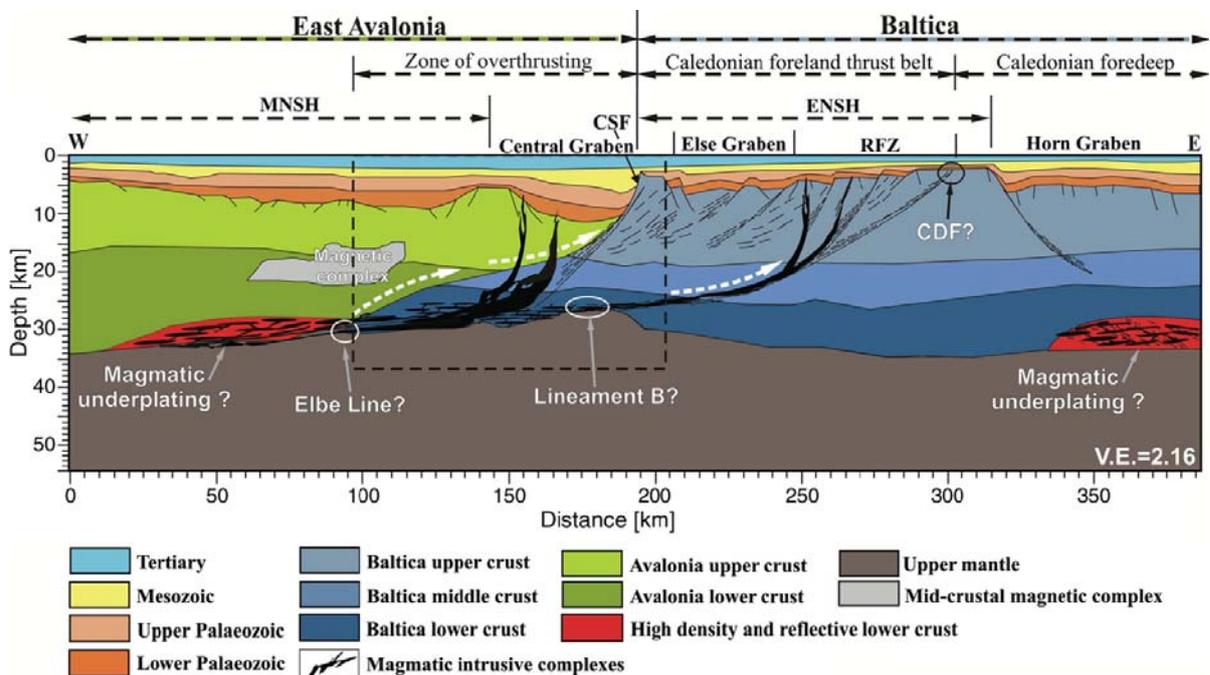
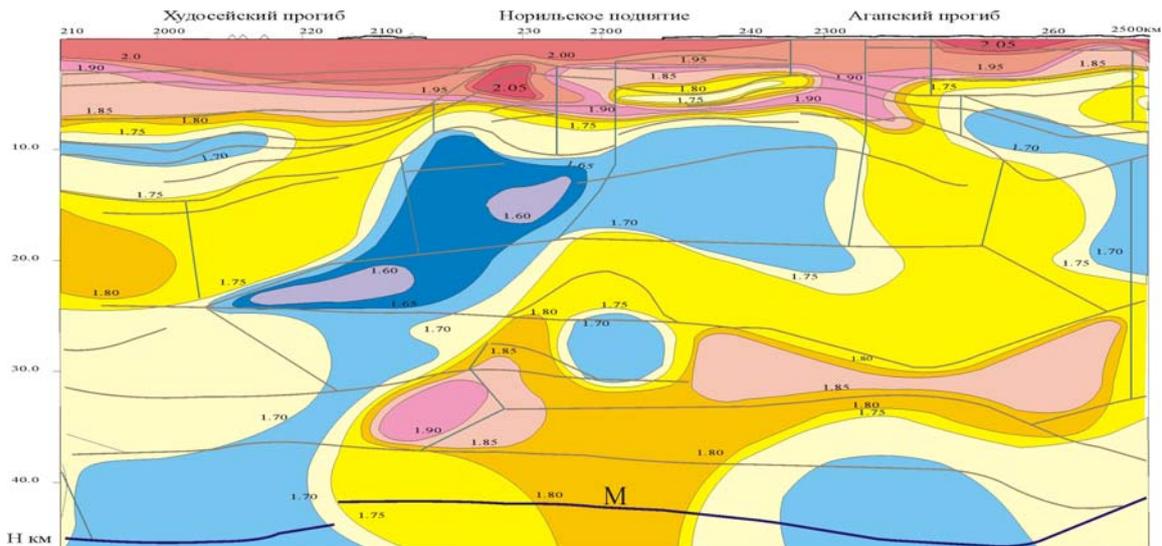


Рис. 3. Профиль через нефтегазоносную структуру грабена Викинг (Северное море) первоначально, развивавшиеся как зоны коллизии и надвига, по [Lyngsie & Thybo, 2007]



Синим цветом на разрезе выделены области относительно пониженных значений V_p/V_s , красным области повышенных значений V_p/V_s . Тонкими линиями показаны сейсмические границы. Цифрами обозначены значения V_p/V_s [Кузин, 2009].

Рис. 4. Разрез отношения скоростей V_p/V_s по фрагменту профиля ГСЗ "Битум"



Рис. 5. Глубинный разрез отношения V_p/V_s по геотраверсу «Батолит-2». Синем цветом выделены области пониженных значений V_p/V_s

Подписи к рисункам:

Рис. 1А. Восточно-Венесуэльский нефтегазоносный бассейн (по данным J. Summa et al., 2003)

Рис. 1Б. Геологический профиль через Восточно-Венесуэльский бассейн

Рис. 2. Схематический разрез, иллюстрирующий модель миграции газа через комплекс Mesaverde в бассейне Piceance [8]

Рис. 3. Профиль через нефтегазоносную структуру грабена Викинг (Северное море) первоначально развивавшиеся как зоны коллизии и надвига, по [18].

Рис. 4. Разрез отношения скоростей V_p/V_s по фрагменту профиля ГСЗ «Битум».

Рис. 5. Глубинный разрез отношения V_p/V_s по геотраверсу «Батолит-2». Синем цветом выделены области пониженных значений V_p/V_s .