

# **НЕТРАДИЦИОННЫЕ ОБСТАНОВКИ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ И ВКЛАД НЕКОНВЕНЦИОНАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ В УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ РАЗБУРЕННЫХ РЕГИОНОВ РОССИИ**

Б.М. Валяев, И.С. Дрёмин, А.М. Кузин, М.Н. Смирнова  
ИПНГ РАН

## **Вступление**

Современные парадигмы и концепции в нефтегазовой геологии выстроены и базируются на материалах по геологии традиционных нефтегазовых месторождений. С середины прошлого столетия спектр разновидностей традиционных скоплений углеводородов постоянно расширялся в связи с обнаружением новых нетрадиционных типов ловушек, коллекторов, покрышек, как расширялись и представления об источниках углеводородов. За последние четверть века выяснилось, что в недрах нефтегазоносных регионов масштабы нефтегазонакопления в традиционных формах значительно уступают нефтегазонакоплению в особых, иных формах (Высоцкий, Дмитриевский, 2008). Ресурсы и скопления углеводородов в виде газогидратов, тяжелых нефтей и битумов, водорастворенных газов, сланцевых нефтей и газов, газов угленосных разрезов пород, газов плотных пород были отнесены в отдельный тип неконвенциональных ресурсов нефти и газа.

Рост потребностей в углеводородном сырье привел к росту цен на нефть и газ, к созданию новых технологий и к возможности нарастающего вовлечения в разработку нетрадиционных месторождений нефти и газа. Механизмы образования и обстановки распространения всего спектра скоплений неконвенциональных ресурсов углеводородов оказались в корне отличными от традиционных месторождений. Вместе с тем, пространственная ассоциация традиционных и нетрадиционных месторождений отчетливо проявляется с глубиной в главном оптимальном интервале традиционного нефтегазонакопления, свидетельствуя об их генетической общности. В этой связи крайне актуальным оказывается и возможная теперь разработка новых представлений об условиях и факторах формирования и закономерностях распространения скоплений углеводородов, относящихся не только к традиционным (конвенциональным), но и нетрадиционным (неконвенциональным) ресурсам нефти и газа.

В настоящее время кардинально пересматриваются представления о тектонической и геодинамической природе, энергетике процессов формирования и эволюции осадочных бассейнов. Активизируется и тесно связанный с этим и с получением новых данных по

нефтегазоносности больших глубин (до 5–7 и более километров) пересмотр общепринятой традиционной осадочно-миграционной парадигмы генезиса нефти и газа, переход к разработке микстгенетических концепций генезиса нефти и газа, парадигмы полигенеза. Возникла неотложная задача дальнейших исследований геодинамического контроля локализации и интенсивности процессов генерации глубинных углеводородных флюидов, а также роли факторов, обуславливающих трансформацию и масштабы утилизации этих флюидов при формировании скоплений углеводородов традиционного и нетрадиционного типов.

При выполнении работы по проекту был использован комплексный анализ имеющихся и дополнительно собранных массивов геологических, геофизических и геохимических данных по ряду нефтегазоносных регионов России. Интерпретация таких массивов выполнена по нескольким главным направлениям: а) выявление основных факторов (литологических, флюидодинамических и др.), контролирующих формирование скоплений углеводородов разного типа на разных уровнях вторжения, трансформации глубинных углеводородных флюидов; б) в рамках структурно-тектонического подхода – изучение факторов не только формирования скоплений углеводородов, но и образования дислокаций (включая инъекционные), контролирующих каналы вторжения и восходящих перетоков углеводородов; в) в рамках геодинамического подхода – определение глубинных режимов, контролирующих рециклинг корово-осадочного вещества и его переработку при генерации глубинных углеводородных флюидов.

Для выявления особенностей глубинного геологического строения и каналов миграции глубинных углеводородов выполнена переинтерпретация данных ГСЗ (профили «Мелеуз-Черемшан», «Волгоград-Нахичевань»), МОГТ (геотраверс «Татсейс»), МОВЗ (профиль «Кубанский») и др. Акцент был сделан на составлении профилей изолиний скоростей продольных волн ( $V_p$ ) и отношения скорости продольных волн к поперечным ( $V_p/V_s$ ).

### **Связь основных интервалов формирования традиционных и нетрадиционных нефтегазовых месторождений с вторжением и улавливанием трансформирующихся углеводородных флюидов**

По материалам о нескольких десятках разбуренных до больших глубин (более 5 км) нефтегазоносных бассейнов установлены основные особенности пространственного распространения *традиционных* скоплений и ресурсов нефти и газа. Крупнейшие

традиционные 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*. Этот интервал глубин оказывается *оптимальным интервалом* для формирования скоплений традиционных нефти и газа. В сущности, в пределах большей части нефтегазоносных регионов в этом интервале глубин основные параметры, контролирующие как аккумуляцию углеводородов в залежи (в резервуарах), так и покрывки и ловушки, приобретают оптимальные значения.

Оказывается, что в оптимальном интервале формирования скоплений традиционных (конвенциональных) нефти и газа распространены также неконвенциональные ресурсы в скоплениях водорастворенных и сланцевых газов, а также сланцевых нефтей. В этом интервале глубин образование традиционных и нетрадиционных скоплений газа взаимосвязаны и происходят параллельно. Это единство определяется их формированием в общем ореоле вторжения глубинных углеводородных флюидов. Заметим, что для сланцевой нефти и скоплений сланцевого и водорастворенного газа ловушки оказываются необязательными; для сланцевых газа и нефти нет необходимости и в первичных резервуарах. (Валяев, 2012).

Водорастворенные газы демонстрируют специфическую форму локализации неконвенциональных скоплений, когда газ оказывается связанным не с минерально-органическим комплексом вмещающих пород, а с поровыми водами. Тем самым, механизмы «улавливания» углеводородов при формировании скоплений неконвенциональных водорастворенных газов резко отличаются от аккумуляции газа в обычных залежах. Генетическое единство этих двух типов газа, утилизированных в разной форме, очевидно. Максимальная газонасыщенность пластовых вод обычно фиксируется вблизи контуров газовых (газоконденсатных) залежей и последовательно снижается по мере удаления от них. Здесь с особой очевидностью проявляется локализованность вторжения углеводородных флюидов. Как и для традиционных углеводородных ресурсов, для водорастворенного метана характерна крайне неравномерная глобальная и региональная распространенность, его ресурсы оцениваются величиной от  $10^{16}$  до  $10^{17}$  м<sup>3</sup>. Газ, растворенный в пластовых водах, в масштабах нетрадиционных ресурсов газа считается одним из самых значимых.

Оптимальному интервалу нефтегазонакопления свойственна достаточно тесная ассоциация традиционных нефтегазовых скоплений в первичных терригенных

коллекторах со скоплениями над ними неконвенциональной нефти и газа в глинистых покрывках сланцевых комплексов. При этом фиксируется резкая неравномерность насыщения ими даже соседних участков. Эти скопления характеризуются и повышенными дебитами некоторых скважин, сопоставимыми с дебитами скважин из традиционных залежей нефти или газа в первичных коллекторах. Участки *аномальной* газо- или нефтенасыщенности встречаются в наиболее деформированных и трещиноватых частях сланцевых комплексов типа *sweet spots*, с проявлениями аномально высоких пластовых давлений и температур, с комплексами вторичных минералогических и геохимических аномалий. Перечисленные аномалии контролируются обычно разрывными нарушениями разного типа с каналами вторжения и перетоков глубинных углеводородных флюидов.

Нетрадиционные ресурсы, представленные гигантскими скоплениями газогидратов, тяжелых и вязких нефтей, битумов на глубинах до 1–1,5 км, образуют *еще один главный – приповерхностный интервал нефтегазонакопления* (Валяев, 2007 и др.). Глобальные оценки тяжелых, вязких нефтей и битумов в этом интервале ресурсов уже превысили 1 трлн т. При этом более 70% из них сосредоточены всего в двух регионах – Западной Канаде и Восточной Венесуэле. Нетрадиционные ресурсы этих регионов сопоставимы с ресурсами обычных (*conventional*) нефтей Ближнего Востока, который рассматривается в качестве крупнейшего «полюса» нефтенакпления. В нем выявлено более 60% мировых запасов обычной нефти.

При образовании обычных скоплений нефти и газа особая роль принадлежит региональным покрывкам. В приповерхностном интервале скопления тяжелых нефтей и битумов формируются на склонах докембрийских щитов при отсутствии хороших покрывок, в результате потери газообразных и низкомолекулярных жидких углеводородов, с участием процессов биodeградации. Происходит не аккумуляция нефти в первичных ловушках, а специфическая утилизация, улавливание тяжелых нефтей и битумов. При этом задействованы не только особые условия нефтенакпления, но и уникальные масштабы вторжения глубинных углеводородных флюидов.

Скопления газогидратов образуются, в сущности, также без надежных классических покрывок и ловушек. Их отсутствие компенсируется возникновением специфических условий улавливания метана в форме клатратов в зоне их стабильности. Глобальные ресурсы газогидратного метана большинством специалистов оцениваются

величиной от  $5 \cdot 10^{15}$  до  $2 \cdot 10^{16}$  м<sup>3</sup>, т.е. на 1–2 порядка величин больше глобальных извлекаемых запасов газа ( $1,8 \cdot 10^{14}$  м<sup>3</sup>) традиционного типа. Более 90% ресурсов газогидратного метана тяготеют к континентальным окраинам Мирового океана, где складываются благоприятные для формирования их скоплений не только климатические, но и геодинамические обстановки. При отсутствии выдержанных изолирующих региональных покровов локализованные вертикальные потоки глубинных углеводородных флюидов достигают зоны стабильности газогидратов в приповерхностных отложениях и даже пронизывают ее насквозь трубообразными каналами (диапиры, грязевые вулканы и др.). В донных осадках на участках выходов каналов на морское дно и разгрузки углеводородов часто фиксируются очаговые скопления газогидратов. Глубинная природа углеводородов была обоснована в наших работах как для случая интенсивных разгрузок углеводородов, так и при формировании скоплений газогидратов в осадках дна Мирового океана. (Дмитриевский, Валяев, 2002 а, б).

Среди всех выделенных разновидностей нетрадиционных ресурсов углеводородов 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, Scheevel, 2008). В пределах низкопроницаемых комплексов ловушки как таковые обычно отсутствуют. Вторжение углеводородных флюидов происходит параллельно с деформациями и вторичными изменениями вмещающих газ пород. Формируются локальные высокопродуктивные участки скоплений (типа sweet spots). 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.

Необходимо подчеркнуть, что

– в глобальном плане неконвенциональные ресурсы углеводородов по масштабам превышают традиционные во всех трех главных интервалах нефтегазонакопления по

глубине залегания: в приповерхностном, среднем (оптимальном для традиционных месторождений) и глубинном. Для нетрадиционных месторождений всех интервалов осадочного разреза характерны неравномерности распространения в гораздо более резкой форме, чем для традиционных месторождений;

– обстановки и механизмы трансформации и улавливания (аккумуляции, утилизации) глубинных углеводородных флюидов при формировании нефтегазовых скоплений нетрадиционного типа и неконвенциональных ресурсов нефти и газа оказались намного разнообразнее, по сравнению с традиционными аналогами. Столь же разнообразными оказались и сформированные нетрадиционные скопления и ресурсы углеводородов.

### **Структурно-тектонический контроль и энергетика формирования традиционных и нетрадиционных нефтегазовых месторождений**

В рамках выполненного исследования важное место занимало дополнительное обоснование глубинной природы углеводородов, участвующих в формировании нефтегазовых месторождений. Прежде всего, были использованы данные по распространению нефтяных и газоконденсатных залежей в нижних горизонтах осадочного чехла и в фундаменте во всех нефтегазоносных областях Западной Сибири. В перм-триасовом структурном этаже (доюрский фундамент) уже выявлено свыше 120 залежей, из них более половины – промышленные (Шеин, 2006).

Основные залежи приурочены к кровле доюрского фундамента (Клещев, Шеин, 2004). Но это связано лишь с малой степенью разбуренности доюрских комплексов. На Малоичском месторождении корни продуктивности девонских известняков и доломитов прослежены до глубин почти 2 км от их кровли.

Другим массивом были данные о широком вертикальном диапазоне нефтегазоносности, в особенности, для газоконденсатных месторождений Севера Западной Сибири. Своеобразная «труба дегазации» П.Н. Кропоткина в Уренгое вмещает более 30 залежей, а на Бованенково – более 20. Данные сверхглубокого бурения показали, что на Уренгойском месторождении корни каналов подтоков глубинных углеводородов контролируются разрывными нарушениями фундамента наиболее глубокопогруженной зоны Колтогорско-Уренгойского рифта (рис. 1). В многочисленных опубликованных работах обосновывается роль дизъюнктивных нарушений (в особенности субвертикальных зон деструкции), а в последние годы – и глубинных разломов со

сдвиговой компонентой (Гогоненков, Тимурзиев, 2008 и др.) в контроле каналов вертикальных перетоков углеводородов. Ведущая роль вертикальных восходящих потоков углеводородов проявляется и в центральных районах Западной Сибири для нефтегазовых месторождений, причем, и здесь источники углеводородов (корни месторождений) прослеживаются в доюрском фундаменте.

Третий массив данных, свидетельствующий о глубинной природе нефти и газа в месторождениях Западной Сибири, связан с материалами о распространении в последних аномально высоких пластовых давлений (АВПД). Обособляются две основные области АВПД: в северной и центральных частях рассматриваемого региона. На севере большая часть месторождений с АВПД тяготеет к Колтогорско-Уренгойскому рифту и Ямало-Пуровскому авлакогену. К северу поверхность доюрского фундамента погружается от 4 до 6–7 км. В этом же направлении возрастает частота, интенсивность проявлений АВПД и величина коэффициента аномальности давлений от  $K_a=1,3$  до  $K_a=2,0$ ; увеличивается и стратиграфический диапазон распространения АВПД, происходит подъем вверх кровли (с  $K_a=1,3$ ) АВПД. На северо-западе Ямала, на Харасавейской площади, АВПД зафиксированы в широком интервале глубин, начиная с 1900 м – в танопчинской свите ( $K_1$ ), до глубин 3200 м – в баженовской свите ( $I_3$ ). Уже на глубине 2300 м  $K_a=1,9$ , т.е., приближается к значению литостатического давления. В Пур-Тазовской нефтегазоносной области АВПД зафиксированы с глубин 600–800 м (Семаковское, Заполярное, Русское, Южно-Русское и другие месторождения). При этом АВПД распространены не только в низах осадочного разреза (тюменская свита), но и в породах палеозойского фундамента (Южно-Русское, Ст.-Надымское и др. месторождения).

По нашим представлениям, в зонах АВПД наиболее ярко проявляется вторжение глубинных углеводородных флюидов, участвующих в формировании нефтегазовых месторождений. Ореолы их вторжения над залежами (в покрышках) фиксируются проявлениями АВПД, загазованностью, нефтенасыщенностью, зонами разуплотнения глин. А.А. Нежданов и др. (2012) связывают природу низкоскоростных аномалий и зон разуплотнения в низах осадочного разреза с газонасыщенностью пород и ростом коэффициентов аномальности до  $K_a=2,4$ . В этом плане особое значение имеют данные о широком распространении АВПД в баженовской свите в центральной части Ханты-Мансийской впадины. Здесь дизъюнктивные нарушения контролируют высокодебитные скважины, разуплотнение, газонасыщенность, термические аномалии. При этом, АВПД и

притоки нефти в пределах Большого Салыма приурочены и к низезалегающим отложениям тюменской свиты и, даже, палеозойского фундамента (Восточно-Салымская площадь). В приподнятых зонах на Сургутском и Нижневартовском сводах в отдельных скважинах из базальных горизонтов осадочного разреза и палеозойского фундамента также получены притоки нефти, хотя основная нефтегазоносность связана с нижнемеловыми комплексами.

Данные по аномальным пластовым давлениям имеют особую значимость не только для подтверждения глубинной природы углеводородов, участвующих в формировании нефтегазовых месторождений Западной Сибири. Эти данные демонстрируют также связь энергетики формирования скоплений углеводородов с глубинными эндогенными процессами, и это обстоятельство является важным положительным фактором при оценке перспектив нефтегазоносности и ресурсного потенциала нефтегазоносных регионов.

В качестве дополнительного показателя глубинности природы вторгающихся флюидов следует отметить широкое распространение в готерив-валанжинской части разреза севера Западной Сибири на глубинах от 1750 до 3500 м вод пониженной минерализации (от 3,5 до 10-12 г/л), относящихся к гидрокарбонатно-натриевому типу. Показательно, что их распространение связано с продуктивными структурами и отдельными этажами газо- и газоконденсатоносности.

Анализ особенностей формирования и распространения не только традиционных, но и нетрадиционных (неконвенциональных) ресурсов углеводородов и их скоплений в одном из крупнейших нефтегазоносных регионов мира – Западной Сибири – имеет особое значение. Гигантские газовые и газоконденсатные месторождения севера Западной Сибири часто ассоциируются с «газовыми трубами» (Гатаулин, 2002), аномальными кольцевыми зонами (Нежданов, 2012), глубинными кольцевыми структурами (Смирнова, 2002). Эта специфическая концентрация углеводородов в вертикальных столбах касается не только их традиционных скоплений, но и сопутствующих им скоплений углеводородов неконвенциональных ресурсов.

Необходимо отметить и другой феномен, характерный для севера Западной Сибири. Здесь, ниже многолетнемерзлых пород, фиксируется интервал отложений зоны стабильности газогидратов, в котором по термодинамическим параметрам возможно образование газогидратных скоплений. Второе необходимое условие реализации этой возможности – масштабное поступление в эту зону метана при его вертикальных

перетоках, поскольку латеральная миграция газа в зоне стабильности газогидратов в сущности исключена. И на Ямале, и в Пур-Тазовской области крупные газогидратные скопления обнаруживаются в верхних частях «газовых труб», когда покрывки над гигантскими залежами газа в сеноманских отложениях оказываются либо затронуты дизъюнктивными нарушениями, либо опесчанены. И важно отметить, что в этих случаях для формирования скопления газа в специфической форме газогидратов главным является не наличие ловушки, а наличие источника углеводородов.

Для Среднеобской нефтегазоносной области также характерен широкий вертикальный диапазон нефтегазоносности от средней юры до апта включительно. Такой же диапазон характерен и для самого крупного нефтегазового месторождения в этой области и в Западной Сибири – Самотлора. Геологические данные не позволяют связать источник углеводородов для месторождений Среднеобской области с баженовской свитой. Более того, сама баженовская свита стала специфическимместилищем так называемой сланцевой нефти.

Оказывается, что аномальная по нефтенасыщенности субмеридиональная зона в баженовских отложениях на Салымском месторождении связана с зоной глубинных разломов на западном склоне Сургутского свода. Для вторичного трещинно-кавернозного коллектора в кремнисто-глинистых образованиях баженовской свиты характерно несколько систем проницаемости, наложенных деформаций и импрегнации углеводородных флюидов в залежь. Участки повышенной продуктивности находятся в прямой корреляции с аномальностью пластовых давлений ( $K_a$  до 1,86) и температур, 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 (Валяев, 2012).

Таким образом, и на примере баженовской свиты с ее неконвенциональными ресурсами нефти, можно видеть реализацию еще одного специфического механизма улавливания восходящего потока углеводородных флюидов с формированием нефтяных скоплений в покрывке, в обстановке, в корне отличной от традиционных условий аккумуляции нефти в ловушке с коллектором.

В Среднеобской нефтегазоносной области к зоне сочленения Среднеобского и Фроловского геоблоков приурочено гигантское Приобское нефтяное месторождение, также характеризующееся специфичностью обстановки нефтенакпления (Игошкин и др.,

2010). Оно связано, в основном, с песчано-алевритовыми фациями отложений неокома, клиноформенного типа. Как и залежи в баженовской свите, линзовидные залежи Приобского месторождения безводны, и также их формирование объясняется импрегнацией углеводородов, корни подтоков которых связаны с субмеридиональной зоной глубинных разломов. Тонкослоистые коллектора и постседиментационные изменения обуславливают сложное строение месторождения. Неравномерности дебитов скважин, сложные условия разработки характеризуют облик Приобского нетрадиционно-традиционного сложного месторождения.

В нефтегазоносных областях на южных и западных окраинах Западной Сибири (Каймысовской, Приуральской, Фроловской) основные продуктивные горизонты распространены в низах осадочного разреза, коре выветривания и зонах трещиноватости фундамента. С наибольшей очевидностью глубинная природа углеводородных флюидов проявляется в приуроченности залежей нефти к грабенообразным депрессиям в фундаменте (рис. 2). Глинистые отложения абалакской свиты экранируют эти своеобразные залежи.

В Западной Сибири доюрский фундамент представлен, в основном, не кристаллическими (изверженными), а разной степени метаморфизованными былыми осадочными комплексами. В этой связи перспективы нефтегазоносности доюрского фундамента могут оцениваться достаточно высоко, поскольку они кардинально не отличаются от тех комплексов плотных (tight) пород, нефтегазовые залежи которых в последние годы все более успешно вовлекаются в разработку в США.

Это заключение подтверждается вовлечением в разработку уже более 60 залежей в доюрском фундаменте на южных и западных окраинах Западной Сибири.

Для России комплексы плотных пород в ближайшие годы окажутся в эпицентре исследований по нетрадиционным ресурсам. Эти работы уже не могут быть проведены на основе используемых сейчас критериев, сформулированных на базе изучения традиционных скоплений и ресурсов углеводородов. На место прежнего главного поискового критерия – ловушки, выходит новый индикатор – каналы, контролирующие локализованные потоки глубинных углеводородных флюидов и контролирующие их структуры.

По материалам нефтегазоносности tight комплексов и пород фундамента с особой определенностью проявляется приуроченность каналов вторжения углеводородов к

грабенообразным структурам. Этот вывод для севера Западной Сибири иллюстрируется на рис. 1. Приподнятые блоки с традиционными месторождениями уже достаточно хорошо опосредованы бурением. Однако ресурсный потенциал нетрадиционных скоплений углеводородов межблоковых зон и грабенообразных прогибов пока еще не раскрыт. Он связан с наиболее глубокопогруженными зонами бассейнов (как например, нетрадиционное гигантское скопление газа Deep Basin в Западной Канаде, как скопления «центрально-бассейнового газа» США). Первичные литологические неоднородности определяют сложный характер супергигантского месторождения Чиконтепек в Мексике, связанного с прогибом – каньоном. Неоднородности продуктивности контролируются наложенными процессами вторжения углеводородных флюидов, проявляющимися и в безводном характере залежей. Наибольший интерес для разработки представляют комплексы, характеризующиеся сплошной (continuous) газонасыщенностью с многочисленными включениями sweet spots, (рис. 3). Эти высокопродуктивные участки являются в сущности вторичными флюидизированными очагами.

Вовлечение в анализ скоплений неконвенциональных ресурсов углеводородов показало, что спектр нетрадиционных обстановок нефтегазонакопления существенно расширяется. С учетом этих данных становятся ясными и причины столь широкого распространения сложных по геологическому строению, а следовательно и по условиям прогноза, поисков и разработки месторождений, особенно в глубоких горизонтах осадочного чехла нефтегазоносных регионов. Однако эти же данные позволяют и более оптимистично оценивать ресурсный потенциал не только этих, но и вышележающих комплексов пород в оптимальном интервале нефтегазонакопления.

Необходимо подчеркнуть, что:

- для нетрадиционных скоплений углеводородов связь их пространственного распространения с глубинными разрывными структурами, контролирующими каналы вторжения глубинных углеводородов, проявляется еще более четко, чем для традиционных нефтегазовых месторождений;

- в формировании нетрадиционных скоплений углеводородов более отчетливо задействована энергетика глубинных процессов, обуславливающая вторжение (и трансформацию) глубинных углеводородных флюидов в разные интервалы осадочного чехла и фундамент. Этот тезис подтверждается проявлениями АВПД во всех интервалах

распространения нетрадиционных нефтегазовых месторождений, как это уже установлено для традиционных месторождений (рис. 4);

– с увеличением глубины в плотных (tight) породах (включая фундамент) интенсивнее развиваются процессы деформаций и вторичных изменений (вплоть до метасоматоза), способствуя формированию систем sweet spots и связанных с ними нетрадиционных скоплений углеводородов, достигающих крупных и гигантских по масштабам ресурсов и запасов.

### **Рециклинг корового материала в генезисе глубинных углеводородных флюидов и структурный контроль каналов их вторжения в фундаменте нефтегазоносных регионов**

Одно из основных направлений исследований по Волго-Уральской провинции и Предкавказью было связано с использованием геофизических (сейсмических) методов для выявления разного рода неоднородностей в структуре земной коры, включая структуры, контролирующие каналы вторжения глубинных углеводородных флюидов, участвующие в формировании нефтегазовых месторождений. Для количественной характеристики проницаемости разрывных нарушений была использована скорость сейсмических волн как показатель относительного разуплотнения пород.

На профиле «Волгоград-Нахичевань» в центральной части разреза по положительным значениям  $\Delta t$  (отклонений времен прихода первых коровых волн) прослеживается наклонная область с падением на север, отделяющая области с отрицательными значениями  $\Delta t$  (повышенные значения скорости) Большого и Малого Кавказа от Скифской плиты и Прикаспийской впадины. Для изучения особенностей распределения контрастности сейсмических границ, по последним данным переинтерпретации профиля МОВЗ «Кубанский» были построены изолинии скорости продольных волн ( $V_p$ ) и отношения скоростей продольных и поперечных волн ( $V_p/V_s$ ) на глубинных разрезах (рис. 5). На этом профиле Западно-Кубанский прогиб может рассматриваться как переходная зона между мегаантиклинорием Северно-Западного Кавказа и Скифской плитой, при этом наиболее контрастный контакт по  $V_p/V_s$  наблюдается в нижней части коры в пределах северо-восточного борта прогиба. На разрезах  $V_p$  и  $V_p/V_s$  четко выделяется наклонная (с падением на юго-запад) контрастная зона, не проявляющаяся на сейсмическом профиле (рис. 5B). Различие значений  $V_p$  на отдельных блоках вдоль этой зоны и значительная контрастность по  $V_p/V_s$  по обе

стороны от нее позволяют интерпретировать эту контрастную зону как надвиговую и динамически активную структуру. Следует отметить, что наклонные изолинии  $V_p/V_s$  на временном разрезе МОГТ в ряде случаев коррелируются с фрагментами наклонных отражений в пограничной области, между Скифской плитой и Восточно-Европейской платформой (рис. 5).

Использование в совместной интерпретации данных нескольких методов сейсмических исследований позволяет расшифровать особенности глубинного строения нефтегазоносных провинции. Была выполнена совместная интерпретация данных ГСЗ (профиль «Мелеуз-Черемшан») и МОГТ (геотраверс «Татсейс»). Разрезы по этим профилям находятся на интервале юго-восточный склон Южно-Татарского свода – Предуральский краевой прогиб. На разрезе временных аномалий первых Р-волн, пересчитанных в глубинный масштаб, выявлена достаточно сложная структура верхней части коры, насыщенной скоростными неоднородностями.

Области с низкой интенсивностью записи на временном разрезе образуют почти непрерывный горизонтальный слой, при этом слой с «бледной» записью погружается на юго-восток, под комплекс пород, характеризующийся интенсивными отражениями. Это погружение может быть интерпретировано как отображение процесса прогибания консолидированной коры, по-видимому, одновременно с надвигом (конседиментационным) осадочных слоев на юго-восточный борт одноименного свода. О возможных подвижках вдоль плоскости надвига, по данным структурных построений, свидетельствуют интенсивные отражения в подошве осадочного чехла. Резкое изменение мощности слоя в средней коре, возможно, во многом связано с гидротермально-метасоматическими процессами, сопровождаемыми флюидными потоками вдоль вертикальных и наклонных зон разрывных нарушений. В отличие от Западно-Сибирского рифтогенного нефтегазоносного региона, глубинные неоднородности в коре Предуральского краевого и Западно-Кубанского прогибов отражают специфику их образования в обстановке коллизии.

Данные о структурах, контролирующих вертикальные и наклонные каналы вторжения и перетоков углеводородных флюидов, и об интервалах разреза с благоприятными обстановками улавливания углеводородов при формировании их скоплений разных типов станут важнейшими новыми критериями для оценок ресурсов и прогноза перспектив нефтегазоносности.

В свете современных концепций и моделей глобальных геодинамических процессов ответ на нерешенные вопросы, связанные с гигантскими масштабами и неравномерностями процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, может быть получен с учетом рециклинга корового вещества в мантию и анализа процессов мантийно-корового взаимодействия. При исследовании мантийных процессов важное место занимают, помимо геофизических и петрологических, изотопно-геохимические методы, в особенности при изучении глубинных флюидно-газовых систем. При исследованиях генезиса водно-углекислых флюидов, связанных с магматическими, вулканическими и гидротермальными процессами, широко используется гелиевая (отношение изотопов  $^3\text{He}/^4\text{He}$ ) изотопная система. В диагностике генезиса и дифференциации глубинных флюидно-газовых систем совместно с гелиевой изотопной системой используется также углерод-гелиевая изотопно-геохимическая система. В этой второй системе оценивается отношение числа атомов углерода в молекулах его природных газов ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ) к числу атомов легкого изотопа (первичного мантийного) гелия –  $^3\text{He}$ . Широкое использование в этих исследованиях получила двойная диаграмма, по осям которой задаются параметры в изотопно-гелиевой ( $^3\text{He}/^4\text{He}$ ) и углерод-гелиевой изотопно-геохимической ( $\text{C}/^3\text{He}$ ) системах.

Нами выполнено обобщение имеющихся данных, характеризующих отношения  $^3\text{He}/^4\text{He}$  и  $\text{C}_{\text{CH}_4}/^3\text{He}$  по нефтегазоносным регионам России, Китая, США, Японии, Новой Зеландии и других стран. Выяснилось (рис. 6), что отношение  $\text{C}_{\text{CH}_4}/^3\text{He}$  варьирует, возрастая от величины  $10^9$  (редко  $10^8$ ) до величины  $10^{13}$  при снижении тектонической активности (мантийно-корового взаимодействия) по отношению  $^3\text{He}/^4\text{He}$  от  $7 R_a$  до  $0,01 R_a$ . Мобилизация рециклируемого корового углерода может вносить значительный и даже основной вклад и в рост величины отношения  $\text{C}_{\text{CH}_4}/^3\text{He}$ , подобно росту величины  $\text{C}_{\text{CO}_2}/^3\text{He}$ , установленному для глубинных водно-углекислых флюидов (Valyaev, Dremín, 2013). Это согласуется с параллельным снижением величины отношения  $^3\text{He}/^4\text{He}$ , также обусловленного переработкой корового материала в процессах мантийно-корового взаимодействия.

В результатах, полученных при альтернативной интерпретации данных в изотопно-гелиевой и углерод-гелиевой изотопно-геохимической системах, отражаются масштабы рециклинга корового материала и глобальные неравномерности процессов генерации

глубинных углеводородных флюидов и нефтегазонакопления, связанные с мантийно-коровым взаимодействием (Валяев, Дрёмин, 2013, 2014).

### **Выводы**

1. В глобальном плане нетрадиционные ресурсы углеводородов по масштабам превышают традиционные во всех трех главных интервалах нефтегазонакопления по глубине залегания: в приповерхностном, среднем (оптимальном для традиционных месторождений) и глубинном.

2. Неконвенциональные ресурсы формируются при отсутствии первичных (готовых) ловушек. Месторождения приурочены к покрывкам (так называемые сланцевые нефть и газ), к первично неоднородным литологическим комплексам, к комплексам плотных (tight) пород, включая фундамент.

3. В низах осадочного чехла распространены комплексы пород, характеризующиеся сложным сочетанием первичных и вторичных неоднородностей. Для базальных горизонтов чехла широкое распространение могут получить сложные, комплексные месторождения, объединяющие в одном объеме пород традиционные и нетрадиционные скопления углеводородов.

4. Сложные ассоциации традиционных и нетрадиционных месторождений оказываются связанными с так называемыми трубами дегазации (типа Уренгоя), корни которых прослеживаются глубоко в фундаменте (по данным бурения и, особенно, по данным сейсмических исследований).

5. Глубинный интервал (4,5–7 км и более) осадочного чехла высокоперспективен в отношении неконвенциональных ресурсов (tight газ – нефть – газоконденсат). В базальных горизонтах чехла нефтегазоносных регионов скопления углеводородов приурочены не только к поднятиям, но и к прогибам (так называемый центрально-бассейновый газ). Корни локализованных потоков глубинных углеводородов прослеживаются при этом в грабенообразных прогибах.

6. Масштабы формирования скоплений традиционных и неконвенциональных ресурсов зависят от интенсивности генерации и вторжения глубинных углеводородных флюидов, связанных со спецификой процессов мантийно-корового взаимодействия в обстановках рифтогенных и коллизионных геодинамических режимов.

7. Ресурсный потенциал разбуренных и малоизученных нефтегазоносных областей России значительно возрастает за счет увеличения разнообразия ожидаемых к открытию нетрадиционных и сложных скоплений углеводородов.

8. Выявляются новые критерии для оценок ресурсов и прогноза перспектив нефтегазоносности как по данным об интервалах разреза с благоприятными обстановками улавливания углеводородов (при формировании их специфических традиционно-нетрадиционных скоплений разных типов), так и по данным о структурах, контролирующих каналы вторжения и перетоков глубинных углеводородных флюидов.

### ЛИТЕРАТУРА

*Валяев Б.М.* Приповерхностный интервал нефтегазонакопления: специфика и масштабы утилизации углеводородных флюидов // Геология морей и океанов: Материалы XVII Междунар. науч. конф. (Школы) по морской геологии. М., 2007. Т. 1. С. 92–95.

*Валяев Б.М.* Природа и особенности пространственного распространения нетрадиционных ресурсов углеводородов и их скоплений // Газовая промышленность, Спецвыпуск «Нетрадиционные ресурсы нефти и газа». 2012. С. 9–16.

*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.: ГЕОС, 2011. Т. II. С. 25–30.

*Валяев Б.М., Дрёмин И.С.* Мантийно-коровое взаимодействие в процессах дегазации Земли и нефтегазонакопления // Всерос. конф. по глубинному генезису нефти и газа «III-и Кудрявцевские чтения». 20-23 октября 2014, М.: ОАО "ЦГЭ", 2014. 5 с.

*Валяев Б.М., Дрёмин И.С.* Региональные неравномерности распространения скоплений и ресурсов углеводородов (геодинамические и изотопно-геохимические аспекты) // Геология морей и океанов: Материалы XX Междунар. науч. конф. (Школы) по морской геологии. М., 2013. Т. II. С. 29–33.

*Высоцкий В.И., Дмитриевский А.Н.* Мировые ресурсы нефти и газа и их освоение // Российский химический журнал. 2008. Т. LII. № 6. С. 18–24.

*Гатаулин Р.М.* Цилиндрические зоны коллапса – «газовые трубы» севера Западной Сибири // Генезис углеводородных флюидов и месторождений / Отв. ред. А.Н. Дмитриевский, Б.М. Валяев. М.: ГЕОС, 2006. С. 222–238.

*Гогоненков Г.Н., Кашик А.С., Тимурзиев А.И.* Горизонтальные сдвиги фундамента Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2007. № 3. С. 3–11.

*Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М.* Углеводородная дегазация через дно океана: локализованные проявления, масштабы, значимость // Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений. М.: ГЕОС, 2002а. С. 7–36.

*Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М.* Природа, ресурсы и значимость гидратов природного газа // Газовая промышленность. 2002б. № 11. С. 22–25.

Западная Сибирь. Геология и полезные ископаемые России / Гл. ред. В.П. Орлов / Ред. 2-го тома: А.Э. Конторович, В.С. Сурков. СПб.: ВСЕГЕИ, 2000. Т. 2. 477 с.

*Игошкин В.П., Козубовская И.Г., Бакуев О.В.* Концепция прогнозирования зон концентрации литологических ловушек в клиноформенных осадочных образованиях нижнего мела в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне // Зоны концентрации углеводородов в нефтегазоносных бассейнах суши и акваторий: Сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф., СПб.: ВНИГРИ, 2010. С. 272–277.

*Клецев К.А., Шеин В.С.* Перспектива нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. М.: ВНИГНИ, 2004. 214 с.

*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.

*Кузин А.М.* Методологические аспекты прогнозирования месторождений углеводородов с позиций полигенеза // Осадочные бассейны и геологические предпосылки прогноза новых объектов, перспективных на нефть и газ: Материалы XLIV Тектон. совещ.. М.: ГЕОС, 2012. С. 195–200.

*Нежданов А.А., Варягов С.А., Огибянин В.В., Смирнов А.С., Сподобаев А.А.* Следы вертикальной миграции УВ на севере Западной Сибири // Всерос. конф. по глубинному генезису нефти «I-е Кудрявцевские чтения». М., ЦГЭ. 22-25 октября 2012. – Режим доступа: <http://conference.deepoil.ru>.

*Смирнова М.Н.* О многообразии эндогенных кольцевых структур // Генезис углеводородных флюидов и месторождений / Отв. ред. А.Н. Дмитриевский, Б.М. Валяев. М.: ГЕОС, 2006. С. 179–205.

*Шеин В.С.* Геология и нефтегазоносность России. М.: ВНИГНИ, 2006. 776 с.

*Cumella St.P., Scheevel J.* The influence of stratigraphy and rock mechanics on Mesaverde gas distribution, Piceance Basin, Colorado // Understanding, exploring and developing tight-gas. Vail Hedberg Conference: AAPG Hedberg Series. [S.I.], 2008. № 3, P. 137–153.

*Valyaev B., Dremmin I.* Recycling of crustal matter and the processes of mantle-crust interaction in the genesis of hydrocarbon fluids // Book of abstracts of Intern. Conf. on Gas Geochemistry 2013, Patras, Greece, 1-7 September 2013. Patras, Greece, 2013. P. 32.

## ПРИЛОЖЕНИЕ

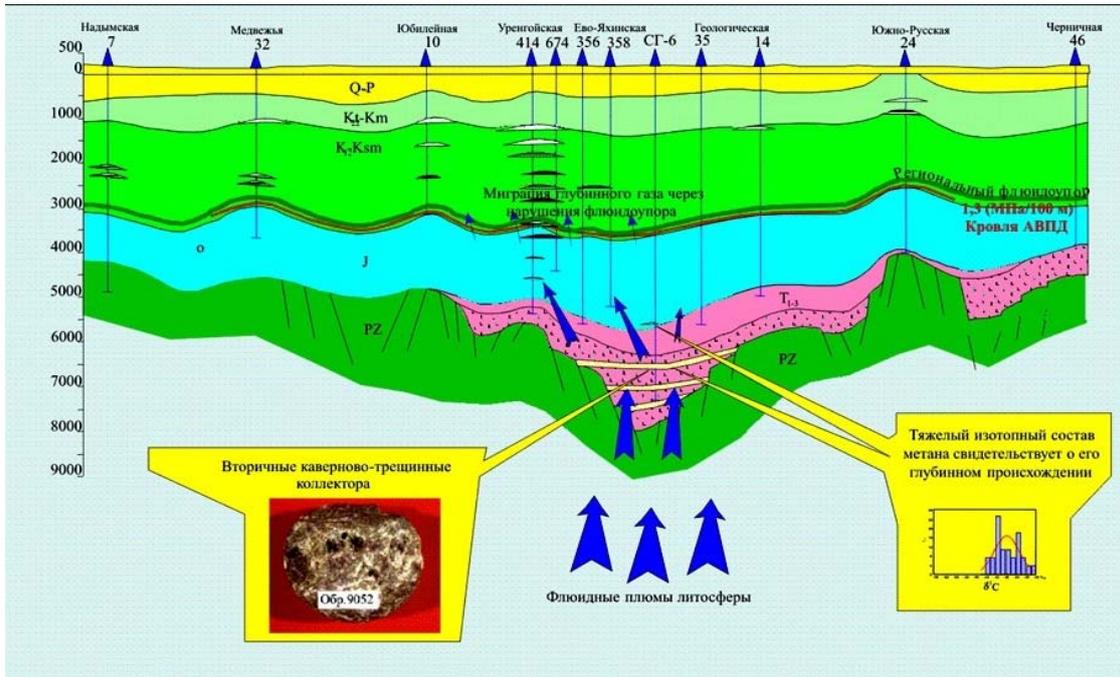


Рис. 1. Глубинные источники углеводородов и газоконденсатных месторождений севера Западной Сибири (по Горбачеву В.И.)

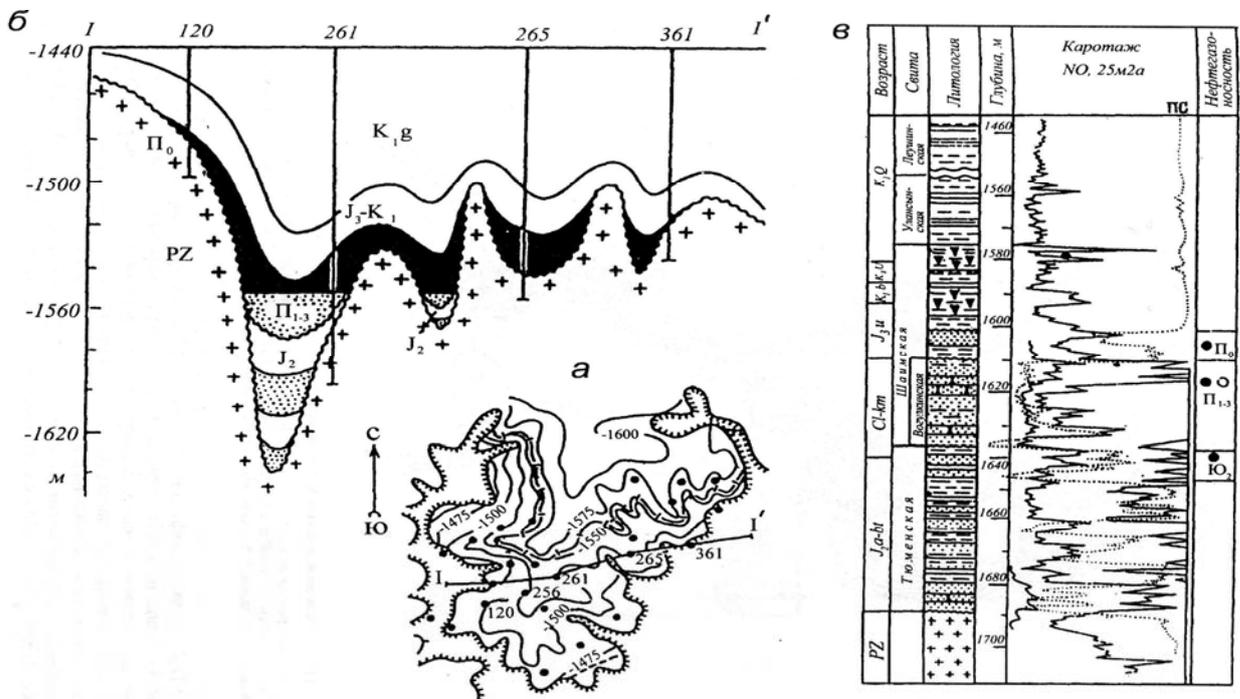


Рис. 2. Мортымья-Тетеревское нефтяное месторождение (Западная Сибирь, 2000 г.)  
 а – структурная карта кровли продуктивного горизонта П0-3 (верхняя юра); б – геологический профиль; в – разрез продуктивной части отложений

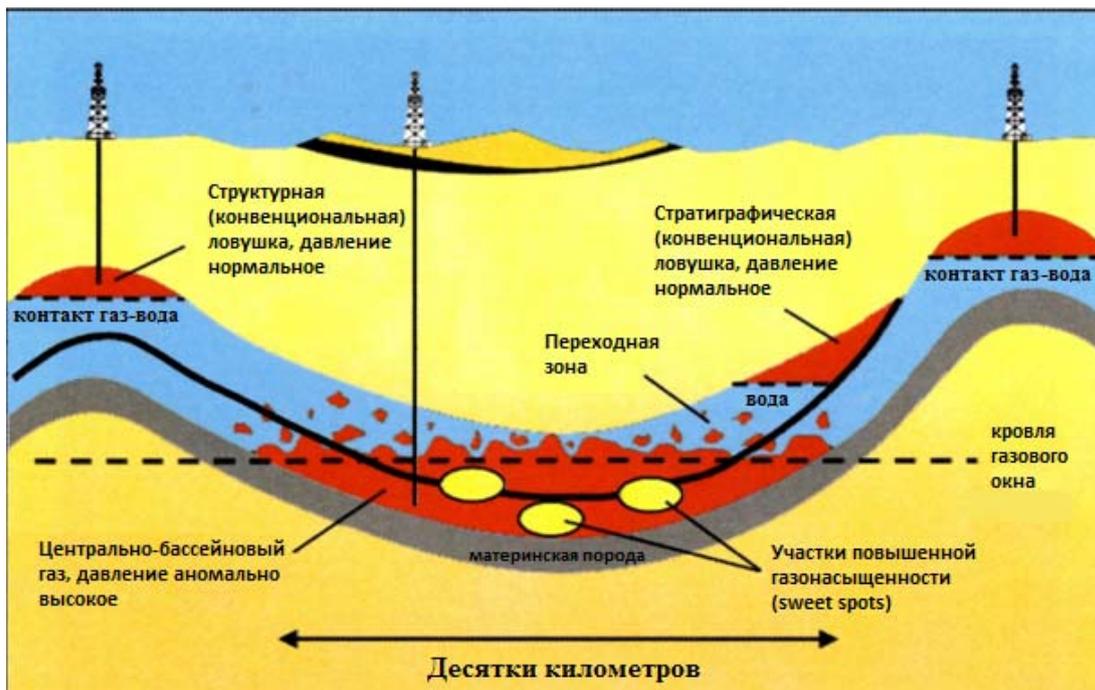


Рис. 3. Схематический разрез, иллюстрирующий обстановки формирования скоплений центрально-бассейнового газа (по St.P. Cumella, J. Scheevel, 2008 г.)

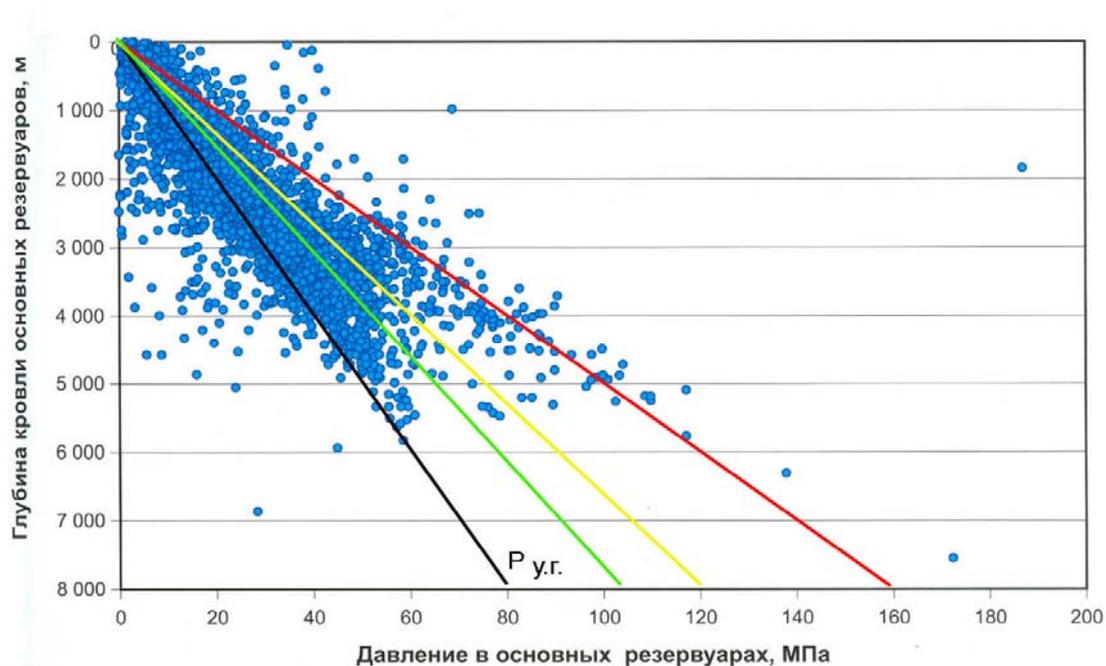


Рис. 4. Соотношение глубины и современного давления для основных продуктивных резервуаров мира, исключая США и Канаду (Ahlbrandt et al., 2005 г.)

$P_{у.г.}$  — условно-гидростатическое давление;  $P_{л.}$  — условно-литостатическое давление; коэффициенты аномальности ( $K_a$ ) резервуарных давлений по отношению к  $P_{у.г.}$ :  
 1 —  $K_a=1.3$ ; 2 —  $K_a=1.5$ ; 3 —  $K_a=2.0$ ;  $P_{л.}$  —  $K_a=2.3$

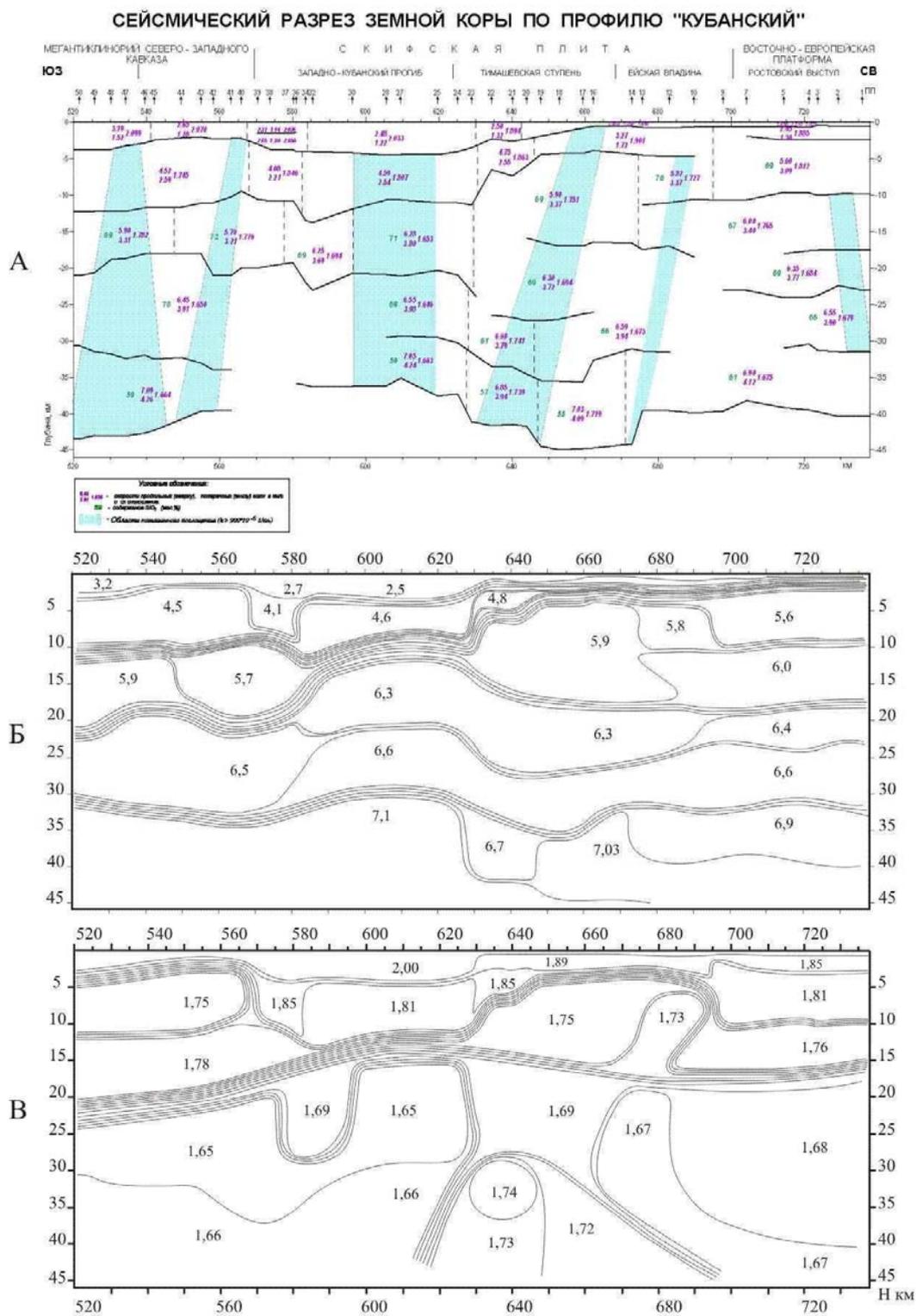


Рис. 5. Сейсмический разрез земной коры по профилю МОВЗ «Кубанский» (А); схематический глубинный разрез в изолиниях  $V_p$  (Б); схематический глубинный разрез  $V_p/V_s$  (В)

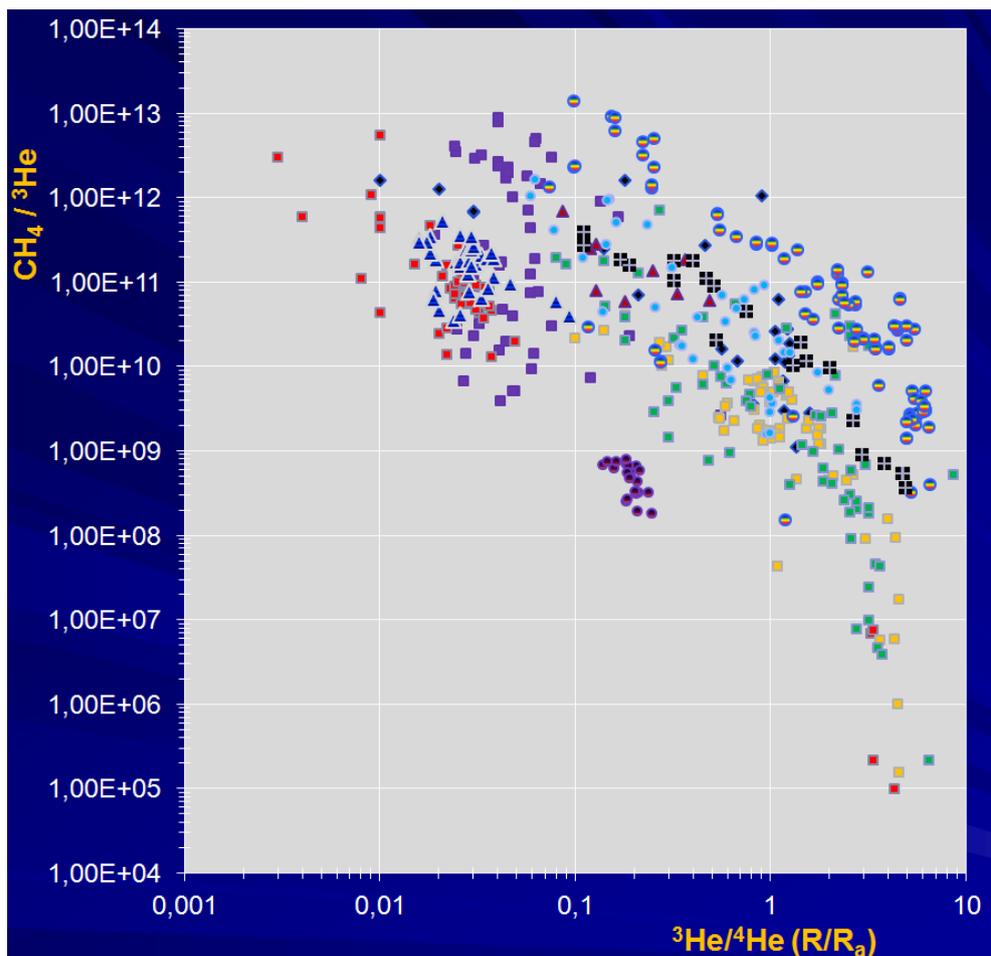


Рис. 6. Суммарная диаграмма соотношений в изотопно-геохимической углерод-гелиевой ( $\text{CH}_4/\text{}^3\text{He}$ ) и изотопно-гелиевой ( $\text{}^3\text{He}/\text{}^4\text{He}$ ) системах для метана месторождений нефтегазоносных бассейнов различных регионов (Prinzhofer et al., 2010 г.; Liu Quanyou et al., 2008 г.; Quanyou Liu et al., 2012 г.; Dai JinXing et al., 2008 г.; Liuping Zhang et al., 2011 г.; Yuenian Zhu et al., 2000 г.; Zhijun Jina et al., 2009 г.; Ni Yunyan et al., 2009 г.; Yuenian Zhu et al., 2000 г.; Wakita et al., 1990 г.; Wakita, Sano, 1983 г.; Sano et al., 1982 г.; Lyon et al., 1996 г.; Prasolov, 1990 г.; Poreda et al., 1986 г.; Jenden et al., 1988 г.; Jenden et al., 1993 г.; Ballentine et al., 2002 г.)

-  – месторождение Portiguar (Бразилия);  – нефтегазоносный регион Tarim (Китай);
-  – нефтегазоносные регионы Ordos, Sichuan (Китай);  – нефтегазоносный регион Songliao (Китай);  – нефтегазоносный регион Bohai Bay (Китай);  –
- нефтегазоносный регион Yinggehai (Китай);  – нефтегазовые месторождения Японии;
-  – нефтегазовые месторождения Новой Зеландии;  – нефтегазовые месторождения Западной Сибири;  – нефтегазовые месторождения Калифорнии (США);  –
- нефтегазовые месторождения Канзаса, Оклахомы, Техаса (США)