

УДК 553.061.3+981/041

**А.И. Тимурзиев****МАНТИЙНЫЕ ОЧАГИ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ: ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ ПРИЗНАКИ И ПРОГНОЗНО-ПОИСКОВЫЕ КРИТЕРИИ КАРТИРОВАНИЯ; ЗАКОНОМЕРНОСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР КАК ОТРАЖЕНИЕ РАЗГРУЗКИ В ЗЕМНОЙ КОРЕ МАНТИЙНЫХ УВ-СИСТЕМ**

В условиях сложившейся неопределенности в отношении природы первичных источников (доноров) и очагов генерации (реакционных камер) глубинных УВ, обсуждаются вопросы природы доноров и очагов генерации глубинных углеводородных систем, механизма и способов генерации и внутриочаговой мобилизации УВ в верхней мантии Земли и эвакуации (вертикальной миграции) УВ-систем из очагов генерации в мантии Земли в области аккумуляции их промышленных скоплений в земной коре. Обсуждаются аргументы против корового источника УВ и аргументы в пользу мантийного источника УВ, дано термодинамическое обоснование генерации УВ в мантии Земли, рассмотрены мантийные очаги генерации УВ, их природа, свойства и прогнозно-поисковые критерии. Рассмотрены реологические свойства и физика очага землетрясений (сейсмодислокаций), как фактор ограничений на глубину проникновения хрупких деформаций и разрывных нарушений. Демонстрируются геологические признаки и критерии картирования локализованных на телах сдвигов фундамента каналов локализованной вертикальной миграции глубинной нефти. На примере Южно-Мангышлакской нефтегазоносной области показаны закономерности нефтегазоносности недр как отражение разгрузки в земной коре мантийных очагов генерации УВ-систем, получили объяснение физические предпосылки установленных связей. На основе установленных закономерностей сформулированы законы нефтегазоносности осадочных бассейнов Земли: площадная, вертикальная (стратиграфическая) и фазово-минеральная зональность распределения УВ-систем в земной коре. Рассмотрены первичные мантийные УВ-системы и их отражение в нефтегазоносности земной коры, показана зональность первичной мантийной УВ-системы, дано определение первичной мантийной УВ-системы, показаны примеры зональности первичных мантийных УВ-систем. Сформулированы задачи исследований по программе изучения мантийных УВ-систем Земли.

*Ключевые слова:* мантийные очаги генерации углеводородов, мантийные УВ-системы, геолого-физические признаки и прогнозно-поисковые критерии картирования мантийных УВ-систем, закономерности нефтегазоносности недр, механизм разгрузки УВ в земной коре, первичные мантийные УВ-системы.

**ВВЕДЕНИЕ.** Среди сторонников глубинного генезиса нефти и газа оформилось два представления в отношении признания очагов генерации углеводородов (УВ) в земной коре или в верхней мантии.

Признание корового источника и коровых очагов генерации глубинных УВ сближают коровую гипотезу с гипотезой органического происхождения нефти, так как в качестве первичного источника УВ в этой модели рассматривается рассеянное органическое вещество (РОВ) осадочных пород, вовлекаемое в зонах субдукции в глубинный круговорот углерода и на восходящих потоках восстановленных флюидов (водорода и метана, в первую очередь) регенерируемых в УВ нефтяного ряда. Все коровые модели, рассматривающие в качестве доноров УВ ОВ осадочных пород, являют собой очевидный компромисс и, по сути, пополняют список гипотез полигенеза нефти на органической основе.

Признание мантийного источника и мантийных очагов генерации глубинных УВ ставит мантийную гипотезу в крайнюю оппозицию ко всем гипотезам органического и корового происхождения нефти, что делает принципиально невозможным их сближение.

Как мы отмечали в докладе на 1-х Кудрявцевских Чтениях [54]: «Альтернативность и непримиримость биогенного и абиогенного учений о происхождении нефти (при всей надуманности высказываний о, якобы, происходящем их сближении) обусловлена фундаментальными отличиями на природу исходного углеводородного вещества (если

---

© А.И. Тимурзиев, 2015

согласно органического учения нефть имеет биологическую основу и является «детисцем литогенеза», то согласно неорганического учения нефть имеет минеральную основу и является детисцем мантийной дегазации) и на процессы формирования его промышленных скоплений, происходящих согласно органического учения на основе латеральной миграции внутри линз осадочных бассейнов, а согласно неорганического учения - на основе вертикальной миграции из мантии Земли».

В такой формулировке сближение коровой гипотезы с органической гипотезой происходит не только по признаку единого источника УВ, но и по признаку общности механизма транспорта как исходного ОВ, который осуществляется на нисходящей ветви за счет горизонтального дрейфа литосферных плит, так и миграции в земную кору конечных продуктов его внутрикоровых трансформаций (газообразные и жидкие УВ), которая осуществляется на восходящей ветви по механизму латерально-ступенчатой миграции по поверхности тектонического слэба - деколламента конвективных ячеек.

В условиях сложившейся неопределенности в отношении природы первичных источников (доноров) и очагов генерации (реакционных камер) глубинных УВ, 2-е Кудрявцевские Чтения должны дать ответ на два основных вопроса, сформулированных в их названии: 1) понять природу доноров и очагов генерации глубинных УВ; 2) объяснить механизм и способы генерации и внутриочаговой мобилизации УВ в верхней мантии Земли и эвакуации (вертикальной миграции) УВ из очагов генерации в мантии в области аккумуляции их промышленных скоплений в земной коре.

#### *ПРИНЯТЫЙ ПОДХОД К ОБОСНОВАНИЮ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР*

Общепринятыми, вне зависимости от взглядов на генезис УВ, являются представления об обязательной реализации в процессах нефтегазообразования и нефтегазонакопления последовательных этапов (рис.1):

1) генерации УВ в мантийных очаговых зонах глубинного нефтегазообразования (процесс связан с первичной внутриочаговой мобилизацией УВ в мантийных реакторах);

2) вертикальной миграции УВ из глубинных мантийных очагов генерации в области разгрузки (процесс связан с эвакуацией УВ из глубинных мантийных очагов генерации в литосферу Земли);

3) аккумуляции УВ в пределах ловушек различного типа, масштаба и генезиса в литосфере Земли (от земной поверхности до астеносферного слоя) и, наконец,

4) консервации (сохранности) промышленных скоплений УВ, формирующихся на вертикальных струях глубинных флюидотоков восходящих УВ-систем, от различных факторов приповерхностного физического разрушения и рассеивания в зоне гипергенеза, при отсутствии (ослаблении) гидродинамических экранов, анаэробной, термальной и химической деструкции нефтей, дегазации, глубинного метаморфизма и других факторов энтропийной смерти первичных глубинных УВ-системы в аконсервационных условиях верхней части земной коры.

При реализации всех этих четырех необходимых и достаточных генетических условий нефтегазообразования и нефтегазонакопления (и одновременно критериев нефтегазоносности недр) в рамках единого геологически мгновенного интервала времени обеспечиваются условия, благоприятные для формирования залежей нефти и газа.

Невыполнение хотя бы одного из этих условий исключает реализацию процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, а не учет хотя бы одного из этих критериев, обеспечивает низкую результативность любого метода оценки перспектив нефтегазоносности объекта прогноза и нефтегазогеологического районирования недр.

Пятым обязательным (необходимым) условием (фактором) реализации природных процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления в недрах Земли является одновременность их протекания в геологической шкале времени. Разорванность во времени и/или разобщенность в пространстве всех этих процессов (факторов) исключает нефтегазонакопление, даже при активном протекании процессов глубинного нефтегазообразования, равно как и отсутствие процессов нефтегазообразования, исключает нефтегазонакопление при сочетании всех благоприятных условий для формирования залежей нефти и газа в земной коре.

Сформулированное еще В.Д.Наливкиным и В.С.Лазаревым (ВНИГРИ), как правило, или принцип «слабого звена» в цепи процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, это положение обеспечивает возможность оценки нефтегазонаосности недр при наличии необходимого и достаточного объема данных для построения прогнозных моделей. Понятно, что исходные убеждения на генезис УВ определяют методику расчетов и набор используемых информативных критериев (показателей) нефтегазонаосности недр (необходимых и достаточных), равно как и достоверность результирующих построений. В соответствии с теоретическими взглядами на происхождение нефти и представлениями о природе глубинных очагов генерации УВ, принятый нами подход к обоснованию нефтегазонаосности недр и рассматриваемая модель структуры объекта прогноза (рис.1) должны учитывать все составные элементы процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления в четырехмерном временном пространстве.

Эти составные элементы онтогенеза нефти (процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления) предполагают реализацию следующих процессов.

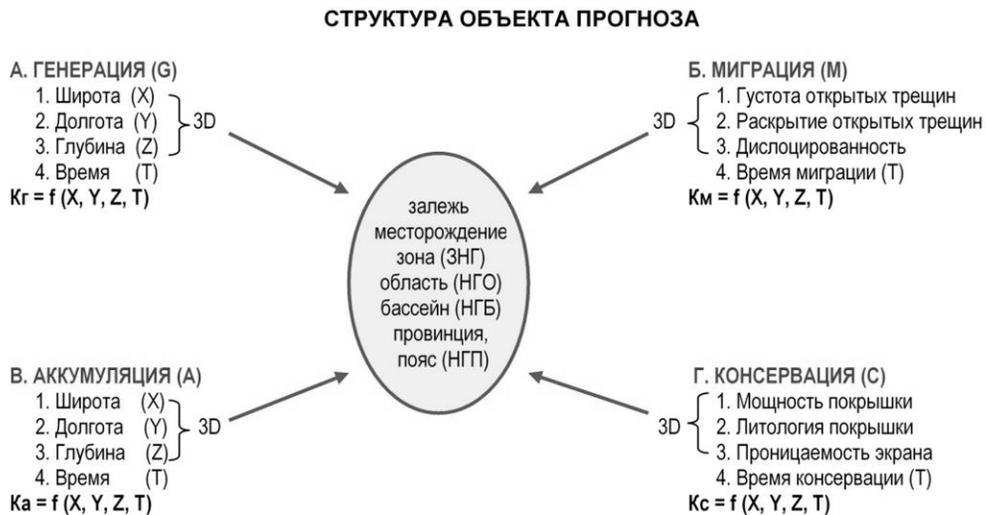


Рис.1. Структура объекта прогноза в иерархическом ряду: залежь, месторождение (местоскопление), зона нефтегазонакопления (ЗНГ), нефтегазонаосная область (НГО), нефтегазонаосный бассейн (НГБ), нефтегазонаосная провинция (НГПр) и нефтегазонаосный пояс (НГПп) и генетические факторы или критерии (генерация, миграция, аккумуляция, сохранность), определяющие процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления в недрах мантии Земли и земной коры.

**А. Синтез УВ из первичных доноров (C-H-N-O-S систем) в глубинных мантийных очагах (реакторах) связан с первичной внутриочаговой мобилизацией УВ-систем в мантийных реакторах. По данным термодинамического моделирования и результатам глубинного сейсмического зондирования в качестве возможного глубинного очага генерации УВ большинством исследователей рассматривается астеносферный слой (сейсмический волновод) верхней мантии Земли [57, 14]. Нижнемантийный источник УВ подтверждается по результатам многочисленных наблюдений флюидных включений, содержащих УВ, в том числе тяжелые, в ксенолитах и алмазах нижней мантии [11, 18, 33, 40]. Независимо от положения очагов генерации в верхней или нижней мантии «концепция минерального происхождения нефти постулирует образование нефти в определенных термодинамических условиях в восстановительной минеральной среде без примесей биогенного органического вещества в среде, содержащей в своем составе донаторы водорода в виде гидратов или свободной воды и донаторы углерода в виде карбонатов или свободной двуокиси углерода, а также закиси металлов, главным образом железа или в свободном несвязанном виде или в виде метасиликатов» [57].**

В рамках системного познания процессов онтогенеза глубинных УВ с целью достоверного обоснования нефтегазонаосности недр изучению подлежат: физико-

химические условия и процессы формирования глубинных УВ, эволюция их состава и свойств в земной коре и верхней мантии; физико-химические законы глубинной термодинамики и флюидодинамики коромантийных УВ-систем и результаты их математического и экспериментального моделирования; состав и свойства коромантийного материнского вещества и исходных доноров глубинных УВ; количественные характеристики физических, геохимических и термодинамических процессов синтеза и деструкции УВ верхней мантии Земли; баланс объемов генерации, миграции и поступления глубинных УВ в верхнюю часть земной коры; геологическое строение и свойства коромантийных очагов генерации глубинных УВ; очаги генерации и области концентрации глубинного водорода; структурные и геодинамические условия и глубинные уровни синтеза УВ; геолого-физические признаки и геофизические прогнозно-поисковые критерии картирования глубинных очагов генерации УВ в недрах Земли; методы и технологии прогнозирования глубинных очагов генерации УВ в недрах Земли;

**Б.** Вертикальная миграция УВ, обеспечивающая связь глубинных мантийных очагов генерации УВ с зонами разгрузки и нефтегазонакопления в земной коре и, как следствие, формирование и наполнение ловушек различного типа и масштаба нефтью и газом. Как было отмечено выше, процесс вертикальной миграции связан с принудительной эвакуацией УВ в составе сверхгидростатических напорных флюидотоков мантийных УВ-систем на трансмагматических (интрателлурических, сквозьмагматических) колоннах академика Д.С.Коржанинского, которые проникают через (или в составе) образующуюся магму (сквозьмагматические) или в составе послемагматических гидротермальных растворов из глубинных мантийных очагов генерации УВ в литосферу Земли;

В рамках системного познания процессов онтогенеза глубинных УВ с целью достоверного обоснования нефтегазоносности недр изучению подлежат: природные движущие механизмы и законы гидродинамики, контролирующие физические процессы первичной внутриочаговой мобилизации УВ в мантии Земли и процессы принудительной эвакуации (вторичной вертикальной миграции) глубинных сверхсжатых (пересжатых) напорных углеводородных флюидных систем из глубинных очагов генерации в верхнюю часть земной коры (осадочный чехол и кристаллический фундамент); дифференциации и фракционирования первичных УВ и составляющих их компонентов в УВ нефтяного ряда; геологическое строение и свойства каналов локализованной вертикальной миграции глубинных УВ-систем; структурные условия и механизм выноса глубинных УВ на коровые глубины и последующей их концентрации в промышленные скопления; в том числе, структурные условия и механизм водородной дегазации коромантийной оболочки и ядра Земли; геолого-физические признаки и геофизические прогнозно-поисковые критерии картирования зон локализованной разгрузки глубинных УВ-систем в литосфере; связи нефтяных месторождений с глубинными разломами, трубами дегазации, инъекционным флюидным диапиризмом и каналами разгрузки глубинных УВ-систем; функционирование вертикально-миграционного закона Кудрявцева как отражение глобального процесса «эманации» глубинных УВ-систем в земную кору, в том современных процессов вертикальной миграции, подпитки и восстановления разрабатываемых месторождений; методы и технологии прогнозирования зон локализованной разгрузки глубинных УВ-систем в земной коре и в верхней мантии Земли.

**В.** Наличие структурных (тектонических) и неструктурных (литологических) ловушек различного типа и масштаба, как пассивных вместилищ для разгрузки вертикальных УВ потоков, в том числе флюидодинамических ловушек, как активных вместилищ УВ, формируемых на гидродинамических барьерах вдоль восходящих колонн напорных глубинных УВ-флюидов, фильтруемых через окна проницаемости (локальные зоны растяжения) на телах сдвигов фундамента и, обеспечивающих за счет дислокационного (гидроразрыв и взрывное брекчирование горных пород в зонах динамического влияния сдвигов фундамента) и гидрохимического (агрессивное углекислотное выщелачивание и гидротермальный метасоматоз на фронте послемагматических гидротермальных растворов) эпигенеза, формирование вторичной пустотности (трещиноватости и пористости) для принудительного внедрения (импрегнирования) УВ в горные породы.

В рамках системного познания процессов онтогенеза глубинных УВ с целью достоверного обоснования нефтегазоносности недр изучению подлежат: ловушки (коллектора, покрышки, резервуары) глубинной нефти в разрезе осадочного чехла и кристаллического фундамента НГБ; традиционные (структурные) и нетрадиционные (литологические, тектонические, эпигенетические, гидродинамические, др.) ловушки нефти и газа; генетический иерархический ряд ловушек УВ: от залежей до нефтегазоносных бассейнов; роль напорных УВ-флюидов в формировании коллекторов, резервуаров и ловушек нефти и газа; глубины распространения промышленной нефтегазоносности, ограничения по уровням распространения пористости, трещиноватости, коллекторов, фазовому составу УВ; особенности строения и закономерности формирования залежей нефти и газа в фундаменте; особенности строения и закономерности формирования метаногидратных залежей; особенности строения и закономерности формирования залежей нефти и газа в зонах СОХ мирового океана, областях современной вулканической и гидротермальной деятельности, горно-складчатых областях, щитах древних и молодых платформ, других зонах нетрадиционного нефтегазонакопления.

Г. Наличие флюидоупоров (покрышек) различного типа (литологических, тектонических, эпигенетических), обеспечивающих формирование гидродинамических экранов для резервуаров нефти и газа различного типа и масштаба и возможность формирования ловушек для консервации (сохранности) сформированных залежей в течение исторического (не геологического) времени.

В рамках системного познания процессов онтогенеза глубинных УВ с целью достоверного обоснования нефтегазоносности недр изучению подлежат: вопросы влияние среды аккумуляции вторичных УВ, внедрившихся в осадочный чехол и кристаллический фундамент, на состав и преобразования первичных УВ-систем; связи масштабов нефтегазонакопления, состава и свойств УВ-систем с положением в разрезе и по площади региональных, зональных и локальных флюидоупоров, составом и свойствами экранирующих толщ; состав и свойства флюидоупоров в кристаллическом фундаменте и других нетрадиционных зонах нефтегазонакопления; вертикально-миграционный закон Кудрявцева и газо-геодинамическая теория Аникиева на природу АВПД, методы и технологии прогнозирования АВПД.

Согласно рассматриваемой модели структуры объекта прогноза, все составные элементы процесса нефтегазообразования и нефтегазонакопления были реализованы на Земле единовременно в масштабах геологической истории и совпадают с позднеплиоцен-четвертичным временем тектонических деформаций земной коры позднеальпийской (неотектонической) фазы альпийского тектогенеза, что впервые в масштабах всей планеты было обосновано В.Б.Порфирьевым [31] и многократно подтверждено нами [52] на примерах определений возраста залежей для различных нефтегазоносных регионов Земли (Южно-Мангышлакская и Северо-Бузачинская НГО, Надым-Пурская и Пур-Тазовская НГО, Меконгский НГБ и др.). Эти исходные положения служат основой авторской методики [44] количественной вероятностной оценки перспектив нефтегазоносности и объемного нефтегазогеологического районирования недр на основе генетических критериев, являющейся альтернативой общепринятой технологии бассейнового моделирования (БМ), основанной и реализованной на критериальной базе органической гипотезы происхождения нефти. Достоверность и эффективность применения этой методики, реализованной нами в технологию БМ показана в работе [51]. Авторская методика вероятностной оценки перспектив нефтегазоносности и объемного нефтегазогеологического районирования недр здесь не рассматривается, но результаты применения будут продемонстрированы ниже.

#### **I. ГЕНЕРАЦИЯ ГЛУБИННЫХ УВ**

Рассмотрим некоторые геологические аспекты (метки) синтеза УВ из первичных доноров (C-H-N-O-S) в глубинных реакторах мантии Земли (астенолинзах верхней мантии или более глубоких горизонтах нижней мантии). Но прежде следует напомнить, что в рамках теории глубинного происхождения нефти образовался внутренний водораздел между представлениями о коровом (осадочно-органическом и полигенном) и мантийном (минерально-неорганическом) источнике УВ. При этом различные варианты магматических

теорий образования нефти могут быть отнесены как к мантийным [20], поскольку, ассоциируемые с нефтегазообразованием магмы, являются по своей природе мантийными образованиями, так и к коровым [35], поскольку нефтегазообразование рассматривается следствием реакций щелочных магм, контактирующих с осадочными породами. Например, в предлагаемом К.М.Севостьяновым (2004) «новом варианте абиогенной гипотезы генезиса нефти и нефтяного газа, нефтегазообразование связано с внедрением ультраосновной или основной магматической интрузии в карбонатные, терригенно-карбонатные, терригенно-карбонатно-угленосные и терригенно-угленосные толщи на глубинах более 3-5 км и образованием магматической камеры с трехфазным состоянием вещества (твердым, жидким и газопаровым), в которой происходит генерация и полимеризация углеводородов». В этом варианте гипотезы грань между коровым и мантийным генезисом нефти достаточно тонкая, более того, есть все предпосылки для отнесения предложенной модели к теориям полигенеза, а в глазах проницательных и беспринципных органиков, даже к варианту органической теории, что делает эту гипотезу крайне уязвимой для критики.

Глобальные (по площади и разрезу) масштабы распространения нефти и газа на Земле требуют поиска такого же глобального источника для планетарного производства в течение геологической истории Земли первичных доноров УВ и воспроизводства ресурсов УВ на Земле, находящихся в динамическом равновесии между постоянным их производством и разрушением.

### **Аргументы против корового источника УВ**

Какие же геологические аргументы мы можем выдвинуть против корового источника УВ, геохимическую и термодинамическую аргументацию в этом вопросе предоставим специалистам соответствующих областей наук о Земле.

1. Анализ петрологического состава Земли показывает, что в пределах земной коры нет собственных масштабных источников УВ, равно как нет и первичных доноров УВ, в первую очередь водорода (H) и углерода (C), способных обеспечить не только объемы воспроизводства УВ на Земле, но и глобальное распространение нефти и газа на Земле.

2. Как известно, с учетом существующих космогонических теорий происхождения Земли, водород (H) и углерод (C), необходимый в масштабах планетарного углеводородообразования имеет ядерно-мантийный генезис и концентрируется, главным образом, в ядре и нижней мантии Земли. По данным Ф.А.Летникова [24] «жидкое и твердое ядро Земли по геофизическим данным построено на базе безкислородных соединений железа, в котором растворено огромное количество водорода, углерода, серы и других газов», которые, как известно и являются первичными донорами УВ.

3. Признать за источник УВ вторичный рециклинговый углерод (включая связанный карбонатными породами) и ОВ осадочных пород, поступающие, якобы, в кору и мантию в зонах субдукции на нисходящих ветвях конвейера литосферных плит нельзя по причине локального распространения зон субдукции по площади Земли (около 1%). Присовокуплять к этим «волосным шрамам» Земли дополнительные площади зон палеосубдукции категорически нельзя, так как позднеплиоцен-четвертичный возраст основной массы УВ скоплений (включая метаногидраты мирового океана и все формы разрушенных в результате физико-химической деструкции, дегазации и метаморфизма нефтей), распространенных на Земле не позволяет этого сделать.

4. К этому стоит добавить, что масштаб процесса и объем вещества (как породного, так и ОВ), участвующего в субдукционном процессе несопоставим ни с объемом осадочной оболочки, самой коры, а тем более мантии Земли.

5. В условиях невозможности свести баланс разведанных запасов гигантских скоплений нефти и газа большинства НГБ Земли с геохимическим потенциалом нефтематеринских толщ ОБ, «ответственных» за нефтегазообразование, научной фантастикой и откровенным безрассудством выглядит допускаемая органиками возможность включения в нефтесборные площади территорий, не только превышающих площади этих НГБ, но и соседних ОБ и даже целых континентов; попытка же объяснить нефтегазообразование и нефтегазонакопление на Земле за счет процессов в зонах субдукции, якобы происходящих на этих «волосных шрамах» Земли, представляется двойным безрассудством.

6. Сам механизм субдукции является геофизической абстракцией, основанной на нестрогих физических допущениях и грубом, в смысле соблюдения принципов подобия, моделировании, при том, что континентальная геология и мобилизм не могут быть взаимоувязаны в принципе, а теперь уже, по результатам осмысления глубоководного океанического бурения, и геология океанов не находит объяснения с позиций классического мобилизма. Таким образом, лишенный мобилистской геотектонической подложки коровый механизм нефтегазообразования теряет свою жизнеспособность, не успев укрепиться в умах и в практике отечественных геологов-нефтяников. Отдельные неудачные примеры пропаганды и насаждения идей мобилизма в отечественную геологическую практику (В.Е.Хаин, Л.П.Зоненшайн, В.П.Гаврилов, К.О.Соборнов, К.А.Клещев, В.С.Шейн и др.) следует рассматривать не более чем дань западной моде и теоретические «упражнения на тему» с нулевым эффектом восприятия среди практикующих геологов и нефтяной геологии в целом.

7. Теоретически допуская механизм планетарной субдукции, следует иметь в виду, что по данным В.Е.Хаина, М.Г.Ломизе [55] осадочный чехол субдуцирующих плит наполовину и более (до 100%) участвует в образовании аккреционных призм, а по признанию Г.Буалло [4] геохимии и петрологии не обнаруживают признаков участия осадков в образовании магм под островными дугами. Как можно представить с позиции соблюдения законов физики (не говоря уже о химии процесса) погружение «легких» пород осадочного чехла, обогащенного ОВ, в «тяжелую» мантию для последующего «производства» там нефти, когда в модели субдукции осадочный чехол (маломощные пелагические осадки) участвует в образовании тектонической аккреционной призмы, расположенной перед вулканической дугой или краем континента. Согласно этой гипотезе, тонкий пластичный слой осадков, который покрывал субдуцирующую плиту, в зоне субдукции был содран со своего океанического ложа [4], а на более чем 90% площади мирового океана, мощность пелагических осадков не превышает 500-1000 м.

8. Наконец, ультраосновные щелочные породы (магмы), с которыми ассоциируют сонахождение доноров УВ и всей гаммы микрокомпонентов природных нефтей, сами являются производными мантии, а все магматические гипотезы с большой натяжкой могут быть отнесены к коровым и тем более осадочно-органическим, даже при допущении участия в процессе синтеза УВ коровых и даже осадочных пород.

#### **Аргументы в пользу мантийного источника УВ**

Аргументы за мантийный источник УВ многочисленны и многообразны. Помимо известных и доложенных нами на 1-х Кудрявцевских Чтениях [54] геолого-геофизических, геохимических, термодинамических и петрологических данных, свидетельствующих о мантийном генезисе УВ, приведем некоторые дополнительные геологические аргументы.

1. Известно, что мантия (оболочка «твердой» Земли, расположенная между земной корой и ядром Земли) составляет 83% объема Земли (без атмосферы) и 67% ее массы, при том, что объем ядра составляет 16%, а масса около 32% полной массы. Таким образом, на земную кору (включая ее осадочный чехол) приходится всего 1% объема Земли и 1% ее массы. Несопоставимость объема и массы внутренних оболочек Земли столь контрастна (два порядка), что только мантия и ядро Земли могут обеспечить планетарный масштаб углеводородообразования и глобальный процесс производства первичных доноров УВ и их длительное воспроизводство в течение геологической истории Земли.

2. Как отмечалось выше, первичные доноры УВ (углерод, С и водород, Н) являются составными элементами ядра и мантия Земли, ими генерируются и поставляются в виде различных химических соединений в земную кору восходящими от мантийных диапиров сверхсжатых восстановленными газовой-флюидными струями, которые аккумулируются в астеносферных линзах – планетарных реакторах по производству первичных УВ.

3. Все оболочки Земли: атмосфера, гидросфера, литосфера, в том числе и углеводородная сфера и биосфера, являются производными от глубинной дифференциации вещества мантии и ядра Земли и ею предопределены. Подмена причинно-следственных связей противоречит законам материалистической диалектики и подпадает под понятие средневековой схоластики.

4. Все масштабные геотектонические процессы имеют мантийный энергетический и вещественный источник, а соответствующие геотектонические структуры – мантийные корни.

5. Все осадочные бассейны (ОБ) Земли, которые одновременно являются и нефтегазонасными бассейнами (НГБ), прошли рифтовую стадию развития и сформированы на ранних этапах аркогенеза или сводообразования на восходящих мантийных плюмах за счет глубинных (мантийных) источников энергии (тепло) и вещества (газы, флюиды, магмы).

6. Наконец, установленный факт глобальной газогидратности 95% дна мирового океана свидетельствует о происходящем на наших глазах формировании в современном слое нелитифицированных донных осадков плейстоценового возраста, залегающих на базальтовом слое при полном или частичном (на шельфе) отсутствии континентальной коры, гигантских ресурсов метаногазатов (по данным Геологической Службы США их суммарные геологические запасы содержат  $1133 \times 10^{16}$  (113 сотен квадриллионов) м<sup>3</sup> метана, что почти в 55000 раз превосходят мировые запасы природного газа, которые в 2011 году составляли 208,4 трлн. м<sup>3</sup>. При отсутствии осадочного чехла, происхождение метаногазатов можно объяснить только прямым поступлением первичных УВ непосредственно из мантии Земли, залегающей в океанах под базальтовым слоем на глубине 5-10 км (рис.2).

а

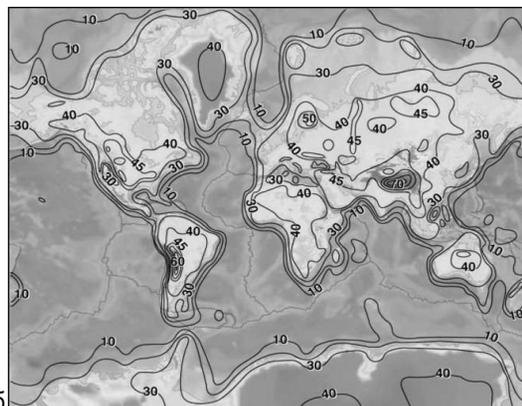


Рис. 2. Положение метаногазатных полей континентального склона акватории Мирового океана (а) на фоне изменения мощности земной коры или глубины залегания поверхности Мохо (б).

7. По данным [5, 27, 28 и др.] микрокомпонентный состав нефтей и щелочных магм практически идентичен, что говорит об их химическом родстве и общности первичной среды сонахождения и образования в мантии Земли. Так, по данным [5] «щелочные расплавы, развивавшиеся в мантии в ходе формирования депрессий быстрого погружения континентальной коры, с одной стороны, являются индикаторами структурных преобразований, благоприятных для нефтеобразования, с другой – играют роль своеобразного кислородного фильтра для трансмагматических флюидов, исходящих из жидкого земного ядра. При прохождении через него во флюидах радикально возросло отношение водорода к кислородным соединениям и они приобрели способность к формированию восстановленных нефтеобразующих систем, приводящих к образованию месторождений нефти и газа, в том числе и гигантских».

8. Площадь распространения континентальной коры на Земле не превышает 29% ее поверхности. Учитывая наличие океанических или базальтовых окон в акваториях большинства континентальных морей и озер (Средиземное, Черное, Каспийское, Красное, Байкал, озера Африки и др.) и резкое утонение до полного исчезновения коры в основании ряда крупных ОБ (Западно-Сибирский, Прикаспийский, Мексиканский, Южно-Каспийский, Рейнский, Паннонский, Североморский и др.), доля континентальной коры в площадном соотношении с океанической (мантийной) корой может быть уменьшена в несколько раз от этой (29%) величины. Эти цифры находятся в противоречии с глобальным распространением УВ на поверхности Земли, позволившем В.И.Вернадскому, И.М.Губкину,

Б.А.Соколову, К.М.Севостьянову и др. выделить в составе Земли углеводородную сферу или увосферу по Б.А.Соколову [36, 37].

Таким образом, планетарные масштабы нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции на Земле можно связывать только с глобальными процессами водородной дегазацией Земли, что требует, помимо понимания грандиозности этого процесса, научного объяснения механизмов генерации УВ, внутриочаговой мобилизации (первичной миграции) в верхней мантии Земли и эвакуации (вторичной вертикальной миграции) УВ из верхней мантии Земли.

### Термодинамическое обоснование генерации УВ в мантии Земли

1. За основу механизма генерации УВ в мантии Земли мы принимаем доказательную эмпирическую базу, обобщенную в нашем пленарном докладе на 1-х Кудрявцевских Чтениях [54] со ссылками на первоисточники, а также обширную экспериментальную базу, полученную со времен пионерских работ Э.Б.Чекалюка [56] по изучению компонентного состава глубинной нефти в состоянии термодинамического равновесия в условиях мантии Земли (рис.3). Напомним, в контексте обсуждаемого вопроса, некоторые, наиболее важные выводы, полученные Э.Б.Чекалюком [56], которые сохраняют свою актуальность до настоящего времени и подтверждаются многочисленными результатами современных термодинамических исследований различных авторов:

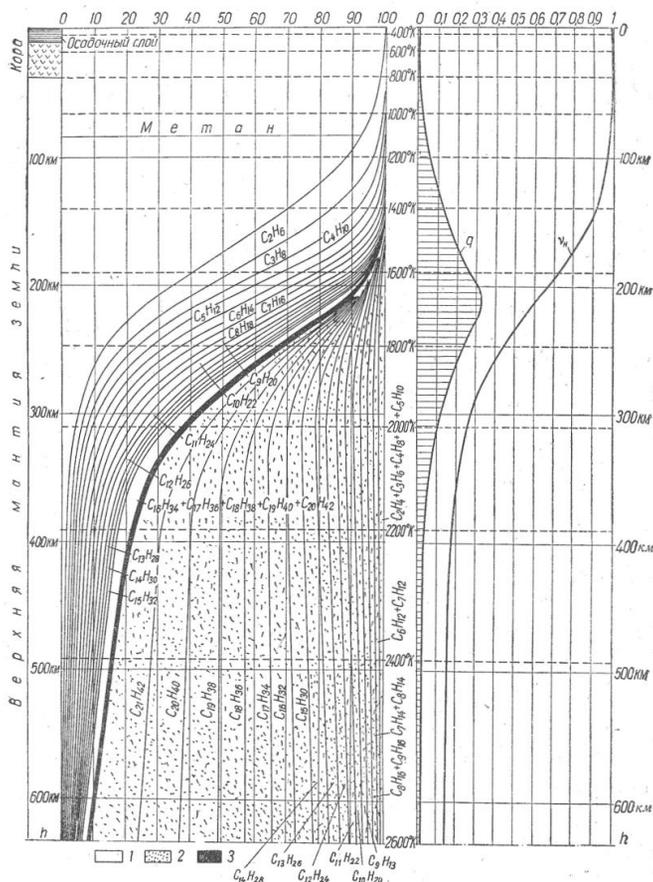


Рис.3. Графическое изображение компонентного состава глубинной нефти в состоянии термодинамического равновесия. Содержание компонентов в весовых процентах: 1 – алканы, 2 – алкены, 3 – циклические соединения.

Некоторые свойства глубинной нефти:  $\gamma_n$  – число молей глубинной нефти из одного моля исходного метана,  $q$  – часть углерода, вовлекаемого в реакцию или выделяемого из нефти при ее миграции на интервале глубин 1 км. По Э.Б.Чекалюку, 1967.

- химические потенциалы (уровень химической энергии) всех минералов и органических соединений много ниже химического потенциала метана и нефти;
- исходное вещество, из которого могла бы образоваться нефть за счет собственных энергетических ресурсов, в природе не существует;
- в условиях естественного залегания нефть является эндотермическим, неустойчивым соединением, продуктом распада которого являются метан и графит;
- ни один индивидуальный углеводород не может быть термически устойчивым в условиях верхней мантии (термический крекинг);
- нефть в пределах всей земной коры имеет тенденцию к деструкции;
- при низких давлениях все тяжелые УВ нестабильны по отношению к метану;
- в верхах верхней мантии термодинамически устойчивым является лишь метан с примесью некоторых гомологов;
- метан не полимеризуется в тяжелые УВ при низких давлениях и любых температурах;
- по мере углубления в мантию в составе нефти появляются все более тяжелые УВ, вначале предельные, затем алкены и, наконец, циклические и ароматические УВ;
- в глубинной нефти имеются все компоненты природной нефти;
- несмотря на исключительную термическую неустойчивость всех индивидуальных УВ, строго определенная смесь УВ соединений, родственных нефти приобретает удивительную термостойкость и может долго находиться в состоянии равновесия без всяких изменений;
- состав глубинной нефти совершенно не зависит от исходного вещества; не только метан, но и любой другой УВ превращается в нефть такого же состава, как и метан;
- поэтому, если в составе мантии установлено наличие метана или исходных веществ для синтеза хотя бы одного какого-либо индивидуального УВ, то этого вполне достаточно для образования глубинной нефти в полном составе;
- этого достаточно и для общего признания верхней мантии как неисчерпаемого производителя нефти.

Крайне важным, указывающим на мантийный источник УВ, является вывод Э.Б.Чекалюка [56] о том, что «при постоянной и неизбежной деструкции нефти в условиях осадочного слоя (земной коры в целом) и ее широком распространении в этом слое вытекает необходимость в наличии постоянно действующего и мощного источника нефтегазообразования, за счет которого восполняются потери, и сохраняется баланс запасов нефти и газа в природе».

2. Последующими экспериментальными работами российских, американских, китайских и европейских ученых по моделированию термодинамической устойчивости нефти и тяжелых УВ многократно подтверждена возможность абиогенного синтеза УВ в термобарических условиях верхней мантии.

3. По результатам экспериментальных работ получили подтверждение данные термодинамических расчетов Э.Б.Чекалюка [56] по устойчивости тяжелых УВ в термобарических условиях мантии Земли. Расчеты, выполненные И.К.Карповым, В.С.Зубковым и др. [5, 11, 33, 40] на новой термодинамической основе и с учетом новейших достижений в области компьютерного моделирования физико-химических процессов, подтверждают и реабилитируют фундаментальный научный результат Э.Б.Чекалюка об увеличении с глубиной молекулярной массы термодинамически равновесных УВ в верхней мантии.

4. Термодинамическое обоснование существования метастабильного равновесного состояния С-Н-системы и определение граничных условий для различных фазовых состояний УВ позволило доказать, что при низких давлениях тяжелые УВ нестабильны по отношению к метану и с увеличением давления количество синтезируемых тяжелых УВ возрастает. Метан не полимеризуется в тяжелые УВ при низких давлениях и любых температурах. Превращение тяжелых УВ в метан совпадает с фазовым переходом алмаз-графит [33, 40].

5. Работами [3, 11, 33, 40, 56 и др.] на основе термодинамического моделирования установлено, что нефть и природный газ возникают в мантии Земли на глубинах не менее 70-100 км при давлениях 20-80 кбар и температурах 800-1800 °К. Так, исследования по

определению температуры образования нефти по количественным соотношениям изомеров одинакового химического состава, выполненные Г.Е.Бойко [3] по образцам 322 нефтей из разных месторождений мира доказали, что во всех нефтях мира изомеры ароматических УВ находятся в соотношениях, соответствующих равновесию при температуре примерно 1000-1400°K (730-1130°С). Термодинамический расчет полного УВ состава нефти показал, что нефть находится в состоянии равновесия в условиях температур 1600-1800 °K и давлении  $2-4 \times 10^3$  МПа, что указывает на синтез нефти на глубинах 40-160 км.

6. По данным [28], «вещества системы С-Н-О подразделяются на простые ( $O_2$ ,  $H_2$ ,  $H_2O$ ,  $C$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $CH_4$ ) и сложные, к которым относятся углеводороды и органические соединения. Составы сложных соединений закономерно вписываются в систему простых веществ, располагаясь на коннодах, связывающих их составы. Благодаря этому трехкомпонентная система С-Н-О разделяется на двухкомпонентные подсистемы, в каждой из которых происходит автономное образование углеводородных и органических соединений из простых веществ. Флюидными потоками осуществлялся вынос углеводородов в земную кору в метастабильном состоянии из глубинных областей их генерации. В обширной метан-углеродной фации в земной коре тяжелые углеводороды сохраняются только как реликтовые, далеко за пределами областей их термодинамической устойчивости. Ниже критических значений температуры и давления метастабильные флюидные смеси углеводородов разделяются на газовую и жидкую фазы, что и приводит к образованию залежей в различной мере дегазированной нефти и вышерасположенных залежей более миграционного газа».

7. С учетом вышесказанного, мы приводим графическую иллюстрацию термодинамической области устойчивости УВ (рис.4) из последней работы А.А.Маракушева, С.А.Маракушева [29].

Различие глубины расположения очагов генерации УВ и залеганием его залежей объясняется авторами «ролью критических явлений во флюидных потоках исходящих из гипоцентров щелочного магматизма. С падением  $P$ ,  $T$  значений ниже критических флюид распадается на жидкие и газовые фазы (рис.4). Этот распад определяется не только падением  $P$ ,  $T$  значений, но и плотностью осадочных пород депрессий, через которые фильтруются восходящие флюидные потоки. При этом распаде возникают жидкие кислотные фазы, выщелачивающие осадочные породы и создающие пустоты, заполняемые впоследствии нефтью. Недорастворенный материал выбрасывается на поверхность в виде извержений грязевых вулканов».

#### ***Мантийные очаги генерации УВ: природа, свойства и прогнозно-поисковые критерии***

Сегодня уже не вызывает споров тот факт, что исходным веществом или донорами водорода (H) и углерода (C) являются: водород ( $H_2$ ), вода ( $H_2O$ ), метан ( $CH_4$ ), графит (C), окись (CO) и двуокись ( $CO_2$ ) углерода, карбиды металлов (FeC) и другие элементы и соединения, в том числе металлы, служащие катализаторами химических реакций синтеза глубинных углеводородов (Д.И.Менделеев, Н.А.Кудрявцев, В.Б.Порфирьев, Э.Б.Чекалюк, А.А.Маракушев, Ф.А.Летников, В.Н.Ларин, Г.И.Войтов и др.).

Источниками первичных доноров углеводородов в рамках абиогенно-мантийной гипотезы являются: ядро и мантия Земли, обеспечивающие вынос в верхние оболочки земной коры и верхней мантии исходного вещества (водород, углерод) и стабильных для данных термобарических условий продуктов синтеза УВ. И, если по Э.Б.Чекалюку [56] по мере углубления в мантию в составе нефти появляются все более тяжелые УВ (вначале предельные, затем алкены и, наконец, циклические и ароматические УВ), а метан не полимеризуется в тяжелые УВ при низких давлениях (при любых температурах), можно предположить, что тяжелые УВ, наряду с первичными донорами являются составными элементами нижнемантийных плюмов и входят в состав их флюидно-газовой оболочки, локализуемой в апикальной части плюмов и обеспечивающей кумулятивный прожиг и плавление мантии, разгрузку на промежуточных этапах в астеносфере и литосфере Земли с формированием флюидизированных линз (астенолинз), служащих локальными реакторами для окончательного «созревания» УВ-смеси и очагами нефтегазообразования для отдельных нефтегазоносных систем.

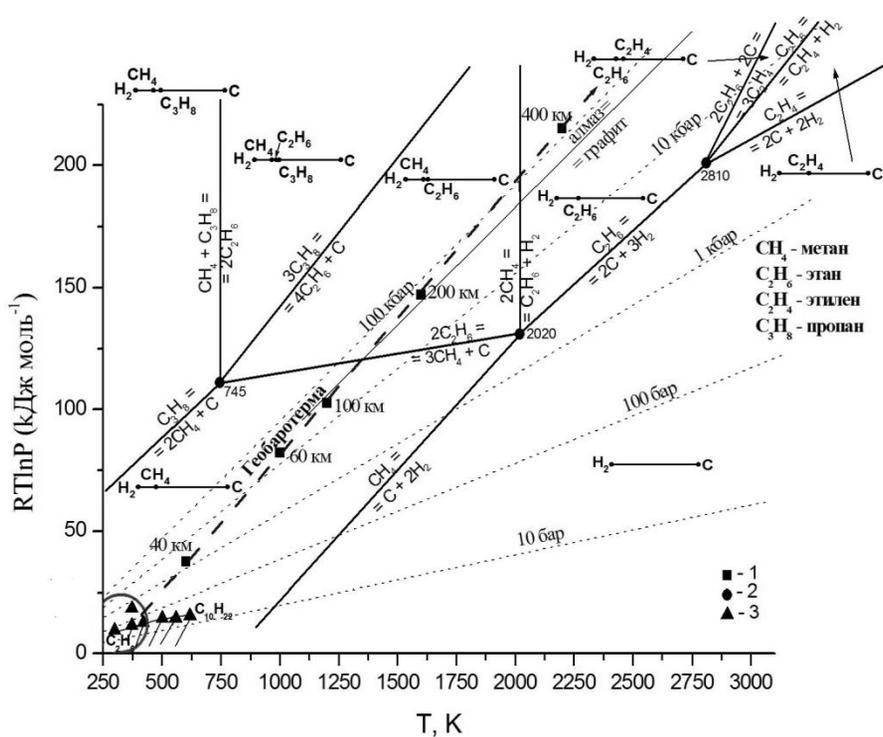


Рис. 4. Диаграмма фаций углеводородов двухкомпонентной системы C–H, построенная с использованием констант [Robie R.A., Hemingway B.S., 1995]: 1 - глубины Земли по геобаротерме (синяя штриховая стрелка); 2 - невариантные равновесия; 3 – критические точки углеводородов C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> – C<sub>10</sub>H<sub>22</sub> и углеводородной смеси (метан - 80%; этанпентан - 10%; гексан и далее -10%). Красным полукругом выделено P, T - пространство обычного залегания газонефтяных залежей в земной коре. Приведено равновесие алмаз = графит. Изобары обозначены пунктирными линиями. По А.А.Маракушев, С.А.Маракушев [29].

Увеличение доли метана в составе флюидно-газовой оболочки мантийного плюма, зародившейся в процессе водородной дегазации земного ядра, последующей магматической и гидротермальной деятельности в астеносфере и литосфере Земли, в том числе серпентизации мантийных гипербазитов (перидотитов) при реакции с ювенильной водой, приводит к снижению концентрации, но не объемов тяжелых УВ. В качестве реакционного объема для синтеза УВ рассматриваются астеносферные линзы (астенолинзы, или, так называемые сейсмические волноводы) - верхнемантийные реакторы или бойлеры, флюидизированные и энергонасыщенные за счет выноса водородными восстановленными струями всех составных элементов и компонентов природных УВ-систем.

Восходящие нижнемантийные плюмы, формирующиеся на исходящих от внутреннего ядра Земли водородных струях, также могут рассматриваться в качестве реакторов, но уже нижнемантийных, и обеспечивать первичный реакционный объем для мобилизации исходных элементов (доноров) и синтеза глубинных углеводородов в процессе их восхождения на литосферные глубины.

Основой практического решения вопроса о картировании глубинных очагов генерации УВ служат установленные пространственные и генетические связи (они же прогнозно-поисковые критерии) нефтегазоносных территорий (месторождений, НГЗ, НГО, НГБ) с низкоскоростными, флюидизированными волноводами земной коры и верхней мантии [14, 17, 57], а также с зонами корреляции отрицательных гравитационных аномалий (относительных минимумов силы тяжести в редукции Буге) и зон разуплотнения земной коры и верхней мантии с относительными максимумами градиента скорости новейших тектонических движений [43, 48].

С учетом установленных нами связей нефтегазоносности недр с высокоградиентными зонами неотектонических движений [41, 45, 49] и совпадением последних с отрицательными аномалиям гравитационного поля, напрашивается и эмпирическими наблюдениями подтверждается связь нефтегазоносности недр с отрицательными аномалиями гравитационного поля [48]. На основе этих перекрестных связей, логически обосновывается связь с высокоградиентными зонами неотектонических движений и с отрицательными аномалиями гравитационного поля как наиболее проницаемых для вертикальной миграции глубинных флюидов тектонических структур, связанных с разуплотнением земной коры и верхней мантии, так и глобальной нефтегазоносности недр Земли. Прежде чем перейти к объяснению физической природы установленных связей, приведем основные свойства очагов генерации УВ, характеризующие их геологическое строение, отображаемые в геофизических полях и служащие прогнозно-поисковыми критериям по их картированию. Земная кора над нефтегазоносными территориями и очагами генерации УВ резко отличается по глубинному строению от не нефтегазоносных территорий и характеризуется следующими признаками [50]:

- повышенным залеганием границы Мохоровичича (Мохо), на фоне ярко выраженного антиклинорного строения нижнекоровых и верхнемантийных поверхностей;
- возбужденной (разуплотненной и флюидонасыщенной) мантией, внедрением мантийных серпентинитов астенолитов (офиолитовый плюм-диапиризм) и интенсивными процессами гранитизации (ультраметаморфизма) коровых образований;
- повышенной расчлененностью и наличием слоя (корового волновода) с пониженной скоростью продольных сейсмических волн и высокоомной земной корой;
- океанизацией земной коры с полной или частичной редукцией гранитного слоя (эрозионный размыв сверху и гидротермальная переработка снизу) с формированием базальтовых окон;
- сокращением мощности земной коры, пониженным положением кровли фундамента (кристаллического и складчатого), разрастанием мощности осадочного чехла (характер соотношения седиментационных ванн - палеорифтовых долин и надрифтовых синеклиз на коровом субстрате свидетельствует о кровельном срезании и обрушении палеосводов антеклиз над современными ОБ, при одновременной аккреции и базификации континентальной коры над мантийными диапирами);
- повышенной деструкцией (плотность и глубинность разломов; аномальная расчлененность поверхности фундамента) и разуплотнением земной коры и верхней мантии;
- понижением плотности пород и граничной скорости сейсмических волн, а также контрастными отрицательными аномалиями потенциальных полей (гравитационного и магнитного) и изостатических аномалий как над отдельными скоплениями УВ, так и над зонами нефтегазонакопления;
- повышенными значениями градиентов амплитуд и скоростей новейших и современных тектонических движений, запечатленным в признаках сейсмической активности недр и морфометрических аномалиях рельефа (повышенные уклоны и расчлененность рельефа, густота линеаментов);
- повышенным флюидным и связанным с ним тепловым потоком недр.

Это неполный перечень отличительных особенностей глубинного строения и физико-химических аномалий, свойственных нефтегазоносным территориям, которые могут рассматриваться генетическими критериями их прогнозирования и картирования современными методами геофизических наблюдений.

С учетом приведенных особенностей глубинного строения астеносферных очагов генерации УВ и ассоциированных с ними нефтегазоносных территорий, напрашивается вывод о высокой геодинамической активности на протяжении длительного геологического времени, неотектонической и современной реактивации этих территорий, интенсивной магматической (на ранних этапах) и современной гидротермальной проработки земной коры, связанной с длительным стоянием и функционированием астеносферных флюидизированных диапиров на возбужденной импульсным воздействием восходящих водородных струй верхней мантии.

В поисках объяснения природы приведенных связей, обратимся опять к Э.Б.Чекалюку [56], который показал, что процесс минерального синтеза УВ в условиях верхней мантии приводит к существенному уменьшению числа молекул и, следовательно, к значительному уменьшению объема вещества в зоне реакции. Так, например, при синтезе *n*-гектадекана из графита и воды число молекул снижается в два раза. В случае превращения метана в гектадекан при избытке углерода в системе число молекул снижается в 8 раз. Изменение объемов вещества мантии в зонах глубинного синтеза нефти не могут не оказывать влияния на окружающую среду, в том числе на состояние земной коры. Увязывая причины вертикальных тектонических движений с изменениями объемов или плотности вещества мантии в процессе химических реакций и полиморфных превращений, Э.Б.Чекалюк [56] отмечает, что «одной из самых эффективных причин изменения объемов вещества мантии могут быть процессы образования и преобразования глубинной нефти. Пожалуй, нет в природе другого минерала, способного к таким большим изменениям объема, как нефть. Поэтому в процессе образования глубинного очага нефти возникает огромный дефект объема мантии, куда и прогибаются или проваливаются определенные участки земной коры. Таким образом, многие прогибы и авлакогенные впадины нефтяных бассейнов могут быть результатом геотектонической деятельности глубинных очагов нефтеобразования».

Не касаясь других геологических следствий, связанных с изменениями объема мантии в очагах генерации УВ (повышенная тектоническая активность, расчлененность и добротность коры, изменения флюидодинамического и температурного режима недр), следует отметить, что описанные процессы имеют прямое выражение в неотектонических и современных деформационных полях (максимумы градиента амплитуд и скорости новейших и современных тектонических движений), в наблюдаемых гравитационных полях (отрицательные аномалии) и ими предопределены. Помимо удовлетворительного объяснения природы мантийных очагов генерации УВ, описанные связи служат геологическими критериями прогнозирования очагов глубинного нефтегазообразования, с одной стороны, и составляют суть прогнозно-поисковых технологий, основанных на изучении новейшей и современной тектоники и геодинамики земной коры, потенциальных (гравимагнитных) полей и термического режима недр, с другой.

С другой стороны, как отмечал В.В.Белоусов [1], «растягивающие напряжения в нижней и верхней мантии можно понять только как результат увеличения объема вещества в более глубоких областях Земли, т.е. в земном ядре», что прямо увязывает процессы зарождения и развития из ядра Земли мантийных диапиров, восходящих на водородных струях к подошве литосферы, с процессам, происходящими в мантийных очагах генерации УВ.

Анализ термодинамических свойств глубинной нефти позволил Э.Б.Чекалюку [56] сделать вывод, что прорыв ее на поверхность возможен лишь в процессе расширения нефтяного очага, т.е. в период воздымания земной коры. Увязывая между собой эти выводы В.В.Белоусова [1] и Э.Б.Чекалюка [56] приходим к выводам, что процессы в ядре и в верхней мантии (астеносферный очаг генерации УВ) синхронны и совпадают во времени: увеличение объема вещества в земном ядре приводит к выбросам водородных струй в мантию, которые достигая астеносферы аккумулируются под земной корой, приводят к сводообразованию (аркогенез), последующему рифтогенезу и сопряженному с ним бассейногенезу. Формируемые в астенолинзах зародыши очагов синтеза УВ, расширяясь при лавинообразном ускорении процесса, резко сокращаются в объеме при прорыве глубинными флюидами земной коры и обрушают ее в ядерной части растущего свода, способствуя начальному рифтогенезу, переходящему в бассейногенез по мере углубления и расширения рифтовых долин.

Здесь мы видим прямые геотектонические следствия функционирования очагов генерации глубинной нефти, и дальнейшее развитие этих наблюдений может привести к далеко идущим последствиям, о чем мы будем размышлять ниже.

#### ***Механизм первичной внутриочаговой мобилизации УВ в мантии Земли***

За основу механизма внутриочаговой мобилизации («первичной миграции» в терминах органического учения) УВ-флюидов согласно теории глубинного генезиса нефти может быть принята модель И.Л.Гуфельда [7], которая рассматривает «формирование структуры границ

в литосфере на основе процессов взаимодействия восходящих потоков водорода и гелия с твердой фазой, приводящих к образованию газовой пористости и цепочек пор, связанных трещинами. За счет действия P-T параметров и барьерного эффекта в среде характерны деструкция и развитая трещиноватость. В литосфере и верхней мантии происходят эффекты аморфизации структуры, приводящей к увеличению пористости и диффузии комплексов типа C-H и O-H, допускается возможность горизонтальной миграции водорода и водородных комплексов на большие расстояния по зонам барьерного эффекта. Причем одной из таких зон может быть граница Мохо».

Последняя (граница Мохо) в нашем понимании выступает не только как глобальная в масштабах планеты реологическая граница раздела квазихрупких (земная кора) и квазипластичных (верхняя мантия) сред, но и как граница распространения фронта барьерного эффекта аморфизации структуры среды, обеспечивающей реализацию механизма внутриочаговой мобилизации, т.е. «первичной миграции» (в терминах органического учения) мантийных C-H-N-O-S систем и других элементов (включая металлы) - компонентов глубинных УВ-систем в верхней мантии и формирование скоплений первичной протонефти.

Как заключает И.Л.Гуфельда [7] в своей статье, «необходимо понять реальную роль зон барьерного эффекта от границы (слоя) Мохо до более высоких горизонтов в формировании гигантских месторождений. Для нас является реальным горизонтальная диффузия (потоки) водорода и водородных комплексов на большие расстояния по зонам барьерного эффекта, включая слой Мохо (т.е. на сотни километров), подпитка которых осуществляется локализованными сверхглубинными потоками (струями) водорода из мантии».

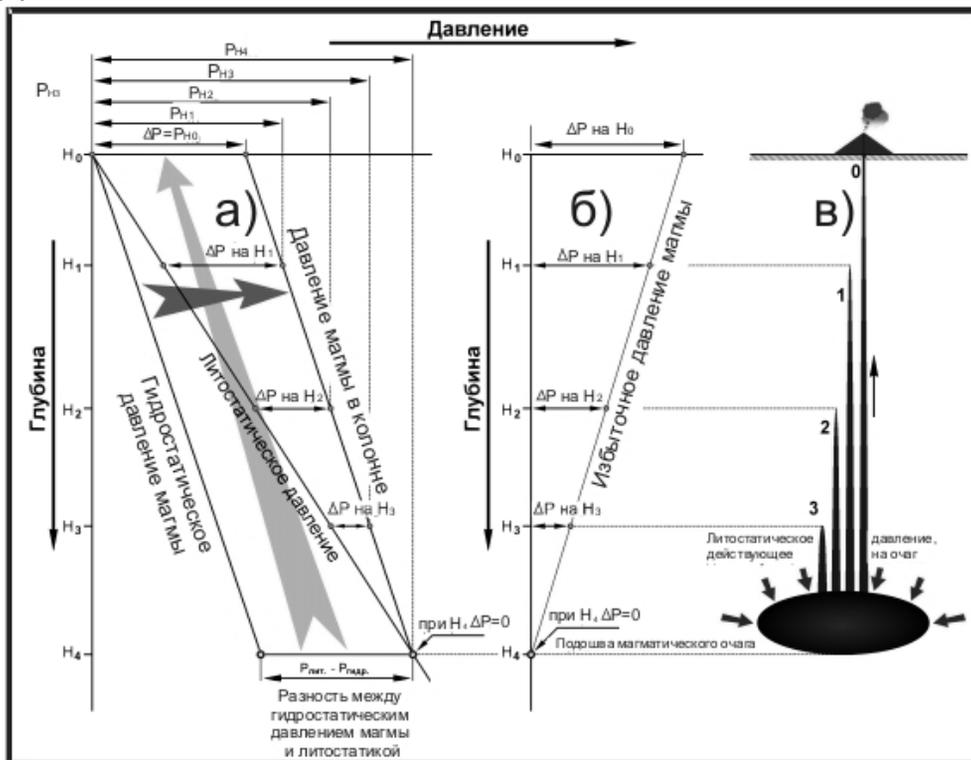


Рис. 5. Механизм возникновения избыточного давления в мантийном магматической очаге и в магматической колонне при прорыве на поверхность.

Формирование залежей флюидогенного генезиса мы связываем с вертикальной миграцией (напорной фильтрацией) флюидных потоков, локализованных в вертикальных «сверхпроводящих» сквозьмагматических колоннах Д.С.Коржинского (сверхпроницаемых

проводниках Г.Л.Поспелова) на барьерах глубинного массопереноса. Для понимания процесса рассмотрим модели мантийных магматических очагов, разработанные в лаборатории геохимии и рудообразующих процессов ГИН СО РАН (<http://geo.stbur.ru/index.php?pg=geochim&ver=0>) и, в которых обосновывается механизм возникновения избыточных давлений и начала прорыва магмы к поверхности. В протяженном магматическом канале, берущем начало от мантийного магматического очага, возникает избыточное давление, за счет которого магма поднимается к поверхности (рис.5).

В этой модели мантийного магматического очага, которая может быть полностью перенесена на модель мантийного нефтяного очага, величина избыточного давления зависит от глубины материнского очага, разности плотностей вмещающей среды и магмы и вертикальной протяженности канала.

Предложенная лабораторией геохимии и рудообразующих процессов ГИН СО РАН трещинно-флюидная модель формирования мантийных плюмов (МП), объясняет формирование флюидных линз на границе ядро-мантия при эмиссии углеводородно-водородного газа, которые трансформируются в трещинные полости, поднимающиеся к основанию прочной литосферы (рис.6).

По нашим представлениям в этой модели подошва литосферы на границе астеносферного слоя играет роль глобального флюидоупора для восходящих мантийных флюидонасыщенных плюмов и выступает как реологическая граница раздела сред (зона барьерного эффекта И.Л.Гуфельда) при трансформации вертикальных фильтрующих колонн в «пластовые» астенолинзы глубинных очагов генерации УВ.

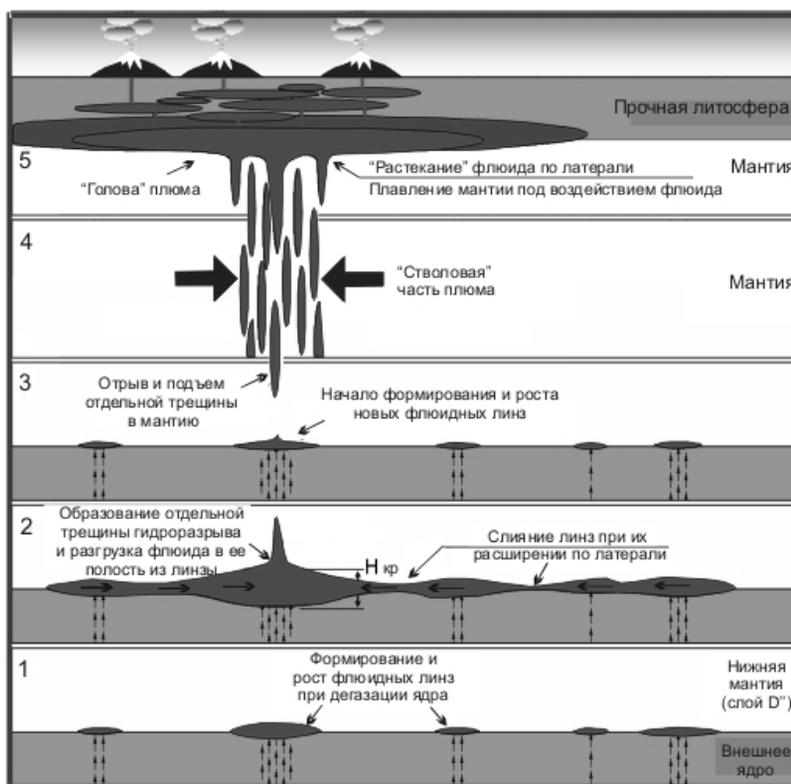


Рис. 6. Формирование мантийного плюма путем подъема флюидозаполненных трещин от границы ядро-мантия

## II. МЕХАНИЗМ, ФИЗИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ, ГЕОЛОГО-СТРУКТУРНЫЕ УСЛОВИЯ ЭВАКУАЦИИ (ВЕРТИКАЛЬНОЙ МИГРАЦИИ) И РАЗГРУЗКИ УВ ИЗ ВЕРХНЕЙ МАНТИИ В ЗЕМНУЮ КОРУ

Природа каналов вертикальной миграции, механизм и процессы локализованной разгрузки УВ в земной коре, в силу особенностей ее состава и реологических свойств [30], могут и отличаются, как мы покажем ниже, от механизма внутриочаговой мобилизации,

осуществляемой на основе эффекта аморфизации структуры, приводящей к увеличению пористости и диффузии комплексов типа С-Н и О-Н и допускающей возможность горизонтальной миграции водорода и водородных комплексов на большие расстояния по зонам барьерного эффекта (по И.Л.Гуфельд, [7]).

Важный вклад в понимание механизма, физических предпосылок и геолого-структурных условий эвакуации и разгрузки УВ из верхней мантии в земную кору оказали идеи Ф.А.Летникова о сверхглубинных флюидных системах Земли, о флюидном механизме деструкции континентальной земной и по синергетическим аспектам проблемы образования глубинной нефти [22-24].

**Реологические свойства и физика очага землетрясений (сейсмодислокаций), как фактор ограничений на глубину проникновения хрупких деформаций и разрывных нарушений**

Для объяснения первичной внутриочаговой мобилизации («первичной миграции» в терминах органического учения) и принудительной эвакуации, вертикальной миграции или фильтрации («вторичной миграции» в терминах органического учения) мантийных сверхсжатых напорных УВ флюидных систем из глубинных очагов генерации в верхнюю часть земной коры (осадочный чехол и кристаллический фундамент) УВ-флюидов, необходимо обосновать природные движущие механизмы, законы гидродинамики, свойства геосреды контролирующей физические процессы глубинного массопереноса.

При обсуждении глубины проникновения разломов вглубь Земли вводят ограничения на реологию геосреды, пластически-вязкое состояние которой ограничивает распространение разломов, как плоскости скалывания и хрупкого разрушения горных пород. Известно, что глубины очагов коровых землетрясений составляют 30-50 км и более, а глубины очагов глубокофокусных землетрясений достигают 200 км и более (600-700 км). Природа очага землетрясений (сейсмодислокаций в более широком понимании) давно разгадана и связывается со сдвиговыми (сколовыми в геомеханическом понимании) деформациями объема геосреды и обусловлена изменением объема и геометрии очага деформации. Таким образом, существование разломов, как поверхностей (зон концентрации) хрупких (упругих) деформаций допускается на глубинах зарождения коровых и глубокофокусных мантийных землетрясений. Как в таком случае объяснить противоречие между представлениями о размяченной пластичной (вязкой) мантии и проявлением сколовых деформаций и хрупкого (упругого) разрушения геосреды? (рис.7).

**Объяснение.** Упругость и пластичность, как свойства реологического состояния геосреды, являются динамическими, не стационарными константами горных пород и в зависимости от скорости нагружения (деформирования) могут вести себя как упругая или пластическая среда.

**Примеры.** Известно, что при высоких скоростях удара о поверхность жидкости (пуля входит в воду), образуются осколки воды, которые, разлетаясь под действием капиллярных сил, восстанавливают округлую форму капли. Классический пример растекания смолы на

поверхности стола и ее хрупкого разрушения на осколки при ударе молотком – наглядно демонстрирует это известное физическое свойство зависимости реологического состояния материалов и горных пород от скорости деформирования.

При высоких скоростях деформирования, наряду с количественными изменениями прочности и пластичности пород происходят и качественные изменения механизма

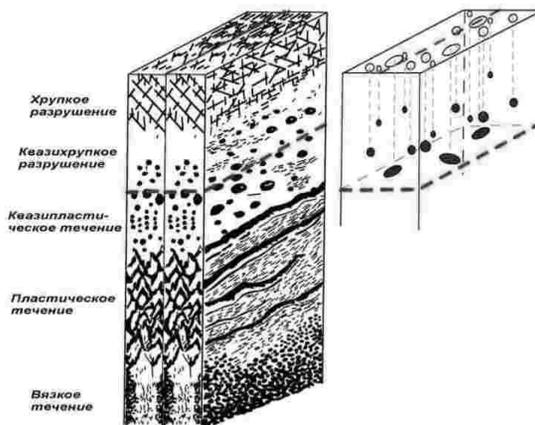


Рис.7. Объемная реологическая модель разломов литосферы. По С.И.Шерман [58].

деформации. Скорость деформирования оказывает значительное влияние на вид предельных кривых  $\tau = f(\sigma_0)$  пластичных пород. Так для каменной соли предельные кривые при скорости деформирования 40 м/с приближаются к прямой с крутым наклоном, характерным для хрупких пород (кварцит), а при скоростях >40 м/с для всех пород (пластичных и хрупких) имеет место одна общая предельная кривая [59].

Скорость хрупкой деформации горных пород близка скорости упругих волн и может достигать величины 3-5 км/сек и более (7-8 км/сек). При таких скоростях нагружения деформации в зонах разломов происходят через хрупкое разрушение и никакие глубины залегания горных пород в интервале земной коры ее не ограничивают, а лишь глубина залегания очага сейсмического возбуждения и его интенсивность. В этой связи природа и физическое состояние разлома (линейной зоны разрушения) на глубинах стационарного пластического (упруго-пластического) состояния горных пород – есть квазистационарное (фантомное) состояние периодического перехода от вязко-пластического состояния течения (затекания и залечивания) к хрупкому импульсно-резонансному возбуждению и формированию роя приразломной локализованной трещиноватости, переходящей на кратковременном импульсе резонанса в магистральный шов хрупкого скалывания (сдвига) и перемещения горных пород и флюидов во фронте динамического влияния очага сейсмического возбуждения.

Скорость этих процессов соизмерима со скоростью упругих волн (сейсмодислокации) и более длительное функционирование очагов разгрузки глубинных флюидов объясняется противодействием давления флюидов смыканию трещин и механическим ограничением смыканию трещин трещинных минеральных излияний и инъекционных (взрывных) брекчий, сопутствующих процессу сейсмодислокаций, как парагенетическое явление скрытой эксплозии и разгрузки глубинных флюидов в зонах растяжения земной коры на телах структур сдвиговых (сколовых) деформаций. Эти процессы неразлучны и в вопросе первопричины еще остаются неопределенности.

#### ***Дефлюидизация мантии и мантийный плюм-диапиризм***

Размягчение мантии и плюм-диапиризм связаны с процессами водородной дегазации ядра и мантии Земли и дефлюидизацией пород, в том числе, в результате обменных реакций, приводящих к активному выделению флюидов и летучих. Следствием является разубоживание мантийного вещества и резкая реологическая неустойчивость в колонне дефлюидизации.

В апикальной части колонны дефлюидизации концентрируются восстановленные летучие, обеспечивающие за счет адиабатического расширения летучих кумулятивный прожиг мантии и прорыв камеры пониженной вязкости вверх в направлении роста термобарического градиента. Процесс в геологических масштабах мгновенный и может приводить за счет высокой скорости обменных реакций и взрывного продвижения фронта к динамической хрупкой деформации статически вязкой мантии и формированию разрывов в геомеханическом понимании, обеспечивающих продвижение фронта летучих и флюидов в колонне дефлюидизации мантийных диапиров не только по механизму И.Л.Гуфельда по зонам барьерного эффекта, межкристаллическим и межагрегатным полостям, но и по свободным полостям трещинной природы и полостям растяжения и раздвига аморфного субстрата мантийной среды на восходящих «закипающих» (водородно-водно-метановых) газо-флюидных струях.

В верхней мантии и литосфере процесс восхождения колонн дефлюидизации реализуется в разрядке сейсмодислокаций (высвобождении упругой энергии) и опережающих импульсных газовых прорывах глубинных газо-флюидных эманаций, которые в земной коре (фундамент и осадочный чехол) сопровождаются формированием (восполнением) залежей пластово-стратиформных и пластово-жильных флюидогенных полезных ископаемых, включая рудную минерализацию, нефть и газ.

Важнейшими физико-геологическими предпосылками формирования фронта дефлюидизации и выделения флюидов и летучих на телах глубинных разломов (сдвигов фундамента) являются условия, когда обогащенные газами высоконапорные флюиды

достигают границы раздела реологических свойств пород (кровля астеносферного слоя – граница Мохо, кровля фундамента осадочного бассейна, др.). Обладая резким градиентом петрофизических и упруго-деформационных свойств, эти структурно-реологические границы (поверхности) являются барьерными для формирования критического градиента давления, вскипания газированных флюидов и эксплозивного (взрывного) увеличения объема внедряющегося флюидного диапира, за счет резкого увеличения проницаемости и пустотности геосреды для внедряющихся флюидных колонн.

Как показал А.Г.Бетехтин (1955), при резком снижении давления во время прорыва флюидного диапира в пористую среду осадочного чехла и при переходе сжатой смеси из надкритической в докритическую область, за счет адиабатического расширения газовых компонентов ( $H_2O$ ,  $CO$  и др.), газо-жидкая смесь способна привести к увеличению объема внедряющейся УВ-системы от нескольких до сотен раз. Так, при снижении давления от 1000 атм до атмосферного давления (при постоянной температуре) объем углекислоты увеличивается примерно в 500 раз. Область концентрации активных газов во фронтальной части внедряющегося флюидного диапира превращается в зону скрытой эксплозии и взрывных брекчий [12].

В таком представлении деформационный процесс и флюидодинамический импульс, как две стороны единого динамического процесса, взаимно ускоряя и усиливая друг друга, обеспечивают взрывной кумулятивный прорыв (при одновременном прожиге высокотемпературными агрессивными летучими) и продвижение фронта УВ-флюидов и летучих на опережающих восходящих колоннах дефлюидизации от апикальных ядерных фронтальных частей мантийных диапиров.

Если процесс рассредоточен по объему (не локализован в зонах глубинных разломов), растянут во времени и протекает не так быстро (геологически мгновенно), может произойти формирование объемных камер дефлюидизации, способных вызвать плюм-диапиризм и сводообразование с последующим локализованным или рассредоточенным рифтогенезом и соответствующими следствиями по локализации флюидогенных полезных ископаемых в земной коре.

#### ***Геологические признаки и критерии картирования локализованных на телах сдвигов фундамента каналов локализованной вертикальной миграции глубинной нефти***

Это большая, самостоятельная тема, которой мы только коснемся вскользь для завершения общей картины описываемой модели. Как нами было показано [53] на примере строения тектонических структур осадочных бассейнов (ОБ) Земли, контролирующих крупнейшие и гигантские месторождения нефти и газа, по результатам интерпретации объемной сейсморазведки МОГТ-3D, нефтегазоносность недр в своем подавляющем большинстве обусловлена парагенетическими связями: горизонтальный сдвиг фундамента (вертикальная миграция и взрывное внедрение гидротермальной УВ-системы из мантии в земную кору) – присдвиговая складчатость (формирование структурно-тектонических ловушек, благоприятных для аккумуляции флюидогенных полезных ископаемых, на телах активизированных сдвигов) – присдвиговое флюидогенное насыщение (гидравлический разрыв и инъецирование пластов под флюидоупорами на пути восходящего флюидодинамического фронта гидротермальной колонны, включая стратиформно-жильное нефтенасыщение – присдвиговая нефть).

Причинно-следственные связи кроются в структуроформирующей роли горизонтальных сдвигов фундамента и локализации на телах сдвигов локальных структур растяжения земной коры (СРЗК), обеспечивающих связь глубинных очагов генерации УВ со структурами земной коры в процессе реактивации сдвиговых деформаций на телах глубинных разломов, стимулируемой флюидодинамическими импульсами внедрения мантийных гидротермальных УВ-систем.

В процессе сдвиговых деформаций на телах горизонтальных сдвигов формируются структуры растяжения земной коры как позднеинверсионные структуры обрушения пород над выступами фундамента. Тектоническая (эксплозивная) брекчия газового прорыва и другие признаки проявления эксплозивного разрыхления пород в пределах этих структур (различные формы эксплозии и диапиризма: магматического, глиняного, соляного,

нефтяного), являются индикаторами зон деструкции земной коры над структурами горизонтального сдвига (СГС), с которыми пространственно и генетически ассоциируют структуры растяжения земной коры и каналы локализованной вертикальной разгрузки глубинной нефти. Причина формирования СГС в пределах ОБ Земли кроется в различии физико-механических свойств пород пластичного чехла и жесткого фундамента и различная реакция на комбинированные горизонтально-вертикальные движения этих комплексов в силовом поле сдвиговых деформаций, активизируемых, в том числе благодаря внедрению в присдвиговые зоны растяжения напорных глубинных УВ-флюидов.

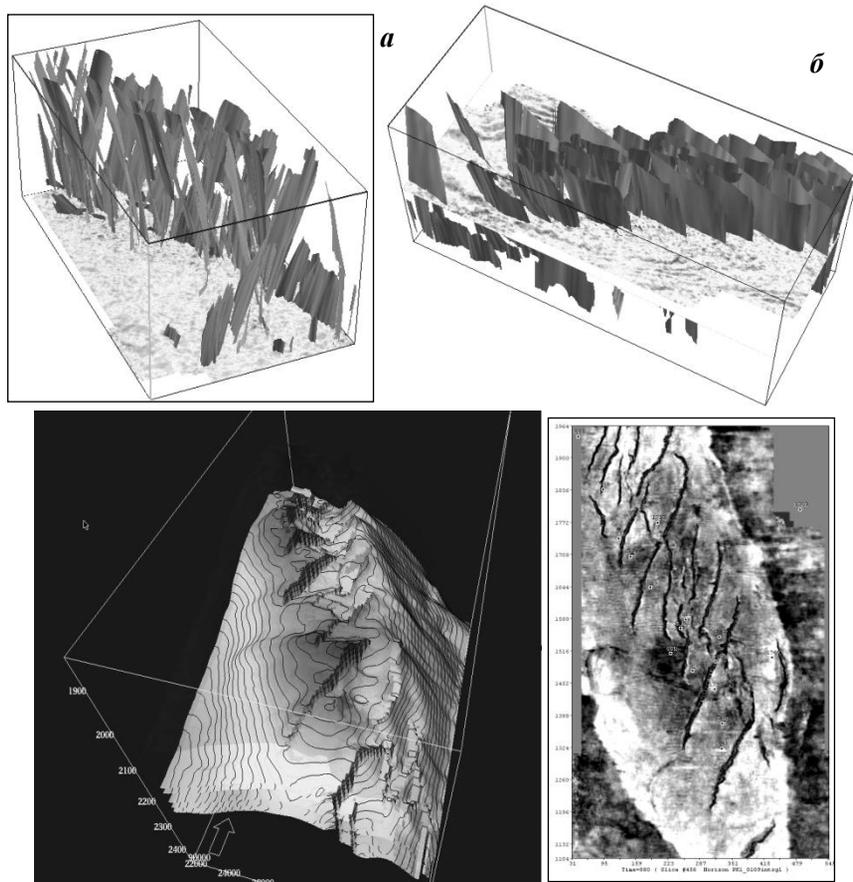


Рис.8. Западно-Сибирская мегасинеклиза. Еты-Пуровский вал. Трехмерная визуализация вторичных структур разрушения центральной сдвиговой зоны северного купола: объемное представление линейных эшелонов кулисного оперения сдвигов фундамента (а, б); аксонометрия структурной поверхности, демонстрирующая вторичные структуры обрушения на телах сдвигов по кровле баженовской свиты верхней юры (в); седиментационный слайс по кровле горизонта ПК<sub>1</sub> сеноманского яруса верхнего мела (г), демонстрирующий положение контура сеноманской газовой залежи на теле шовной зоны сдвига фундамента (светлая динамическая аномалия).

Форма структурного контроля структур растяжения земной коры и каналов локализованной вертикальной миграции глубинной нефти predetermined геометрией подверженных сдвиговым деформациям гетерогенных выступов фундамента, на апикальных и сводовых частях которых формируются структуры механо-деформационного разрушения и флюидодинамического прорыва нефтяных диапиров.

В строении СГС фундамента, осложняющих локальные и региональные нефтегазоконтролирующие структуры ОБ, и картируемых сейсморазведкой МОГТ-3D (рис.8, 9) по характерному кулискому рисунку разломов осадочного чехла, проглядывает

телескопическое строение и вложенность в структуру механо-деформационного тела обрушения эксплозивного аппарата нефтяного диапира.

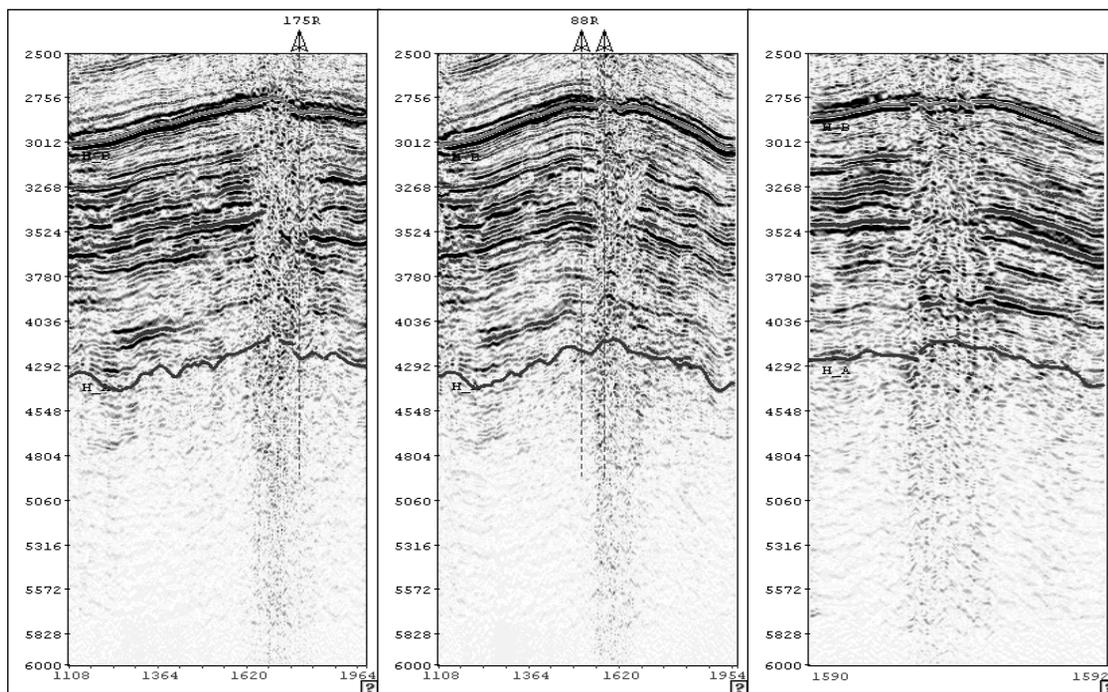


Рис.9. Еты-Пуровский вал. Поперечные сейсмические сечения через свод центрального купола, осложненный горизонтальным сдвигом фундамента. На фоне полной дезинтеграции пород в шовной зоне сдвига отмечается резкое снижение акустической жесткости и изменение атрибутов сейсмической записи на всю ширину зоны динамического влияния сдвига. Шлейф вертикальной миграции, маркирует положение очага флюидодинамического прорыва нефтяного диапира в фундаменте на всю глубину сейсмической записи.

Выраженные в осадочном чехле инверсионными впадинами позднего проседания, СГС и сопряженные с ними СРЗК представляют собой зоны брекчирования и дробления, пластического течения и нагнетания горных пород, выполняющие трубки флюидодинамического прорыва нефтяного диапира на локальных участках растяжения земной коры. За счет полной дезинтеграции пород в шовной зоне сдвиговых деформаций отмечается резкое снижение акустической жесткости и изменение атрибутов сейсмической записи (рис.8, 9). Внутреннее строение тела СГС – СРЗК представляет собой зону ряби – фрагментарности сейсмической записи, нарушения сплошности и полной деструкции вмещающих пород (трубчатые тела взрывных брекчий).

В сочетании морфологического облика со стратиграфической привязкой оперяющих кулис обнаруживается сложная комбинация механических деформаций горных пород с элементами флюидодинамического воздействия, вызвавшие позднее проседание этих зон в верхней части разреза осадочного чехла под нижележащими локальными вздутиями кровли фундамента. Пространственное наложение и сочетание структурно-тектонических (кулисное строение депрессионных впадин и разрывных нарушений) и флюидодинамических (расположение нефтяных полей и гидродинамических аномалий) парагенезов обосновывает связь этих структур с локальными зонами растяжения и проницаемости земной коры.

Масштабный ряд структур растяжения земной коры варьирует от локальных поднятий 3-го порядка до региональных и надпорядковых структур (линейные антиклинории и изометричные сводовые поднятия), в связи с чем, геологические признаки и механизм формирования локализованных на телах сдвигов фундамента каналов локализованной вертикальной миграции и разгрузки глубинной нефти в земной коре, следует считать единым, а критерии их картирования – универсальными [59].

Деформации горных пород имеют прямое отношение к миграции УВ при формировании залежей и фильтрации нефти к забоям скважин при их разработке, поскольку определяя масштабы и интенсивность трещинообразования и разуплотнения, характеризуют проницаемость горных пород. Это заключение подтверждает эмпирически установленная, функциональная зависимость между коэффициентом проницаемости ( $K_{пр}$ ) и остаточным увеличением объема  $(\Delta V/V)_{ост}$  образцов горных пород, которая показывает, что с увеличением  $(\Delta V/V)_{ост}$  соответственно возрастает и  $K_{пр}$  [38]. Увеличение объема пород в процессе неравномерного объемного сжатия объясняется как результат разрыхления пород, связанного с образованием отдельных микротрещин и их раскрытием.

Эти результаты подтверждают вывод о прямой связи между градиентом амплитуд новейших деформаций земной коры и проницаемостью горных пород. Эти результаты подтверждают также теоретически обоснованный нами вывод о возможности существования раскрытых трещин на любых глубинах земной коры в условиях хрупкого (квазихрупкого) реологического состояния геосреды при величине деформации горных пород выше предела прочности на разрыв и в астеносферном слое верхней мантии Земли в условиях неравномерного трехосного сжатия и высоких скоростях деформационных процессов, ассоциируемых с сейсмодислокациями в зонах разрывных нарушений.

Таким образом, структуры земной коры, характеризующиеся максимальными новейшими и современными деформациями (густотой активных разломов и трещинных систем), а, следовательно, и максимальными объемными деформациями пород, будут не только максимально трещиноватыми, но и максимально проницаемыми в силу максимального раскрытия трещин и разломов. Последняя связь также очевидна и вытекает из формулы трещинной проницаемости [34]:  $K_T = Ab^3l / S$ , где  $K_T$  – трещинная проницаемость,  $b$  – раскрытость трещин,  $l$  – длина трещин,  $S$  – площадь шлифа,  $A$  – коэффициент пропорциональности.

Вопрос глубины распространения открытой трещиноватости в земной коре - это вопрос глубины распространения коллекторов нефти и газа, по причине прямой генетической связи вторичных коллекторов нефти и газа с открытой трещиноватостью, по которой развивается межгранулярная, каверновая и трещинная пустотность и одноименная пористость. С глубиной эта связь становится определяющей при формировании единственного типа приразломной (трещинной) вторичной пустотности для первично непроницаемых (низкопроницаемых) толщ.

Учитывая связь этих проницаемых трещинных зон с каналами поступления (напорного внедрения) глубинных УВ-систем, в низах осадочного чехла и в фундаменте формируются приразломные залежи жильного и пластово-жильного (стратиформно-жильного) типа. В этой связи проблема поисков глубинной нефти в интервале залегания средней (10-20 км) и нижней (20-35 км и более) коры сводится к прогнозу локализованных на телах сдвигов проницаемых трещинных зон и связанных с ними нефтегазонасыщенных трещинных коллекторов и резервуаров.

С учетом показанных нами выше связей качественных изменений механизма деформации при высоких скоростях деформирования горных пород [59], открытая трещиноватость на глубинах залегания средней (10-20 км) и нижней (20-35 км) коры (таблица №1) будет регламентироваться не статическими, а динамическими понятиями мгновенной устойчивости горных пород (хрупкости и пластичности), регулируемые динамикой деформационных процессов (скорость и градиент скорости деформаций) тектонической активности глубинных разломов, формирующих и контролирующей очаговую, локализованную приразломную трещиноватость и трещинную проницаемость.

С учетом приведенной нами градации скважин по глубине забоя и соответствующей классификации вскрываемых ими залежей, изложенной в Программе исследований в рамках проекта «Глубинная нефть» [54]: 1) глубокое бурение (залежь): до 5 км; 2) сверхглубокое бурение (залежь): 5-10 км; 3) глубинное бурение (залежь): 10-20 км; 4) сверхглубинное бурение (залежь): > 20 км, основной геологической задачей по обеспечению поисков и освоению глубинной и сверхглубинной нефти (помимо решения технических и технологических задач по обеспечению глубинного и сверхглубинного бурения) является

обоснование наличия, прогноз и картирование глубинных и сверхглубинных резервуаров нефти и газа в интервалах залегания верхней, средней и нижней коры, связанных с соответствующими по глубинам зонами разуплотнения, повышенной трещиноватости и приразломного нефтегазонасыщения.

Таблица №1

№№ пп	Разрез континентальной коры	Глубина км	Давление ГПа	Температура град (°С)	Тип разрушения
1	Верхняя кора	< 10	≤ 0,2	≤ 200	Хрупкое
2	Средняя кора	10-20	0,2-0,5	200-500	Промежуточное
3	Нижняя кора	20-35	0,5-1,0	400-600	Промежуточное
4	Граница Мохо	> 35	> 1,0	> 600	Пластичное

Обсуждаемую проблему необходимо рассматривать как первоочередную, определяющую стратегическое развитие нефтегазовой отрасли нашей страны, и решать ее с точки зрения и на основе существующего эмпирического опыта глубокого бурения, экспериментальных работ и физических законов, определяющих глубины распространения открытой трещиноватости в земной коре, данных о реологических свойствах земной коры и верхней мантии, как факторах существования ограничений на глубину проникновения хрупких деформаций и разрывных нарушений, других подходов, связанных с изучением неоднородного напряженно-деформированного состояния земной коры и протекания деформационных (трещинообразование) и гидрохимических (эпигенез и гидротермальный метасоматоз) процессов в условиях неравномерного трехосного сжатия гетерогенных сред при давлениях, температурах и типах разрушения геосреды, свойственных соответствующим интервалам залегания земной коры и при различных скоростях ее деформирования. Все эти вопросы вынесены для обсуждения на повестку дня 3-х Кудрявцевских Чтений.

### III. ЗАКОНОМЕРНОСТИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР КАК ОТРАЖЕНИЕ РАЗГРУЗКИ В ЗЕМНОЙ КОРЕ МАНТИЙНЫХ ОЧАГОВ ГЕНЕРАЦИИ УВ-СИСТЕМ

**Предпосылки.** В 1989 в Докладах АН СССР [46] мы опубликовали статью «Новое в закономерностях пространственного размещения и стратиграфической локализации углеводородов в недрах Мангышлака». За прошедшее время выявленные нами четверть века назад закономерности не только не потеряли свою новизну, но с развитием концепции глубинного нефтегазообразования и нефтегазонакопления обрели генетическое содержание и получили новое смысловое прочтение. В чем же новизна сделанного открытия, скрытого за коротким и лаконичным текстом журнальной статьи. Приведем выдержки из этой очень важной для понимания изучаемого вопроса работы.

Региональные и зональные структурно-тектонические условия нефтегазонакопления на Мангышлаке проявляются в преимущественном тяготении зон нефтегазонакопления к гипсометрически приподнятым бортам платформенных прогибов, периклинальным и крыльевым частям сводовых и складчатых поднятий.

В первом случае (речь идет о прогибе – *Авм.*) имеет место увеличение плотности запасов и повышение уровня стратиграфической приуроченности базисных горизонтов в направлении увеличения дислоцированности мезозойско-кайнозойского разреза и общего воздымания подошвы платформенного чехла. Во втором случае (речь идет о сводовых и складчатых поднятиях – *Авм.*) плотность запасов увеличивается в сторону погружения и ослабления дислоцированности платформенного чехла.

Связь зон нефтегазонакопления Мангышлака с современным структурным планом выражается в концентрическом (овальном) распределении их относительно глыбово-складчатой зоны Центрально-Мангышлакских дислокаций. В региональном плане зоны нефтегазонакопления образуют пояса стратиграфически одновысотного группирования скоплений УВ. Стратиграфическая приуроченность запасов УВ концентрических дуг (поясов) снижается с увеличением их радиуса (с удалением от складчатой зоны). Наблюдаемая асимметрия в удаленности фрагментов поясов зон нефтегазонакопления по разные

стороны от Мангышлакских дислокаций объясняется различными уклонами бортов сопряженных прогибов.

Сравнительный анализ информативности геологических критериев нефтегазоносности Мангышлака показал, что закономерности пространственного размещения и стратиграфической приуроченности залежей и основных запасов УВ находятся в строгом соответствии со степенью активности новейших деформаций земной коры [45]. Характер связи нефтегазоносности Мангышлака с особенностями проявления неотектогенеза заключается в преимущественном тяготении зон нефтегазонакопления к переходным, промежуточным между максимальными и минимальными амплитудами, между положительными и отрицательными знаками движений, зонам средних градиентов амплитуд и скоростей неотектонических движений.

В морфоструктурном плане им соответствует переходная между положительной (Центральный Мангышлак) и отрицательной (Южный Мангышлак) морфоструктурами первого порядка морфофлексур со средними для региона значениями морфометрических аномалий рельефа (расчлененность и густота линеаментов). Этот вывод отражает основной закон пространственного распределения нефтегазоносности в недрах земной коры Мангышлака.

На примере ряда нефтегазоносных бассейнов различного строения, возраста и истории развития (Месопотамский прогиб, Терско-Каспийский прогиб, Днепровско-Донецкая впадина, Русская древняя и Западно-Сибирская молодая плиты и др.) обнаруживается универсальное свойство сформулированного закона, заключающегося в закономерной концентрации промышленных скоплений УВ в зонах средних между максимальными и минимальными для конкретного региона значений активности (амплитуда, градиент амплитуд и скорости) неотектонических движений [3, 13, 16, 21, 61 и др.].

При этом установлено, что в интервале значений активности новейших деформаций земной коры, контролирующей нефтегазоносность недр, в сторону увеличения значений активности движений стратиграфический диапазон локализации запасов УВ закономерно повышается [41, 45]. В целом для каждого региона существует свой ряд абсолютных значений параметров активности неотектонических движений, определяющих локализацию запасов УВ в разрезе земной коры [13, 16, 21, 61].

Новизна сформулированного вывода состоит в установлении закона стратиграфического распределения основных запасов УВ как функции изменения по площади активности новейших деформаций земной коры (таблица №2).

Таблица №2

Стратиграфическая приуроченность залежей УВ (концентрации запасов)	Нижний предел нефтегазоносности	Триас-Палеозой (Т+PZ)	Триас-Юра (Т+J)	Юра (J)	Юра-Мел (J+K)	Мел (K)	Верхний предел нефтегазоносности
Градиент амплитуд среднемиоцен-четвертичных движений, м/км	< 4-6	6-10	10-12	12-14	14-16	16-18	> 18
Амплитуда среднемиоцен-четвертичных движений, м	< (-50)	(-50)-0; (-200)-(-100)	0-50	50-150	150-200	200-250	> 250
Амплитуда среднеплиоцен-четвертичных движений, м	< 50	50-100	100-150	150-200	200-250	250-300	> 300
Густота линеаментов, км/км <sup>2</sup> (для R <sub>ср</sub> = 5 км)	< 500	500-1000	750-1250	1000-1250	1250-1750	1500-2000	> 2000

Графической иллюстрацией полученных выводов служит рис.10. На графике показано зеркальное относительно Мангышлакских дислокаций поведение кривой газосодержания 1 - отношение запасов газа к запасам нефти ( $q_r/q_n$ ) и кривой доли запасов УВ антиклинальных зон к суммарным запасам УВ региона - 2 (даны фактические данные и прогноз). Для обеих НГО выдержан обратный относительно друг друга ход кривых 1 и 2. Характер кривых свидетельствует о логарифмической функции распределения анализируемых параметров, т.е. в сторону Мангышлакских дислокаций с юга (Южно-Мангышлакская НГО) и с севера

(Северо-Бузачинская НГО) по логарифмическому закону происходит снижение газосодержания и повышение абсолютных запасов УВ антиклинальных зон.

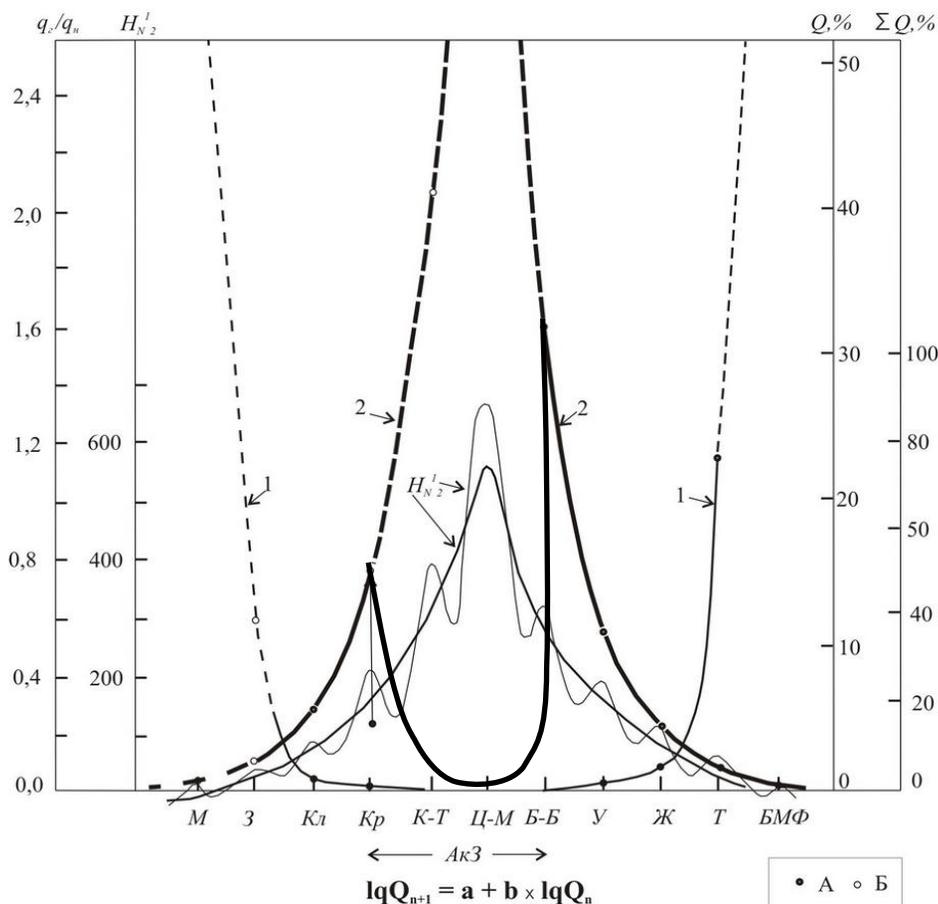


Рис. 10. Характер соотношения газосодержания - 1 и доли запасов УВ от суммарных запасов УВ региона ( $\Sigma Q, \%$ ) - 2 по структурным (антиклинальным) зонам с активностью ( $H_N'2$ ) новейших деформаций земной коры в поперечном профиле через Бузачинский свод, Центрально-Мангышлакские дислокации и Южно-Мангышлакский прогиб. Шкала запасов: справа ( $\Sigma Q, \%$ ) и сплошная часть кривой 2 - фактические значения разведанных запасов; слева ( $Q, \%$ ) и штриховая часть кривой 2 - расчетные значения теоретического распределения запасов УВ для симметричного относительно двух НГО очага генерации УВ (формула распределения  $IgQ_{n+1} = a + b \times IgQ_n$ ). Кривые амплитуды неотектонических движений - фактическая, отвечающая нормальному закону распределения, и теоретическая (восстановленная), отвечающая закону затухающей синусоиды, **А** - фактические, **Б** - расчетные значения величин газосодержания и доли запасов УВ по антиклинальным зонам для смежных НГО. Структурные (антиклинальные) зоны: **М** - Морская, **3** - Заповедная, **Кл** - Каламкасская, **Кр** - Каражанбасская, **К-Т** - Кошак-Торлунская, **Ц-М** - Центрально-Мангышлакская, **Б-Б** - Беке-Башкудукская, **У** - Узеньская, **Ж** - Жетыбайская, **Т** - Тенгинская, **БМФ** - Большая Мангышлакская флексура; **АкЗ** - аконсервационная зона.

В этой связи о запасах Беке-Башкудукского вала (гигантское месторождение битумов Карасязь-Таспас), Каражанбасской антиклинальной зоны и Мангышлакских дислокаций (Тюб-Караганский вал) можно говорить как об остаточных в условиях аконсервационной зоны. Восстановленная (теоретическая) часть кривой 2 (экстраполяция по фактическим данным) отражает миграционный объем углеводородного «дыхания» для глубинного очага генерации УВ, связанного с «окном» проницаемости земной коры. Мангышлакские дислокации с редуцированным гранитным слоем, максимальной активностью новейших деформаций земной коры и минимальной мощностью осадочного чехла рассматривались нами ранее как возможный, очаг генерации УВ на западе Туранской плиты [42].

В свете полученных зависимостей вывод этот подтверждается, однако геохимического обоснования концепция осадочного происхождения УВ не имеет. Анализ соотношения

разведанных запасов Южно-Мангышлакской НГО с генерационным потенциалом материнских толщ свидетельствует о более чем 20-кратном дефиците РОВ и необходимости привлечения альтернативных источников УВ.

**Полученные результаты вносят новый взгляд на проблему очагов генерации УВ и служат решению первой ее составной части, касающейся определения пространственных координат нефтегазогенерирующих зон.** Помимо этого они служат теоретической основой для разработки новых концепций нефтегазогеологического районирования недр и классификации нефтегазоносных бассейнов на неотектонической основе.

Основной закон распределения нефтяных месторождений, впервые установленный Губкиным (1957) на основе закономерной приуроченности территорий нефтегазонакопления в геосинклинальных областях к окраинным частям складчатых сооружений, находит свое подтверждение, объяснение и дополнение в установленных нами связях пространственно-стратиграфического распределения УВ как функции активности новейших тектонических движений.

Глобальным следствием установленных связей является объяснение региональной нефтегазоносности континентального шельфа, как структурного проявления второй планетарной амплитудной и высокоградиентной ступени геоида Земли, сформированной неотектоническими движениями завершающей фазы альпийского тектогенеза.

Нефтегазоносность первой планетарной (континентальной) ступени, связанная с окраинными частями складчатых сооружений (предгорные и межгорные прогибы геосинклинальных областей и эпиплатформенной складчатости), была установлена и названа Губкиным основным законом распределения нефтяных месторождений. Установленные нами связи мы по аналогии назвали **законом пространственно-стратиграфического распределения УВ в недрах земной коры, определяющим пространственное размещение скоплений УВ в переходных, промежуточных между максимальными и минимальными амплитудами зонах нефтегазоносных бассейнов, со средними значениями градиентов амплитуд и скоростей неотектонических движений** [49].

В рамках развиваемой нами теории глубинного абиогенно-мантийного генезиса нефти и газа, установленные связи отражают не только глобальное в масштабах планеты Земли положение очагов глубинного нефтегазообразования на восходящих водородных струях активизированных на неотектоническом этапе мантийных диапиров, но и глобальное положение на поверхности Земли очагов локализованной разгрузки УВ на высокоградиентных ступенях современной морфоструктуры земной поверхности и геоида Земли, сформированных новейшими тектоническими движениями завершающей фазы альпийского тектогенеза, связанных с планетарной сетью глубинных коромантийных разломов Земли, и определяющих первичный каркас ее блокового строения.

#### **Физические предпосылки установленных связей**

Установленные связи пространственно-стратиграфического распределения запасов УВ в зависимости от активности новейших деформаций земной коры имеют строгую физическую основу и находят объяснение при рассмотрении физического смысла коэффициента проницаемости в формуле закона фильтрации Дарси:  $K_{пр} = Q\mu L/F\Delta P$ , где  $Q$  - объемный расход жидкости через породу за 1 с;  $\mu$  - динамическая вязкость жидкости;  $L$  - длина пути фильтрации;  $F$  - площадь фильтрации;  $\Delta P$  - перепад давления на длине образца породы.

Согласно размерности  $K_{пр}$  ( $m^2$ ), проницаемость характеризует величину сечения каналов фильтрации или, что тоже самое, раскрытость трещин. В таком представлении физики процесса, при формировании залежей УВ по механизму вертикальной миграции, чем больше  $K_{пр}$  фильтрующей породы (чем больше раскрытость трещин), тем больше длина пути фильтрации –  $L$  (стратиграфический уровень локализации залежей УВ) и объемный расход жидкости через единицу времени –  $Q$  (абсолютные запасы УВ) при прочих равных условиях (динамическая вязкость УВ, площадь фильтрации, перепад давлений на длине пути миграции от очага генерации УВ до зоны аккумуляции).

В поисках геологических связей вспомним, что согласно М.В.Гзовского [6], градиент скорости тектонических движений равен скорости деформации земной коры и связан с

напряжениями, обусловившими деформацию. В этой связи, величина градиента скорости новейших тектонических движений ( $\text{grad } V$ ), равно как и градиента амплитуд ( $\text{grad } A = \text{grad } V/T$ , где  $T$  – продолжительность неотектонического этапа, величина постоянная), является количественным выражением напряженного состояния и степени деформированности земной коры. Рассматривая деформации пород как следствие разрядки тектонических напряжений, приходим к выводу о максимальных деформациях и раздробленности пород земной коры (раскрытости трещин и проницаемости разреза) на участках максимальной активности новейших тектонических движений (градиента амплитуд и скорости деформаций).

С другой стороны, показанная выше эмпирически установленная [38] функциональная зависимость между коэффициентом проницаемости ( $K_{пр}$ ) и остаточным увеличением объема ( $\Delta V/V_{ост}$ ) в процессе неравномерного сжатия образцов горных пород (объемной деформации –  $A_{em}$ ), служит основанием для признания того факта, что величина градиента скорости неотектонических движений непосредственно характеризует меру деформации горных пород и служит количественным выражением интенсивности трещиноватости и проницаемости земной коры.

Рассматривая формирование залежей УВ по механизму вертикальной миграции как физический процесс массопереноса вещества на длине пути миграции от очага генерации до зоны аккумуляции через единицу сечения, равной площади структуры, при депрессии, определяемой разностью литостатического и гидростатического давлений, и объемном расходе жидкости, определяемом запасами залежи нефти, мы можем, воспользовавшись формулой закона фильтрации Дарси, дать физическое обоснование полученному эмпирическому закону распределению абсолютных масштабов нефтегазонакопления (рис.10) в пределах геоструктурных областей Земли.

Согласно закона фильтрации Дарси объемный расход жидкости через породу за единицу времени (абсолютные запасы УВ):  $Q = K_{пр} F \Delta P / \mu L$  прямо пропорционален проницаемости разреза ( $K_{пр}$ ), площади фильтрации ( $F$ ) и перепаду давления на пути фильтрации ( $\Delta P$ ), и обратно пропорционален динамической вязкости ( $\mu$ ) и длине фильтрации ( $L$ ) флюида. В соответствии с этим, в геологических терминах локализованные запасы нефти ( $Q$ ) будут тем выше, чем выше проницаемость разреза (градиента амплитуд или скорости неотектонических движений,  $\text{grad } V$ ), площадь фильтрации (площадь структуры, подверженной деформации горных пород,  $F$ ), и перепад давления на пути фильтрации от очага генерации до зоны аккумуляции УВ ( $P_{сгдр} - P_{пл}$ , где  $P_{сгдр}$  – сверхгидростатическое давление и  $P_{сгдр} \gg P_{пл}$ ). И тем выше, чем ниже динамическая вязкость флюида и меньше длина пути фильтрации (выше по разрезу очаг генерации УВ). В этих связях могут быть скрыты и генетические причины зональности фазового состава УВ и других форм минеральных ассоциаций УВ ряда.

В соответствии с законом Дарси, градиент амплитуд (скорости) неотектонических движений, функционально связанный с коэффициентом проницаемости разреза земной коры, напрямую влияет на масштабы вертикальной миграции УВ (расход жидкости через единицу сечения земной коры при разгрузке на поверхность очагов нефтегазообразования) и стратиграфический диапазон нефтегазоносности разреза (длина пути фильтрации УВ в разрезе земной коры).

Таким образом, повышение стратиграфической приуроченности, равно как и рост абсолютных запасов УВ в сторону горно-складчатой области Мангышлакских дислокаций с увеличением градиента скорости неотектонических движений, имеет не только эмпирическое подтверждение, но и физическое обоснование.

Влияние экранирующих свойств осадочного чехла и региональных флюидопоров на длину пути фильтрации в процессе вертикальной миграции УВ и на стратиграфический уровень локализации залежей обратно, но в рамках обсуждаемой темы нами не рассматривается. Мы только сформулируем окончательный вывод наших исследований [41, 49], в соответствие с которым, в сочетании с активностью новейших тектонических движений экранирующие свойства осадочного чехла и региональных флюидопоров обеспечивают все возможные сочетания диалектического закона борьбы противоположностей (проницаемость и экранирующие свойства разреза) и объясняют все

природные условия нефтегазоаккумуляции в недрах земной коры. Согласно этому закону, глобальная нефтегазоносность осадочных бассейнов Земли объясняется не их нефтегазогенерирующими, а в первую очередь, экранирующими свойствами: ОБ служат глобальными резервуарами для нефти и газа Земли, препятствующими рассеиванию мантийных УВ-потоков на путях вертикальной миграции и разгрузки глубинных УВ в земной коре. В сторону бортов ОБ и в пределах складчатых областей плотность мантийных УВ-потоков значительно возрастает (в силу увеличения проницаемости разреза), но в силу общей раскрытости недр и ослабления экранирующих свойств разреза (аконсервационная зона, согласно рис.10), огромные объемы глубинных УВ изливаются на поверхность (на дно океанов) или разгружаются в приповерхностных условиях, рассеиваются в атмосфере, морской или грунтовых водах, гипергенно разрушаются, подвергаются физической и биохимической деструкции, метаморфизму и трансформациям в стадийных окислительных процессах карбонизации углеродистого вещества.

***Законы нефтегазоносности осадочных бассейнов Земли: площадная, вертикальная (стратиграфическая) и фазово-минеральная зональность распределения УВ-систем в земной коре***

В соответствии с определением «закона», как устойчивой повторяющейся связи между природными явлениями, законы нефтегазоносности должны иметь количественное выражение, а познание законов нефтегазоносности недр составлять задачу геологии нефти как раздела наук о Земле.

На примере ряда НГБ различного возраста, тектонического строения и истории развития нами показано универсальное свойство (закон) в распределении запасов УВ по разрезу земной коры, заключающееся в закономерном тяготении промышленных скоплений УВ к средним между максимальными и минимальными для конкретных территорий значениям градиентов амплитуд (скорости) неотектонических движений. При этом стратиграфическая локализация залежей и основных запасов УВ месторождений находится в строгой функциональной связи с количественными параметрами активности новейших тектонических движений (градиент амплитуд и скорости) и может с высокой степенью достоверности прогнозироваться.

В работе [41], нами впервые на примере Южно-Мангышлакской и Северо-Бузачинской НГО были установлены основные закономерности нефтегазоносности (ОБ). Как мы покажем ниже, установленные на примере нефтегазоносных областей запада Туранской плиты (Южно-Мангышлакской и Северо-Бузачинской НГО), закономерности пространственно-стратиграфического распределения УВ, как функции изменения по площади активности новейших деформаций и, возведенные нами в ранг закона пространственно-стратиграфического распределения УВ в недрах земной коры, являются отражением зональности проявления в закономерностях нефтегазоносности недр, глубинности дренирования и интенсивности разгрузки в земной коре первичных мантийных УВ-систем.

Ниже приводятся определения и формулировки установленных закономерностей нефтегазоносности недр, в соответствии с [41, 45, 46, 47, 49, 50].

**1. Закономерности стратиграфической приуроченности залежей УВ, подчиняются изменению активности неотектонических движений и характеризуются строгими количественными связями.**

Как мы показали выше, с ростом градиента амплитуд (скорости) неотектонических движений стратиграфический уровень локализации залежей и суммарных разведанных запасов УВ месторождений закономерно повышается. Имеет место следующий дискретный ряд стратиграфической приуроченности разведанных запасов УВ месторождений в зависимости от градиента скорости неотектонических движений (значения в м/км.млн.лет): PZ, T (0,24-0,40) → T+J (0,40-0,48) → J (0,48-0,56) → J+K (0,56-0,64) → K (0,64-0,72). При значениях градиента скорости ниже 0,24 (нижний предел нефтегазоносности) и выше 0,72 (верхний предел нефтегазоносности) скопления УВ не формируются (не проникают в осадочный чехол) - первый случай или являются полностью разрушенными (физико-химико-биологическая деструкция или метаморфизм различной стадии) - второй случай.

Закономерности стратиграфической приуроченности залежей УВ в зависимости от гипсометрического положения структур, установленные ранее [60], объяснены нами особенностями новейшего структурообразования, определившими современную асимметрию бортов Южно-Мангышлакского прогиба и высотные уровни локализации нефтегазовых резервуаров. На примере месторождений Жетыбай-Узеньской ЗНГ показана прямая связь высотного положения пластовых резервуаров юрской продуктивной толщи (ЮПТ) и контролируемых ими залежей УВ от амплитуд среднемиоцен-четвертичных движений. В соответствии с этой закономерностью, расширение стратиграфического диапазона нефтегазоносности и повышение стратиграфической приуроченности базисных горизонтов месторождений нефти и газа Южно-Мангышлакской НГО связано с увеличением активности (амплитуд и градиента амплитуд) новейших тектонических движений.

**2. Закономерностью пространственного распределения скоплений УВ** является их приуроченность к линейным зонам максимумов активности новейших тектонических движений, характеризующимся строгими количественными связями.

В работе [46, 47] были показаны новые закономерности пространственного размещения и стратиграфической локализации УВ в недрах земной коры ОБ Южного Мангышлака и п-ова Бузачи (запад Туранской плиты).

В работе [41] на примере Южно-Мангышлакской НГО показано, что на долю месторождений со значениями активности (градиент амплитуд) новейших тектонических движений в интервале от 8 до 18 м/км, составляющего 21% диапазона изменения величины активности новейших тектонических движений (от 0 до  $38 \times 0,05 \text{ км/км}^2$ ), приходится 98% суммарных запасов УВ. Ниже 6 м/км и выше 18 м/км значений градиента амплитуд новейших (среднемиоцен-четвертичных) тектонических движений промышленные скопления УВ не обнаружены.

И, наконец, в работе [49], выявленные на основе количественных неотектонических критериев нефтегазоносности ОБ закономерности нефтегазоносности недр, были сформулированы нами как закон пространственно-стратиграфического распределения УВ в недрах земной коры: формирование и размещение зон нефтегазонакопления и единичных скоплений УВ в пределах нефтегазоносных бассейнов (НГБ) связано с переходными, промежуточными между максимальными и минимальными амплитудами, между положительным и отрицательным знаком движений, зонами повышенных градиентов неотектонических движений. В морфоструктурном плане им соответствует переходная между положительной (Центральный Мангышлак) и отрицательной (Южный Мангышлак) морфоструктурами первого порядка морфофлексура со средними значениями морфометрических аномалий расчлененности рельефа и густоты линеаментов. В пределах зон нефтегазонакопления месторождения нефти и газа приурочены к положительным морфоструктурам с максимальными значениями амплитуд, градиентов и скоростей неотектонических движений.

**3. Изменение фазового состава УВ** подчиняется следующей закономерности: область интенсивного новейшего прогибания характеризуется преимущественным газонакоплением, переходная область – преимущественным нефтенакоплением и область максимального новейшего поднятия – битумонакоплением (рис.11).

В строгом соответствии с законом пространственно-стратиграфического распределения УВ как функции изменения по площади активности новейших деформаций земной коры (табл. №2) за границами значений верхнего предела нефтегазоносности (градиент амплитуд среднемиоцен-четвертичных движений  $> 18 \text{ м/км}$ ; при максимальных значениях для Центрально-Мангышлакских дислокаций –  $35-40 \text{ м/км}$ ) в пределах аконсервационной зоны (рис.10) расположены поля гипергенно измененных природных битумов (мальты, асфальты, асфальтиты) и бурых углей.

В пределах Каратауской горно-складчатой области (Центрально-Мангышлакские дислокации) известны многочисленные проявления и залежи бурого угля с повышенной концентрацией германия (до 20 грамм на тонну), а также других редкоземельных элементов. Здесь установлено широкое распространение стронция (содержание стронция в рудах до 20%). Наиболее крупными являются месторождения Аурташское, Унгозинское,

Учкуюкское месторождения. В горной части разведаны также проявления фосфоритов и железных руд, месторождение марганца (среднее содержание марганца - 12%), меди, минеральных солей (мирабилит, тенардит), известна другая рудная минерализация.

Таким образом, в соответствии с зональностью УВ-систем за пределами аконсервационной зоны Южно-Мангышлакской и Северо-Бузачинской НГО в сторону Центрально-Мангышлакских дислокаций происходят трансформации первичных мантийных УВ-систем в процессе физического фракционирования, дегазации и улетучивания газообразных и легких бензиновых фракций (степень недонасыщенности пластовых нефтей газом и плотность нефтей месторождений Южно-Мангышлакской НГО увеличивается в северном направлении, а месторождений Северо-Бузачинской НГО – в южном направлении в сторону складчатых бортов Центрально-Мангышлакских дислокаций), гипергенного окисления и утяжеления нефтей, карбонизации вторичных битумных нафтидов и, наконец, высокотемпературного метаморфизма углистых и углеродсодержащих соединений, графитизации каменных углей и алмазобразования.

Крайние элементы ряда метаморфизма первичных мантийных УВ-систем в пределах Центрально-Мангышлакских дислокаций пока не обнаружены.

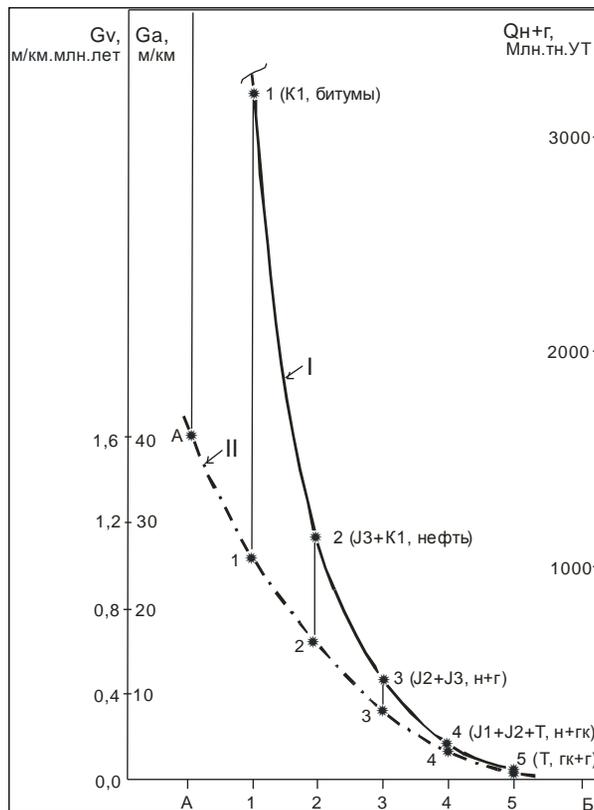


Рис. 11. Южно-Мангышлакская НГО. Характер распределение запасов и фазового состава УВ (I) в зависимости от изменения значений градиента амплитуд (Ga) и градиента скорости (Gv) неотектонических движений (II) по антиклинальным линиям вкрест простирания от складчатого борта (А) до оси прогиба (Б): в скобках – стратиграфический интервал концентрации и фазовый состав основных запасов УВ; А – складчатый борт (Центрально-Мангышлакские дислокации); 1 – Беке-Башкудукский вал; 2 – Узеньская антиклинальная линия; 3 – Жетыбай антиклинальная линия; 4 – Тенгинская антиклинальная линия; 5 – Саукудук-Улькендалинская антиклинальная линия; Б – ось Южно-Мангышлакского прогиба (Жазгурлинская впадина).

**4. Изменение физико-химических свойств УВ** подчиняется следующей закономерности [41]. По групповому углеводородному составу нефти Южного Мангышлака (первая и вторая области) относятся к типу метановых, Тюб-Карагана (вторая область) –

нафтеново-ароматических, в пределах Беке-Башкудукского вала (третья область) выделены битумы, асфальты, керы. Общее утяжеление УВ с увеличением амплитуд новейших поднятий отражает одну из основных закономерностей нефтегазоносности Мангышлака и связано с дегазацией и разрушением залежей УВ в условиях приповерхностного залегания и ослабления экранирующих свойств регионального флюидоупора.

Закономерное изменение всех охарактеризованных параметров неотектогенеза, а также наличие высокоградиентной зоны, совпадающей в плане по всем построениям с линией Тюб-Караган – Беке-Башкудукский вал (западная периклиналь, свод) – Жетыбай-Узеньская ступень, предопределило как высотные уровни локализации залежей УВ и изменение фазового состава и физико-химических свойств УВ, так и преимущественную концентрацию основных запасов УВ в пределах северного неотектонически активного борта Южно-Мангышлакского прогиба.

Детальный анализ связи нефтегазоносности Южно-Мангышлакской НГО с количественными параметрами активности неотектонических движений (знак, амплитуда, градиент амплитуд и градиент скорости) свидетельствует о том, что месторождения нефти и газа, группирующиеся в ЗНГ, приурочены к линейным зонам максимумов градиента амплитуд (скорости) неотектонических движений. В пределах низких и фоновых значений градиента амплитуд (скорости) неотектонических движений скопления УВ отсутствуют. Изменение величины градиента амплитуд (скорости) неотектонических движений вкрест простирания Южно-Мангышлакской НГО от складчатого борта (ЦМД) до оси Южно-Мангышлакского прогиба (Жазгурлинская впадина) определяет как стратиграфический уровень локализации залежей и основных запасов УВ, так и фазовый состав и физико-химические свойства УВ скоплений (рис.11).

Установленные для Южно-Мангышлакской и Северо-Бузачинской НГО закономерности были охарактеризованы нами как количественные неотектонические критерии нефтегазоносности недр [41, 45, 46] и получили статус закона пространственно-стратиграфического распределения УВ в недрах земной коры [49]. Рассматривая неотектонический фактор в комплексе критериев нефтегазоносности, подчеркнем его прямое влияние на условия и масштабы вертикальной миграции УВ и сопутствующих флюидов, обеспечивающих эвакуацию мантийных УВ-систем в земную кору. Новейшая активность структур, независимо от их типа и истории геологического развития, непосредственно определяет масштабы разгрузки глубинных УВ-систем (масштабы нефтегазонакопления определяются объемами ловушек соответствующего ранга), гипсометрический (глубинный) и стратиграфический уровень локализации залежей УВ и служит, таким образом, в сочетании с экранирующими свойствами региональных флюидоупоров, фактором пространственного и стратиграфического распределения УВ в земной коре, зональности фазового состава и физико-химических свойств УВ-систем в пределах ОБ Земли.

В установленных закономерностях находят объяснение как открытие №326 А.А.Трофимука, Н.В.Черского, В.П.Сороко (явление преобразования органического вещества осадочных пород под действием тектонических и сейсмических процессов земной коры), так и связи нефтегазоносности с динамо-метаморфизмом пород А.Н.Резникова [32] и другие проявления природной зональности нефтегазовых систем в земной коре, как скрытая форма и отражение зональности первичных мантийных УВ-систем, их трансформаций и метаморфизма в земной коре с учетом особенностей структурно-тектонической подложки и активности новейших (современных) деформаций нефтегазоконтролирующих структур различного масштаба.

***Закономерности изменения фазового состава и физико-химических свойств УВ-систем с глубиной залегания в пределах ОБ Земли***

В соответствие с установленной зональностью утяжеление состава УВ-систем имеет прямую связь с ростом не только стратиграфического интервала локализации, но и гипсометрического положения составляющих ее ассоциаций. В этом ряду битумы, сланцы, угли и антракосолиты занимают самое высокое гипсометрическое положение, характеризуются максимальными изменениями первичных мантийных газофлюидных УВ-

систем в условиях аконсервационной зоны приповерхностного гипергенеза и в соответствии с нарастанием степени прогрессирующего метаморфизма пород к осевым частям складчатых (глыбово-складчатых) систем.

В качестве наиболее очевидных и известных примеров, приведем приповерхностное залегание в Венесуэле в нефтяном поясе Ориноко 475-600 млрд.тн тяжелой нефти; 480 млрд.тн. нефтяных песков Атабаски, Уобаски, Колд-Лейк и Пис-Ривер в Канаде; на Аляске на месторождении Купарук на глубине 610-1220 м запасы тяжелой нефти составляют около 4,5 млрд.т; - в Мелекесской впадине на глубине около 150 м наличие скоплений битумов (18 млрд.т).

Изучение рудных месторождений в пределах аконсервационных зон складчатых (глыбово-складчатых) областей и древних щитов показало, что оруденение самого различного состава очень часто приурочено к породам с высоким содержанием углеродистого вещества (битуминозные известняки, битуминозные и углистые сланцы, горючие сланцы и др.). Углеродное вещество играет большую роль в осаждении (восстанавливающее воздействие и адсорбирующая роль для металлоорганической минерализации) соединений урана, свинцово-цинкового и другого полиметаллического, редкоземельного и благородного оруденения (золото, ртуть и др.). Рассматривая парагенетические связи оруденения с битуминозными известняками, битуминозными и углистыми сланцами, горючими сланцами, антракосолитами и другими углеродсодержащими породами, следует иметь в виду, что в гидротермальных рудообразующих процессах УВ-системы являются сопутствующими ассоциированными компонентами рудно-магматических потоков, а видимые связи отражают остаточные от разрушения дериваты УВ-систем в составе рудообразующих систем.

Области распространения битумно-сланцево-угольных ареалов УВ-систем сопровождается (замыкает) промышленная ураноносность пород (связанная, в том числе, с черносланцевыми формациями), обусловленная как увеличением концентрации урана в гидротермальной УВ-содержащей флюидной системе, так и повышением кларка урана в связи с дегазацией, гипергенным окислением и метаморфизмом исходного состава УВ-систем. Глубины дренирования коры и верхней мантии гидротермальными УВ-содержащими флюидными колоннами увеличиваются в сторону складчатых ботов ОБ, равно как и активность новейших деформаций земной коры (амплитуда и градиент амплитуд восходящих движений). В этом же направлении увеличиваются глубины проникновения и дренирования разломами мантии Земли, общая раскрытость недр за счет раскрытости трещинно-разрывных систем, ослабления экранирующих свойств осадочного чехла и региональных флюидоупоров, степень метаморфизма и деструкции первичных УВ-систем.

Напротив, газонасыщенность УВ-систем увеличивается с увеличением мощности осадочного выполнения ОБ, она растет вниз по разрезу осадочного чехла и в сторону дипоцетров ОБ. Наблюдаемое в ряде случаев увеличение газонасыщенности УВ-систем на борту ОБ связано с обязательным увеличением в этом направлении мощности региональных флюидоупоров отдельных нефтегазоносных комплексов (НГК), замещением их эвапоритовыми покровками или омоложением УВ-систем, благодаря продолжающейся современной подпитке залежей. Учитывая высокую миграционную (фильтрационную) подвижность газовой составляющей УВ-систем, связь газовых скоплений с экранирующими свойствами осадочного чехла и региональных флюидоупоров очень тесная, если не сказать определяющая, учитывая, что первичный состав глубинных УВ-систем является предельно газонасыщенным.

Мантийные энергетические и флюидодинамические центры, ассоциируемые с очагами генерации глубинных УВ-систем, определяющие в том числе тектономагматические циклы развития земной коры, увязываются с концентрическими кольцевыми и линейно-эллипсоидными структурами земной коры, формируемыми над восходящими мантийными плюмами (диапирами), а все формы концентрического структурирования земной коры и распределения в ней флюидогенных полезных ископаемых является следствием пузырьково-диапировой (ячеисто-диапировой) формы выноса вещества из глубинных недр

Земли с учетом вариации по площади и разрезу градиента реологических свойств геосреды (от вязких и пластичных к твердым и хрупким), градиента давления и температуры в пределах наложенных магматогенных и гидротермальных фильтрующих колонн.

При прочих равных условиях (в первую очередь соотношение проницаемости и экранирующих свойств (мощности) осадочного чехла и земной коры, в целом) площадная, вертикальная и фазово-минеральная зональность распределения УВ-систем определяется глубиной дренирования коры и верхней мантии, степенью дислоцированности и метаморфизма земной коры, включая ее верхнюю часть (породы осадочного чехла и фундамента).

#### **IV. ПЕРВИЧНЫЕ МАНТИЙНЫЕ УВ-СИСТЕМЫ И ИХ ОТРАЖЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗЕМНОЙ КОРЫ**

Первичные мантийные УВ-системы находят свое материализованное выражение и генетическое отражение в нефтегазоносности земной коры в пределах линз осадочно-породных бассейнов. Здесь, благодаря возможности скрытой эксплозивной разгрузки, аккумуляции в ловушках различного типа и масштаба, а также сохранности от разрушения в условиях закрытости недр и экранирования формирующихся залежей региональными пластичными флюидопорами, мантийные УВ-системы сохраняют свой, в различной степени первозданный от исходного, фазово-элементный облик. Как было показано выше, в зависимости от раскрытости недр, трансформации первичных мантийных УВ-систем осуществляются в строгом соответствии с регулирующими процессами их дегазации, карбонизации и метаморфизма геологическими условиями строения земной коры и активности ее новейших и современных деформаций.

При этом во всех случаях трансмагматические колонны глубинного массопереноса, фильтрующие первичные мантийные УВ-системы, являются наложенными на первичную породно-слоевую структуру земной коры и на различные ее тектонические элементы, что определяет вариации в формах отражения первичных мантийных УВ-систем в закономерностях нефтегазоносности земной коры и отражается в различных нарушениях идеальной зональности распределения фазово-элементного и физико-химического состава первичных мантийных УВ-систем в земной коре.

##### ***Зональность первичной мантийной УВ-системы***

На примере строения седиментационных осадочных бассейнов (ОБ) Земли рассмотрим зональность первичной мантийной УВ-системы, находящей свое прямое отражение в установленных выше закономерностях нефтегазоносности недр земной коры. Не вдаваясь в классификационные признаки ОБ, а лишь акцентируя внимание на соотношении морфологии и характер сочленения бортов с их складчатыми обрамлениями, будем различать:

- ОБ центрального типа (симметричный в поперечном сечении) - дипоцентр в осевой (центральной) части, на края осадочный чехол симметрично выклинивается на горно-складчатый (глыбово-складчатый) борт или кристаллический щит (обнаженный) или фундамент (погруженный). В качестве примера можно привести Западно-Сибирскую мегасинеклизу, Парижский и Паннонский бассейны, Маракайбо).

- ОБ краевого типа (асимметричный в поперечном сечении) - дипоцентр в предгорной (краевой) части, на края осадочный чехол выклинивается асимметрично, резко в предгорной и плавно в предплатформенной части (пример: Предкавказский, Предуральский прогибы)

1. Зональность в поперечном сечении ОБ (центрального типа) от складчатого борта (или кристаллического щита) до складчатого борта (или кристаллического щита) характеризуется следующим последовательным рядом метаморфизма и трансформации первичных мантийных УВ-систем: алмазы - графит - антракосолиты (от высших до низших) - угли (от антрацита до бурых) - горючие сланцы - битумы - нефть (от тяжелой до легкой) - газоконденсат - газ - газоконденсат - нефть (от легкой до тяжелой) - битумы - горючие сланцы - угли (от бурых до антрацитов) - антракосолиты (от низших до высших) - графит - алмазы.

2. Зональность в поперечном сечении от оси ОБ (центрального типа) через складчатую зону (или кристаллический щит) до оси смежного ОБ (центрального типа) характеризуется следующим последовательным рядом метаморфизма и трансформации первичных мантийных УВ-систем: газ - газоконденсат - нефть (от легкой до тяжелой) - битумы -

горючие сланцы - угли (от бурых до антрацитов) - антракосилиты (от низших до высших) - графит - алмазы - графит - антракосилиты (от высших до низших) - угли (от антрацита до бурых) - горючие сланцы - битумы - нефть (от тяжелой до легкой) - газоконденсат – газ.

В отдельных конкретных случаях эта идеальная схема площадной зональности распределения фазово-элементного и физико-химического состава первичных мантийных УВ-систем в земной коре может нарушаться за счет перекрытия ареалов смежных УВ-систем различного фазово-минерального состава из-за различной асимметрии миграционных, аккумуляционных и консервационных свойств седиментационных осадочных бассейнов (рис.1).

Полученные результаты вносят, как мы отмечали, новый взгляд на проблему очагов генерации УВ и служат решению первой ее части, касающейся определения пространственно-временных координат ( $x, y, t$ ) генерирующих зон (определение координаты  $z$ , расположенной в подкоровых глубинах, задача будущих исследований). Они служат также теоретической основой для разработки новой концепции нефтегазогеологического районирования недр и классификации НГБ на неотектонической основе.

Новый подход концепции нефтегазогеологического районирования недр на основе вероятностной оценки ресурсного потенциала ОБ реализован нами на примере Южно-Мангышлакской НГО [41].

Суть его сводится к количественной оценке основных факторов, контролирующих процессы миграции, аккумуляции и сохранности скоплений УВ в вариантах регионального, зонального и локального прогноза и последующего объемного нефтегазогеологического районирования недр (дифференцированно для каждого НГК).

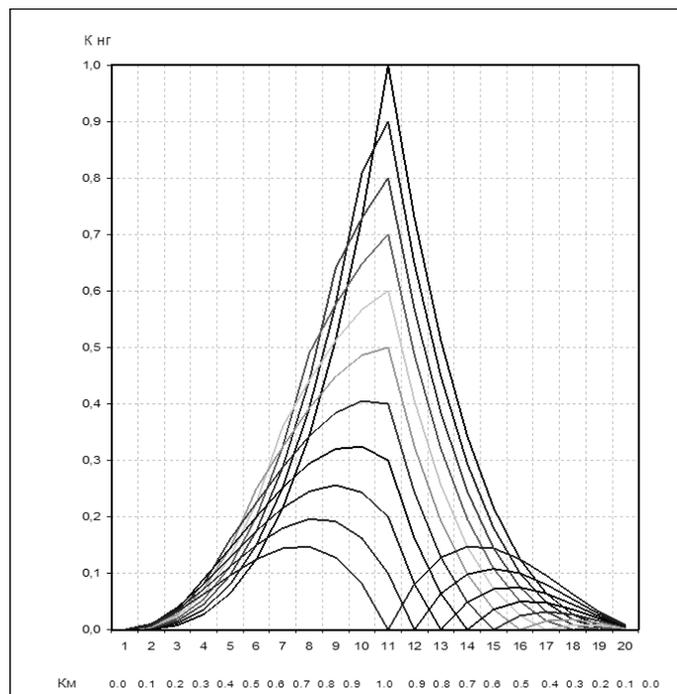


Рис.12. Теоретическое распределение вероятностной оценки ресурсного потенциала осадочного бассейна ( $K_{нГ}$ ) для модели двух смежных, разделенных горно-складчатой зоной, осадочных бассейнов во всех возможных сочетаниях соотношений относительных значений проницаемости ( $K_m$ ) и экранирования при скользящей оси коэффициента сохранности ( $K_c$ ): 1 - днище осадочного бассейна, 11 – ось складчатой зоны, 20 - днище осадочного бассейна.

Приведенный на рис.12 график теоретического распределения вероятностной оценки ресурсного потенциала характеризует нефтегазоносность недр (коэффициент нефтегазоносности -  $K_{нГ}$ ) для модели двух смежных, разделенных горно-складчатой зоной осадочных бассейнов во всех возможных сочетаниях соотношений относительных значений проницаемости ( $K_m$  - коэффициент миграции) и экранирования ( $K_c$  - коэффициент

сохранности) осадочного чехла при формировании залежей УВ в ловушках различного типа. Абсолютная величина локализованных ресурсов УВ, выраженная через коэффициент аккумуляции ( $K_a$ ) - есть функция объема ловушек, вероятность заполнения которых определяется величиной коэффициента нефтегазоносности ( $K_{нг}$ ).

Для нас этот график представляет особый интерес в сопоставлении с графиком фактического распределения нефтегазоносности недр, установленного для Южно-Мангышлакской и Северо-Бузачинской НГО (рис.10). Одинаковая аналитическая и графическая форма выражения фактического (эмпирического) и теоретического (модельного) распределения нефтегазоносности недр, свидетельствует о достоверности установленных эмпирических связей и аппроксимации их с критериальными факторами аналитической связи.

Установленная эмпирическая зависимость распределения разведанных запасов УВ ( $Q$ ) по месторождениям Южно-Мангышлакской и Северо-Бузачинской НГО от величины  $K_{нг}$  аппроксимируется степенной функцией вида  $\lg Q = a + b \times \lg K_{нг}$ , где  $a$  и  $b$  – коэффициенты, оцениваемые по методу наименьших квадратов ( $a = 4,69$ ,  $b = 1,57$ ). Логарифм запасов ( $\lg Q$ ) образует прямую зависимость с  $\lg K_{нг}$ , что подтверждает правильность выбранной аппроксимации. Полученная зависимость позволяет прогнозировать нефтегазоносность в абсолютных значениях запасов. Логарифмическое распределение месторождений УВ по величине запасов для большинства НГБ б.СССР (М.А. Жданов, Е.В. Гординский, 1968; А.А. Бакиров, 1972; А.Н. Истомина и др., 1983; А.Э. Конторович и др., 1988 и др.), в том числе и наши построения, позволяют говорить об общности основных законов распределения УВ в недрах земной коры и правильном направлении выбранной концепции методологии их прогнозирования.

#### **Определение первичной мантийной УВ-системы**

Первичная мантийная УВ-система - это сопряженная парой тектонических элементов осадочный бассейн - складчатая зона (кристаллический щит) область, содержащая ряд переходящих (с перекрытием) по простиранию фазово-минеральных УВ ассоциаций от сухого природного газа (метан) - конденсат - нефть (от легкой до тяжелой) - битумы (мальты, асфальты, асфальтиты, озокериты, керы) - горючие углеродистые сланцы - угли (от бурых до антрацита) - антраксолиты (от низших до высших) - графит - алмазы. Завершают ряд метаморфизма первичных УВ-систем в процессе их разгрузки и эволюции в земной коре алмазоносные (кимберлитовые) трубки, формирующиеся в крайних условиях раскрытости недр и мгновенной взрывной разгрузке газо-флюидных УВ-систем в составе мантийных ксенолитов в приповерхностных условиях.

В соответствие с данными о возможности синтеза алмаза вопреки термодинамическим расчетам не только при сверхвысоких давлениях в условиях гидравлического сжатия исходных веществ или в условиях воздействия на них взрывных давлений, но и сравнительно простым путем (также в промышленных масштабах) при пониженных и умеренных давлениях из газообразных углеродсодержащих веществ [8], мы допускаем полигенез алмазов, который может осуществляться как по традиционной модели глубинного генезиса и выноса в кимберлитовых и лампроитовых трубках на поверхность алмазоносными (пироповые перидотиты, гранатовые пироксениты и эклогиты) магмами [26], так и по модели приповерхностного газофазного синтеза (газофазные химические реакции при мгновенном (импульсном) нагреве исходного углерода до температуры превращения) [8], который может осуществляться при мгновенной взрывной разгрузке и воспламенений газо-флюидных УВ-систем в составе мантийных ксенолитов в кимберлитовых и лампроитовых трубках взрыва.

Этот ряд характеризуется последовательным ослаблением экранирующих свойств осадочного чехла, усилением активности новейших тектонических деформаций, а также переходом от максимально восстановительных условий среды разгрузки глубинных УВ-систем к максимально окислительным условиям среды протекания реакций превращения УВ связей.

Глубинные мантийные УВ-системы имеют тесную парагенетическую связь с рудной минерализацией и образуют на крайней ступени фазово-минеральных ассоциаций

урановорудную, редкоземельную (редкие металлы), благородно-металльную, сульфидную, полиметаллическую и другие металлоуглеродные ассоциации. Связь с нефтегазоносностью ОБ ареалов распространения битумов, горючих сланцев, углей, антраксолитов и нефтидно-рудной минерализации позволяет увязывать их формирование и обогащение в едином генетическом ряду, в едином временном интервале разгрузки мантийных УВ-систем на последнем неотектоническом этапе активизации земной коры и диссипации мантийных астенолитов через их магматическую и гидротермальную разгрузку в земной коре.

Первичные мантийные УВ-системы включает и крайние элементы бор-литиевых и других редкоземельных элементов, содержание которых увеличивается от днищ ОБ на складчатые борта сопряженных элементов тектонопар: осадочный бассейн - складчатая область (кристаллический щит), главным образом кайнозойской и современной тектономагматической активизации.

В указанном ряду фазово-минеральных ассоциаций УВ-систем от днищ впадин в сторону бортов складчатых систем на фоне ослабления экранирующих свойств региональных флюидопоров происходит усиление трансформации первичных мантийных УВ-систем в процессе физического фракционирования, дегазации и улетучивания газообразных и легких бензиновых фракций (газ – конденсат – легкие нефти), гипергенного окисления и утяжеления нефтей за счет увеличения содержания асфальтено-смолистых фракций (нефть – мальты – асфальты - асфальтиты – озокериты - керы), карбонизации вторичных битумных нафтидов (горючие углеродистые сланцы - угли (от бурых до антрацита) - антраксолиты (от низших до высших антраксолитов – шунгит, например, характеризуется предграфитовой стадией карбонизации) и, наконец, высокотемпературного (контактового, термального и гидротермально-метасоматического) метаморфизма углистых и углеродсодержащих соединений (от первичных нефтей до вторичных каустобиолитов различной стадии преобразования), графитизации каменных углей (перантрациты, графитизированные антрациты - графит) и алмазообразования (алмаз – крайняя форма метаморфизма углерода) при взрывной разгрузке мантийных ксенолитов в приповерхностных условиях (алмазы образуются при разгрузке в приповерхностных условиях, отсутствии осадочного чехла и резком снижении в реакционной камере, заполненной первичной УВ-системой, мантийных давлений до атмосферных). При прочих равных условиях (в первую очередь соотношение проницаемости и экранирующих свойств (мощности) осадочного чехла) площадная, вертикальная и фазово-минеральная зональность распределения УВ-систем определяется глубиной дренирования коры и верхней мантии, ее составом, степенью дислоцированности и метаморфизма земной коры, включая ее верхнюю часть (осадочный чехол и фундамент).

#### ***Примеры зональности первичных мантийных УВ-систем***

В сопоставлении с нефтегазоносными бассейнами (включают газ, нефть, битумы, горючие углеродистые сланцы), угольные бассейны являются ближайшими смежными и сопряженными составными парагенезов УВ-систем со стороны складчатых областей - границ ОБ. В качестве примеров, подтверждающих установленную нами зональность, рассмотрим соотношение парагенезов УВ-систем Тимано-Печерской и Волго-Уральской (западный борт) и Западно-Сибирской (восточный борт) нефтегазоносных провинций (НГП) по отношению к Уральской складчатой области.

**1. Тимано-Печерская нефтегазоносная провинция (НГП).** Как известно в пределах Тимано-Печерской НГП (асимметричный палеозойский предгорный ОБ краевого типа), в соответствии с увеличением закрытости недр (увеличение мощности чехла и региональных флюидопоров) к дипоцентру ОБ (поперечная зональность) и в сторону арктического шельфа (продольная зональность) происходит увеличение газонасыщенности УВ-систем. В соответствии с этим осевая часть прогиба, связанная с Печеро-Колвинской нефтегазоносной областью (НГО), характеризуется преимущественным развитием газовых и газоконденсатных месторождений (Вуктыльское, Возейское, Ярейское, Кумжинское, Коровинское и др.). С погружением в сторону Восточно-Баренцевской НГП, ослаблением дислоцированности чехла и одновременным увеличением закрытости недр, встречаются

только газоконденсатные и газовые месторождения (Мурманское, Штокмановское, Лудловское и др.).

Напротив, в сторону крутого складчатого борта Уральской складчатой системы от осевой линии дипоцетров осадочных бассейнов Тимано-Печерской НГП, за счет усиления дислоцированности, проницаемости и ослабления экранирующих свойств осадочного чехла происходит трансформация первичных мантийных УВ-систем в сторону их общей дегазации и утяжеления. УВ-системы Хорейверской и Варандей-Адзвинской НГО преимущественно нефтяные (Верхневозейское, Харьягинское, Хасырейское, им. А.Титова, Торавейское, Приразломное и др.). С приближением к складчатой зоне Урала появляются скопления битумов (крупные залежи битумов (асфальты и асфальтиты) известны в пределах Тиманской НГО (Ярегское), на южной оконечности Печеро-Колвинской НГО (Усинское), в Варандей-Адзвинской НГО и на поднятии Чернова.

На приподнятый складчатый борт северного Урала наложен Печорский угольный бассейн (совмещен с Северо-Предуральской НГО) пермского возраста, внутри которого метаморфизм углей от бурых (Верхнероговское) до каменных и антрацитов (Сейдинское, Усинское, Воргашорское, Воркутское) происходит последовательно с запада на восток в соответствии с усилением метаморфизма пород (от осадочного к складчатому борту Урала). Замыкает этот ряд углеродного метаморфизма на Северном Урале гидротермальные урановые месторождения Полярно-Уральского и Ляпинского урановорудных районов (полиметаллической и золоторудной спецификации), связанные с черносланцевыми формациями с остаточной (реликтово-метасофической) битуминозностью высокопелитовых разностей пород.

Угольные бассейны окаймляют весь западный складчатый борт Урала по всему его простиранию и одновременно служат крайним звеном метаморфизма УВ-систем на границах нефтегазоносных бассейнов. На южном окончании Тимано-Печерская НГП граничит с Щугор-Выктыльским угольным бассейном, который южнее переходит в Кизеловский угольный бассейн, граничащий со Средне-Предуральской НГО Волго-Уральской НГП, далее на юг в пределах Волго-Уральской НГП мы наблюдаем граничный парагенез Южно-Предуральской НГО с Южно-Уральским угольным бассейном и с Южно-Уральским горючесланцевым бассейном (месторождения Ашинское, Лемезинское, Зилимское), наконец в границах РФ Южно-Предуральской НГО граничит на юге с Урало-Каспийским угольным бассейном и Орским угольным районом.

В соответствии с описанной для Мангышлакско-Бузачинской НГП зональностью на запад Тимано-Печерской НГП (платформенный склон) в сторону ослабления складчатости, метаморфизма и общей проницаемости земной коры, погружения осадочного чехла и улучшения экранирующих свойств разреза, происходит переход от углей, битумов, тяжелых нефтей, к легким нефтям, конденсатам и свободному газу в осевой части Печеро-Колвинской НГО.

Далее на запад в сторону пологого платформенного борта Тиманского вала (восточного склона) картина зеркально повторяется, но с меньшей контрастностью. От осевой зоны Печеро-Колвинской НГО происходит утяжеление нефтей, появляются тяжелые нефти и битумы (Ярегское месторождение с нафтидо-титановой минерализацией); на борта с ростом метаморфизма углеродистого вещества нафтиды переходят в горючие углеродистые сланцы (Ижемский бассейн) и в угли (Южно-Тиманский район).

На южном продолжении Урала в пределах Волго-Уральской НГП зональность повторяется: осевая часть Предуральского прогиба с максимальными мощностями осадочного выполнения и экранирующими свойствами региональных флюидоупоров характеризуется максимальной газонасыщенностью и распространением газовых, газоконденсатных и нефтегазовых залежей (Средне-Предуральская, Южно-Предуральская, Оренбургская, Бузулукская НГО), на запад в сторону сокращения мощности чехла и ослабления экранирующих свойств разреза мы встречаем в основном нефтеносные области с однофазными нефтяными залежами (Прикамская, Верхнекамская, Уфимская, Южно-Татарская, Северо-Татарская, Мелекесская и Средневожская НО), переходящими в битумные поля (Мелекесская впадина). При этом западная оконечность нефтегазоносных

территорий Волго-Уральской НГП окаймляется поясом горючесланцевых бассейнов и групп месторождений (Ярегский, Сысольский, Мантуровский, Волжский, Общесыртовский). За границами установленной промышленной нефтегазоносности Волго-Уральской НГП развиты угольные бассейны и районы (Камский и Ульяновско-Саратовский наложенные; Подмосковский, Белгородско-Обоянский, Донецкий). При этом Донецкий угольный бассейн скорее является самостоятельным звеном метаморфизма углеродистого вещества первичной мантийной УВ-системы, связанной с локальным рифтогенным мантийным очагом генерации УВ Днепровско-Донецкой впадины.

В соответствии с этой общей зональностью, можно предполагать, что выявленный в пределах о-ва Новая Земля Южно-Новоземельский урановорудный район, будет «кокольцован» по периметру морским продолжением Печерского угольного бассейна (на юге и западе) и не открытым еще Западно-Карским угольным бассейном (на востоке).

Рассматривая складчатый Урал по всему его простираению как глобальный очаг глубинного мантийного нефтегазообразования, важнейшим подтверждением установленной нами на примере Мангышлакско-Бузачинской НГП и наблюдаемой уже по отношению к Уральской складчатой области зональности, является овално-концентрическое (поясовое) расположение фазово-минеральных ассоциаций УВ-системы: газ – нефть – битумы – горючие сланцы – уголь вдоль всего меридионального протяжения Урала. Как мы покажем, эта зональность повторяется и в пределах сопряженных осадочных бассейнов восточного склона складчатого Урала. В этой зональности угольный пояс Урала, развитый на западном и восточном складчатом обрамлении Урала служит маркером стадии карбонизации вторичных битумных нафтидов и начала предграфитовой стадии метаморфизма углистых и углеродсодержащих соединений первичных мантийных УВ-систем в аконсервационной зоне мантийного очага глубинного нефтегазообразования.

Согласно этой зональности следующим элементов в ряду процессов физического фракционирования, дегазации, гипергенного окисления, карбонизации и метаморфизма углерода первичных мантийных УВ-систем должны быть графит и алмаз. Графит в изобилии распространен на складчатом Урале, причем на Урале разведаны крупнейшие месторождения графита в России. В целом на Среднем и Южном Урале в пределах Уральской складчатой системы разведано 48 месторождений графита, в которых сосредоточено 34,8% рудных запасов России и 11,1% запасов графита, что составляет примерно 40 млн.тн.

По данным Уральского отделения РАН России (<http://www3.uran.ru/>) на Урале месторождения графита имеются в Центрально-Уральской и Восточно-Уральской структурно-геологических зонах. В Центрально-Уральской зоне находится Златоустовское месторождение графита. Тонкочешуйчатый графит присутствует здесь в слюдистых и углисто-слюдистых сланцах позднепротерозойского возраста.

Крупночешуйчатый графит распространен на месторождениях Восточно-Уральской зоны, где выделяются Сысертско-Кыштымский, Мурзинский, Багарякский и Полтавобрединский графитоносные районы. В Сысертско-Кыштымском районе находится Тайгинское месторождение. Графитовая минерализация здесь приурочена к биотитовым и биотит-полевошпатовым гнейсам, пересеченным жилами гранитов и пегматитов. На месторождении выявлено четыре зоны графитсодержащих гнейсов (графитовых руд) мощностью от 20 до 135 м, протяженностью от 130 до 2900 м. Содержание графита в рудах 0,5–7,5%, в среднем от 2,0 до 4,3% по отдельным зонам.

Мурзинский графитоносный район расположен в 30–130 км к северо-востоку от Екатеринбурга в зоне западного контакта Мурзинского гранитного массива. В этом районе разведано Мурзинское месторождение графита. В Багарякском графитоносном районе разведано Боевское месторождение графита. Боевское месторождение аморфного графита залегает в зоне восточного контакта Шилово-Коневского гранитного массива, где графит образовался за счет метаморфизма углистых сланцев каменноугольного возраста. Содержание углерода в графитовых рудах здесь составляет около 24%.

В Полтаво-Брединском графитоносном районе, расположенном к югу от Челябинска, графит приурочен к пластам каменного угля, метаморфизованным вблизи Джабык-

Карагайского и Суундукского гранитных массивов. Здесь известны Полтавское, Бородинское и Брединское месторождения графита. На этих месторождениях графит залегает в кровле или почве угольных пластов в виде линз небольшой мощности протяженностью в десятки метров. На Полтавском месторождении графит ранее добывался попутно с углем.

На Южном Урале в графитовых эклогитах Максютковского метаморфического комплекса содержание графита достигает 14-18%, причем графит в виде мелких включений присутствует в гранате и омфациите, в более крупных скоплениях ступкообразной формы, расположен между кристаллами породообразующих минералов [15].

Наконец, в Центрально-Уральской структурно-минералогической зоне в пределах Сарановских хромитовых месторождений выявлены россыпи алмазов [2].

О металлогении Урала в связи с рассматриваемой зональностью поверхностного проявления мантийных УВ-систем, мы говорить не будем, это отдельная большая тема. Отметим лишь, что металлогения Урала в ее металлоуглеродной части, полностью подтверждает установленные нами связи и зональность первичных мантийных УВ-систем, хотя в интерпретации ее генезиса существуют большие пробелы и заметный анахронизм.

Так, на примере Тиманского кряжа [25] можно наблюдать широкое развитие сульфидной минерализации в углеродсодержащих сланцах верхнего кембрия. Рудовмещающие углеродистые сланцы соответствуют хлорит-серицитовой субфации зеленосланцевой фации регионального метаморфизма содержат от 10 до 50% углеродистого вещества.

По данным термического анализа термоокисление углеродистого вещества начинается при температуре от 368 до 433 °С (среднее 401 °С), температура экстремума от 409 до 500 °С (среднее 455 °С), что характерно для керитов, и асфальтов. Сульфиды, как правило, приурочены к скоплениям углеродистого вещества, в минерализованных углеродистых сланцах установлено присутствие элементов платиновой группы, золота и серебра в содержаниях, превышающих хондритовый уровень на 2-3 порядка. Для всего разреза углеродистых сланцев спектры распределения редких земель с отрицательным наклоном и выраженным Eu минимумом. Значения индикаторных отношений (Th/Co 0,1-0,51; Th/Sc 0,47-0,87; La/Co 0,24-2,53; La/Sc 0,73-3,04) в сланцах свидетельствуют об их образовании в основном за счет базитовых источников, но с некоторой долей материала кислых пород. При такой фактуре, более чем странными представляются взгляды авторов на то, что углеродистое вещество в сланцах отлагалось одновременно с алеврито-глинистыми материалом и является сингенетичным (!-Авт.), автохтонным (!!-Авт.), вероятно, как и повышенные концентрации рудных элементов (!!!-Авт.).

**2. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция (НГП).** Прежде чем мы рассмотрим зональность УВ-систем на восточном борту складчатого Урала, охарактеризуем общие закономерности нефтегазоносности недр Западно-Сибирской НГП.

Современные данные по глобальному распределению запасов и прогнозных ресурсов нефти и газа Западно-Сибирской НГП, опубликованные в работах [10, 39], позволяют объяснить закономерности их распределения соотношением активности новейших тектонических движений и экранирующих свойств региональных флюидоупоров. Территория Западно-Сибирской НГП делится на две почти равные по площади, но существенно различающиеся по соотношению ресурсов жидких и газообразных УВ части – северную и южную. Примерно 65-70% начальных ресурсов (~60% невыявленных ресурсов) жидких УВ сосредоточено в южной части провинции. Основная часть ресурсов газообразных УВ сосредоточена на севере провинции – 85-90%. Большая часть начальных ресурсов нефти сосредоточена в неокомском комплексе – примерно 50% от всех ресурсов нефти провинции. Вторым по значимости является ниже-среднеюрский комплекс – чуть менее 20%. Верхнеюрский (васюганский) комплекс содержит около 10%, баженовский – 8% и апт-альб-сеноманский – 7%. Начальные ресурсы свободного газа распределены следующим образом. В апт-альб-сеноманском комплексе сосредоточено 50% начальных ресурсов. В неокомском почти 30%. В ниже-среднеюрском комплексе более 12% [10, 39].

Для Западной Сибири характерна следующая региональная зональность новейших тектонических движений: увеличение амплитуд и градиентов амплитуд новейших

тектонических движений происходит с юга на север и от краевых частей (не путать со складчатыми бортами) к осевой зоне прогиба, с максимальными значениями параметров активности новейших тектонических движений в пределах центральной осевой зоны северной части прогиба. Этой же зональности подчинено и общее увеличение мощностей осадочного чехла и региональной турон-датской покрывки.

В соответствии с региональной зональностью новейших тектонических движений Западно-Сибирской НГП центральная зона северной области преимущественного газонакопления связана с плановым совмещением зон максимальных значений активности новейших тектонических движений и мощностей осадочного чехла и региональной турон-датской покрывки. Максимальная проницаемость осадочного чехла для вертикальной миграции УВ обеспечила максимальную плотность УВ потока и объемы поступления УВ в осадочный чехол (первичная фаза УВ потока – парообразная газо-вода-нефтяная смесь), которые здесь были выведены на максимально высокий стратиграфический уровень (сеноман) и обеспечены максимальными экранирующими и консервирующими свойствами турон-датской покрывки от последующего рассеяния газовых скоплений в пределах молодых новообразованных (неоген-четвертичных) гигантских ловушек УВ. Месторождения УВ характеризуются здесь максимальным этажом нефтегазонасности и количеством залежей по разрезу, максимальными плотностью запасов и коэффициентом заполнения ловушек, максимальной аномалийностью пластовых давлений, другими гидродинамическими и гидрохимическими аномалиями - индикаторами молодости питающих первичных мантийных УВ-систем.

Ослабление активности новейших тектонических движений на фоне сокращения мощностей осадочного чехла и региональных флюидоупоров для южной части Западно-Сибирской НГП, привело к относительно более низкой по стратиграфическому разрезу разгрузке и концентрации ресурсов УВ в разрезе неокома, юры и доюрского фундамента. Как следствие, южная часть Западно-Сибирской НГП характеризуется преимущественной нефтеносностью и высокими перспективами низов осадочного чехла и фундамента по нефти. Графики распределения разведанных запасов, прогнозных и суммарных ресурсов УВ (нефти и газа) Западной Сибири (рис.13) ведут себя совершенно идентично, повторяя друг друга для всех изученных нефтегазонасных комплексов за исключением верхнего аптальб-сеноманского комплекса. Здесь графики распределения разведанных запасов и суммарных ресурсов для нефти и газа ведут себя диаметрально противоположно. Сдвиг вниз по разрезу максимума на графике распределения ресурсов нефти и срезание крутой верхней ветви асимметрично-нормального распределения ресурсов газа, является прямым свидетельством того, что южная область преимущественного нефтенакопления Западной Сибири испытала интенсивную дегазацию и рассеяние газовой составляющей УВ потока (ослабление свойств турон-датской покрывки) и по остаточным ресурсам УВ является недонасыщенной газом.

Таким образом, в соответствии с региональной зональностью новейших тектонических движений Западной Сибири, повышение стратиграфической приуроченности базисных горизонтов и основных ресурсов УВ, а также расширение стратиграфического диапазона нефтегазонасности месторождений нефти и газа Западно-Сибирской НГП, связано с увеличением активности новейших тектонических движений.

Зональность фазового состава выявленных запасов и прогнозных ресурсов УВ является функцией экранирующих (консервирующих) свойств осадочного чехла и подчинена зональности распространения региональных флюидоупоров. В сочетании с объемом контролируемых ловушек, активность новейших тектонических движений и экранирующие (консервирующие) свойства региональных флюидоупоров, определили все многообразие количественного (плотность запасов УВ) и пространственно-стратиграфического распределения запасов и прогнозных ресурсов УВ Западно-Сибирской НГП, их преобладающий фазовый состав и физико-химические свойства.

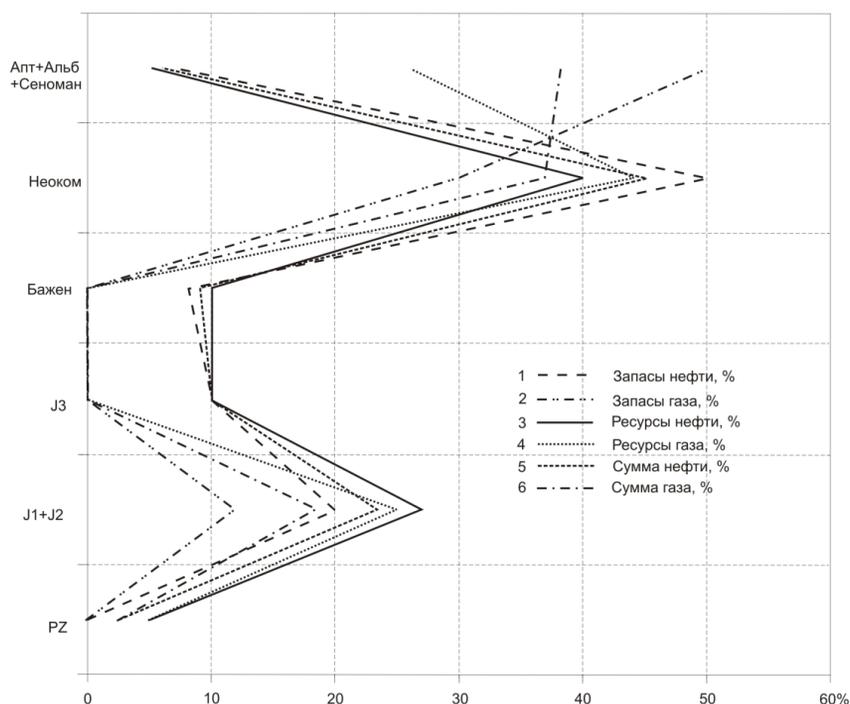


Рис.13. Графики распределения разведанных запасов, прогнозных и суммарных ресурсов УВ (нефти и газа) Западно-Сибирская НГП по стратиграфическим комплексам. Для построений использовались данные [10, 39].

В пользу подтверждения этих выводов мы приведем графики (рис.14), демонстрирующие широтный профиль через месторождения Вынгапуровского НГР (Надым-Пурская НГО). На этих графиках всплески амплитуд, связанные с кратным увеличением количества залежей по пересекаемым месторождениям, приурочены к трем меридиональным зонам, связанным с активизированным на новейшем этапе фрагментами Колтогорско-Уренгойской палеорифтовой системы. Графики демонстрируют прямую связь этажа нефтегазоносности, количества залежей и контролируемых ими запасов УВ от проницаемости земной коры, обусловленной активизацией новейших сдвиговых деформаций на этих месторождениях.

За пределами этих зон, этаж нефтегазоносности и количество залежей в разрезе месторождений резко (на порядок) снижается в прямой зависимости от снижения активности новейших пликативных и разрывных деформаций с удалением от фрагментов Колтогорско-Уренгойского палеорифта.

Возвращаясь к проявлению зональности первичных мантийных УВ-систем в закономерностях нефтегазоносности недр Западно-Сибирской НГП по отношению к Уральской складчатой области и одноименного мантийного очага генерации УВ, отметим главную особенность строения Западной Сибири: Западно-Сибирская НГП со всех сторон по периметру окаймлена угольными бассейнами. На восточном склоне Уральской складчатой области с севера на юг по ее простиранию расположены триас-юрский Сосьвинско-Салехардский бассейн, каменноугольные Маньинский, Серовский, Махневско-Каменский бассейны, триас-юрский Челябинский бассейн, Полтаво-Брединский район (каменноугольный) и другие угольные районы и месторождения. Как правило, от складчатого борта к платформенному антрациты замещаются бурыми углями.

На всем протяжении Уральской складчатой системы от южной оконечности Новой Земли и Полярного Урала угольные бассейны и их сопряженные углеродные ассоциации первичной мантийной УВ-системы сопровождается наложенная урановорудная минерализация Урало-Енисейского пояса, частично наложенная и на нефтегазоносные территории

Восточно-Уральской, Приуральской и Красноленинской НГО Западно-Сибирской НГП. Южное обрамление урановорудной минерализации Урало-Енисейского пояса сопряжено с крупнейшими и богатейшими угольными бассейнами: Горловским (С-Р), Кузнецким (D-C-P-J), Минусинским (С-Р) и Канско-Ачинским (С-J), граничащими с Каймысовской, Васюганской, Пайдугинской и Предъенисейской НГО Западно-Сибирской НГП (на территории Казахстана - Карагандинский, Экибастузский и другие угольные бассейны). На востоке Западно-Сибирская НГП (Пур-Тазовская НГО) граничит с Тунгусским угольным бассейном до границы на севере с Хатангско-Виллюйской НГП, также обрамленной со всех сторон угольными бассейнами (Тунгусский, Таймырский, Ленский).

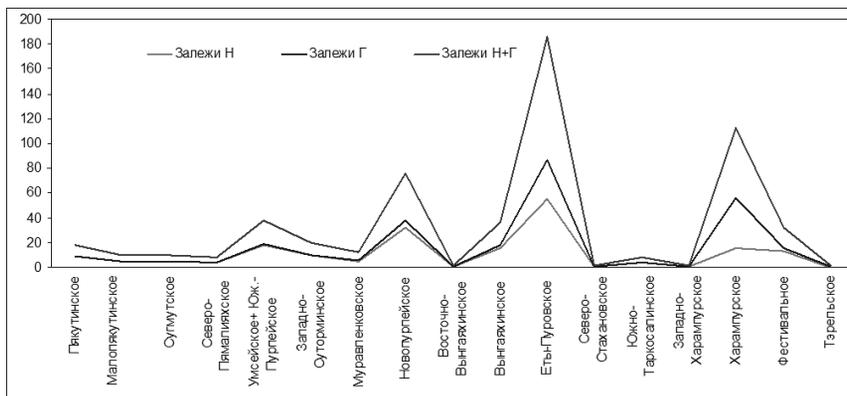


Рис.14. Надым-Пурская НГО Западно-Сибирской НГП. Широтные профили через месторождения Вынгапуровского нефтегазоносного района (Надым-Пурская нефтегазоносная область).

Уже в пределах Сибирской платформы Тунгусский, Таймырский и Ленский угольные бассейны с внутренней стороны Анабарского щита окаймлены кембрийскими горючесланцевыми и битумными (Оленекский и другие) бассейнами и полями, с урановорудной минерализацией, переходящей в антраксолитовую и графитовую субфации первичной мантийной УВ-системы. Завершает ряд трансформаций первичной мантийной УВ-системы Сибирской платформы алмазообразование, в котором алмаз является крайней формой метаморфизма углерода при взрывной разгрузке мантийных углеродсодержащих ксенолитов в приповерхностных условиях. Широкое распространение алмазов на Сибирской платформе и их тесная парагенетическая связь с нефтегазопроявлениями и различными ассоциациями углеродистых веществ общеизвестна, а мантийный генез этих парагенетических ассоциаций не вызывает сомнений.

В целом, отмечая повторение общей зональности первичных мантийных УВ-систем в закономерностях нефтегазоносности недр западного (Тимано-Печерская, Волго-Уральская и Прикаспийская НГП) и восточного (Западно-Сибирская НГП) бортов складчатого Урала и одноименного мантийного очага генерации УВ, мы наблюдаем нарушения ее идеальной модели на восточном склоне Урала. Это нарушение модели зональности первичных мантийных УВ-систем может быть связано с нарушением симметрии строения Уральской складчатой системы на корово-мантийных глубинах, деградацией системы предгорных прогибов, возможным смещением очага генерации УВ на западный склон Урала и нарушением прямой выраженности морфологии очага генерации с современной морфоструктурой Уральской складчатой системы, равно как и несовпадением зональности новейших деформаций земной коры и ее проницаемости с глубинной структурой Урала.

#### V. ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ПРОГРАММЕ ИЗУЧЕНИЯ МАНТИЙНЫХ УВ-СИСТЕМ ЗЕМЛИ

В рамках программы изучения мантийных УВ-систем Земли в ближайшие годы необходимо выполнить следующие исследования.

1. Бурение глубокой скважины со вскрытием астеносферного слоя верхней мантии на участке его высокого стояния в океане (в пределах СОХ или глубоководной котловины). Для определения местоположения проведения буровых работ необходимо выполнить

комплексные исследования строения верхней мантии океанов, локализовать участок для проведения высокоразрешенной сейсмической съемки МОГТ-3D по простиранию крупного трансформного разлома, закартировать его кулисную геометрию и скважину заложить на основе приемов работы с присдвиговой нефтью.

2. Для картирования астеносферных линз – верхнемантийных очагов (реакторов) УВ-систем и возможных зон нефтегазоаккумуляции в условиях неглубокого залегания верхней мантии на дне океанов (5-10 км) необходимо провести изучение и анализ гравимагнитных полей, теплового поля и поверхностно-донного геохимического поля.

3. Прямым признаком проявления верхнемантийных очагов (реакторов) УВ-систем может быть как положение на дне океана метаногидратных полей, так и выходы метана и нефти в гидротермальных полях на участках гидротермальной деятельности черных курильщиков в осевых зонах СОХ. Необходимо выполнить тщательное изучение и картирование таких полей в районе предстоящего бурения.

4. Другим методом изучения признаков проявления верхнемантийных очагов (реакторов) УВ-систем является структурно-геоморфологическое изучение рельефа дна океана, выделение и картирование региональных разломов и линейных градиентных зон профиля морского дна. Региональные уступы и крутые склоны рельефа, связанные с высокоградиентными участками профиля морского дна (континентальный шельф и батиметрическая ступень к глубоководным котловинам) являются глобальными зонами нефтегазоаккумуляции, а на уровне кровли верхней мантии – возможными очагами глубинного нефтегазообразования в подкоровых линзах астеносферы Земли.

5. Поиски и картирование очагов глубинного нефтегазообразования должны сопровождаться выявлением и картированием очагов поступления водородных струй, флюидизирующие астенолинзы верхней мантии, служащие реакторами нефтегазообразования и очагами формирования глубинных УВ-систем.

6. Космические по масштабам задачи изучения астеносферных очагов глубинных УВ-систем, должны сопровождаться небывалым уровнем технического и технологического прогресса в области нефтяного машиностроения и приборостроения. Нефтяная отрасль страны, руководимая целями и задачами изучения и освоения глубинной нефти должна стать локомотивом развития отечественной промышленности.

7. Перепрофилирование нефтяного ВУЗовского образования на всемерное освещение и преподавание вопросов абиогенно-мантийного генезиса нефти и газа, глубинного строения Земли, состава, свойств и закономерностей образования петрологических типов метаморфических, магматических, гидротермально-метасоматических и вулканогенных породных ассоциаций и их формационных рядов. Глубокому освещению и изучению подлежат не только осадочные бассейны Земли, но и все основные тектонотипы геосинклинальных, складчатых, глыбово-складчатых областей, структуры древних платформ и щитов, океанических структур, других внеосадочных геоструктур Земли.

8. Важнейшей задачей по программе изучения мантийных УВ-систем Земли является создание в ближайшей перспективе новой геотектонической теории строения и развития Земли, как геотектонической подложки нефтегазовой геологии, лишенной таковой со времени отказа от геосинклинальной теории и подменой ее окончательно дискредитировавшей себя теорией «новой глобальной тектоники литосферных плит», на основе возрождения и развития геотектонической концепции эндогенных режимов Земли В.В.Белюсова.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРА

1. Белюсов В.В. Основы геотектоники / В.В. Белюсов. М.: Недра, 1975. – 264 с.
2. Берлянд Н.Г. Глубинное строение литосферы Урала / Н.Г. Берлянд // СПб., Изд-во ВСЕ ГЕИ, 2007. – 256 с.
3. Бойко Г.Е. Прогнозирование нефтегазоносности по генетическим показателям / Г.Е. Бойко. Киев, 1982. – 252 с.
4. Буалло Г. Геология окраин континентов / Г. Буалло. Пер. с франц. М., Мир, 1985. – 160 с.
5. Геохимическая специфика нефти и происхождение ее месторождений // Маракушев А.А., Писоцкий Б.И., Панеях Н.А., Готтих Р.П. Доклады академии наук, 2004, том 398, №6.
6. Гзовский М.В. Основы тектонофизики / М.В. Гзовский. М.: Наука. 1975. - 536 с.

7. Гуфельд И.Л. О глубинной дегазации и структуре литосферы и верхней мантии / И.Л. Гуфельд // Электронный журнал "Глубинная нефть". Том 1. №1. 2013. с.18-44. URL: [http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-2-2013/3\\_Gufeld\\_1-2-2013.pdf](http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-2-2013/3_Gufeld_1-2-2013.pdf)
8. Дигонский С.В. Газофазные процессы синтеза и спекания тугоплавких веществ (карбид кремния, пирографит, алмаз, кубический нитрид бора) / С.В. Дигонский. М.- ГЕОС, 2013. – 464 с.
9. Дитмар В.И. В кн.: Критерии поисков зон нефтегазоаккумуляции / В.И. Дитмар. М.: Наука, 1979, 265 с.
10. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция: состояние сырьевой базы, прогнозы развития нефте- и газодобычи, актуальные проблемы недропользования. // А.Э. Конторович, А.М. Брехунцов, Л.М. Бурштейн и др. – Тезисы докладов Научно-практической конференции «Актуальные проблемы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа», М., ИГиРГИ, 2004, с.11-17.
11. Зубков В.С. Тяжелые углеводороды в мантийном флюиде Земли. Автореферат диссертации. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. Иркутск. Институт геохимии им. Виноградова СО РАН. 2003. 44 с.
12. Иванкин П.Ф. Морфология глубоководных магматогенных рудных полей / П.Ф. Иванкин. М.: Недра, 1970. – 288 с.
13. Кабышев Б.П. Палеотектонические исследования и нефтегазоносность в авлакогенных областях/ Б.П. Кабышев. Л.: Недра, 1987 – 191 с.
14. Каракин А.В. Разломы, трещиноватые зоны и волноводы в верхних слоях земной оболочки / А.В. Каракин, Ю.А. Курьянов, Н.И. Павленкова. МПР, РАЕН, ВНИИгеосистем, «Дубна». М., 2003. — 221 с.
15. Ковалев С.Г. Геохимия и термодинамические параметры образования эклогитов Максютковского метаморфического комплекса / С.Г. Ковалев, Е.А.Тимофеева // Геодинамика, рудные месторождения и глубинное строение литосферы. Материалы Всероссийской конференции. XV Чтения памяти А.Н.Заварицкого. Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, 2012 — с. 123-125.
16. Коновалов В.И., Станулис В.А., Кононов Н.И. В кн.: Методы прогноза нефтегазоносности локальных объектов. М., 1988. – 138 с.
17. Корчин В.А. Коровые зоны низких скоростей - перспективные горизонты локализаций глубинных углеводородов / В.А. Корчин. Электронный журнал "Глубинная нефть". Том 1. №8. 2013. с.1099-1116. URL: [http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-8-2013/2\\_Korchin\\_1-8-2013.pdf](http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-8-2013/2_Korchin_1-8-2013.pdf)
18. Краюшкин В.А. Абиогенно-мантийный генезис нефти / В.А. Краюшкин. - Киев: Наук. думка, 1984. – 176 с.
19. Кудрявцев Н.А. Состояние вопроса о генезисе нефти на 1966 г./ Н.А. Кудрявцев // Доклад на Всесоюзном совещании по генезису нефти и газа, г. Москва, февраль 1967 г. Генезис нефти и газа. Изд-во «Недра», Москва 1967, с.262-292.
20. Кудрявцев Н.А. Генезис нефти и газа / Н.А. Кудрявцев. Труды Всесоюзного нефтяного научно-исследовательского геологоразведочного института (ВНИГРИ). Л.: Недра, 1973. – Вып. 319. – 216 с.
21. Ласточкин А.Н. Использование геолого-геоморфологических методов при поисках нефти и газа / А.Н. Ласточкин, Л.Н. Розанов. М., 1979. – 58 с.
22. Летников Ф.А. Сверхглубинные флюидные системы Земли и проблемы рудогенеза / Ф.А. Летников // Геология рудных месторождений, 2001. Т. 43. № 4. С. 291-307.
23. Летников Ф.А. Флюидный механизм деструкции континентальной земной коры и формирование осадочных нефтегазоносных бассейнов / Ф.А. Летников // ДАН, 2005. Т. 401. № 2. С. 205-207.
24. Летников Ф.А. Синергетические аспекты проблемы образования глубинной нефти / Ф.А. Летников // Электронный журнал "Глубинная нефть". Том 1. №6. 2013. с.790-810. URL: [http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-6-2013/2\\_Letnikov\\_1-6-2013.pdf](http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-6-2013/2_Letnikov_1-6-2013.pdf).
25. Майорова Т.П. Проявления сульфидной минерализации в черносланцевых толщах Тимана / Т.П. Майорова, Е.И. Забоева, В.Н. Филиппов // Геодинамика, рудные месторождения и глубинное строение литосферы. Материалы Всероссийской конференции. XV Чтения памяти А.Н.Заварицкого. Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, 2012, с. 161-162.
26. Маракушев А.А. Происхождение Земли и природа ее эндогенной активности / А.А. Маракушев. М.: Наука, 1999. – 255 с.
27. Маракушев А.А. Роль магматического замещения в процессах формирования и деструкции континентальной земной коры / А.А. Маракушев // Электронный научно-информационный журнал «Проблемы глобальной геодинамики и металлогении», М., 2001.
28. Маракушев А.А. РТ-фации простых, углеводородных и органических веществ системы С-Н-О / А.А. Маракушев, С.А. Маракушев // Доклады академии наук, 2006.
29. Маракушев А.А., Генетическая связь нефтяных залежей со щелочным магматизмом большой глубинности / А.А. Маракушев, С.А. Маракушев // 2-е Кудрявцевские Чтения. Материалы Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти. М., ЦГЭ, 2013. URL: [http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/2kr\\_theses/Marakushev\\_Marakushev\\_Theses.pdf](http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/2kr_theses/Marakushev_Marakushev_Theses.pdf)
30. Николаевский В.Н. Граница Мохоровичича как предельная глубина хрупко-дилатационного состояния горных пород / В.Н. Николаевский // ДАН СССР, 1978, Т. 249, №4. 817-821.
31. Порфирьев В.Б. К вопросу о времени формирования нефтяных месторождений / В.Б. Порфирьев // «Проблема миграции нефти и формирования нефтяных и газовых скоплений» (Материалы Львовской дискуссии 8-12 мая 1957 г.). Гостехиздат, 1959.
32. Резников А.Н. Геосинергетика нефти и газа / А.Н. Резников. – Ростов-на-Дону: Изд-во «ЦВВР». – 303 с.

33. Ремейк термодинамической модели системы С-Н Э.Б.Чекалюка. / И.К. Карпов, В.С. Зубков, А.Н. Степанов, В.А. Бычинский // Доклады Академии наук, 1998. – Т. 358 (№2)
34. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород / Е.С.Ромм. Л.: Недра, 1985. 240 с.
35. Севостьянов К.М. Происхождение нефти и газа в промышленных масштабах в земной коре /Севостьянов К.М. – М.: Лика, 2004. – Второе издание. – 254 с.
36. Соколов Б.А., Мельников Ф.П. Угледородная сфера Земли / Б.А. Соколов, Ф.П. Мельников // ДАН СССР, 1981. – Т. 261. – С. 471-474.
37. Соколов Б.А. Новые идеи в геологии нефти и газа: Избранные труды / Б.А. Соколов. М.: Изд-во МГУ, 2001. – 480 с.
38. Ставрогин А.Н. В кн.: Физико-механические свойства горных пород верхней части земной коры. М.: Наука, 1968. - С. 156-161.
39. Сырьевая база нефтяной и газовой промышленности Западной Сибири: прогноз невыявленных ресурсов, закономерности их локализации, вероятная структура, динамика выявления / Л.М. Бурштейн, В.Р. Лившиц, И.В. Жилина и др. // Тезисы докладов Научно-практической конференции «Актуальные проблемы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа» – М.: ИГиРГИ, 2004. – С. 89-90.
40. Термодинамический критерий метастабильного состояния углеводородов в земной коре и верхней мантии / И.К. Карпов, В.С. Зубков, А.Н. Степанов, В.А. Бычинский, М.В. Артименко // Геология и геофизика, 1998. Т. 39. – №11.
41. Тимурзиев А.И. Неотектонические условия размещения и методы прогнозирования нефтегазоносности (на примере Южного Мангышлака). Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Ленинград, ВНИГРИ, 1986, 24 с.
42. Тимурзиев А.И. К обоснованию механизма формирования залежей нефти и газа Южного Мангышлака / А.И. Тимурзиев // Геология нефти и газа, 1986. – №10. – С. 25-31.
43. Тимурзиев А.И. Метод прогнозирования зон нефтегазонакопления / А.И. Тимурзиев // Тезисы докладов Областной научно-технической конференции молодых ученых и специалистов. Тюмень, 1988, с.28-30.
44. Тимурзиев А.И. Методика оценки нефтегазоносности локальных структур (на примере Южного Мангышлака) / А.И. Тимурзиев // Геология нефти и газа, 1988. – №2. – С. 13-16.
45. Тимурзиев А.И. Влияние неотектонических факторов на нефтегазоносность Мангышлака / А.И. Тимурзиев // Известия АН СССР, серия геологическая, 1988. – №4. – С.98-108.
46. Тимурзиев А.И. Новое в закономерностях пространственного размещения и стратиграфической локализации углеводородов в недрах Мангышлака / А.И. Тимурзиев // Доклады АН СССР, 1989. – №6. – Т. 309. – С. 1438-1442
47. Тимурзиев А.И., Эльдаров А.С. Закономерности распределения запасов нефти и газа и перспективы нефтегазоносности п-ова Бузачи / А.И. Тимурзиев //– Известия АН Каз. ССР, Сер. Геол., 1992. – № 5. – С. 81-85.
48. Тимурзиев А.И. Прогнозирование нефтегазоносности на основе связей физических полей с новейшими структурами земной коры / А.И. Тимурзиев // Геология нефти и газа, 2004. – №4. – С. 39-51.
49. Тимурзиев А.И. Новейшая тектоника и нефтегазоносность Запада Туранской плиты / А.И. Тимурзиев // Геология нефти и газа, 2006. – №1. – С. 32-44.
50. Тимурзиев А.И. К созданию новой парадигмы нефтегазовой геологии на основе глубинно-фильтрационной модели нефтегазообразования и нефтегазонакопления / А.И. Тимурзиев // Геофизика, 2007. – №4. С. 49-60.
51. Тимурзиев А.И. Подтверждаемость прогноза, основанного на неотектонических критериях и методике количественной оценки нефтегазоносности локальных структур (на примере Южного Мангышлака) / А.И. Тимурзиев // Геология, геофизика и разработка нефтегазовых месторождений. ВНИИОЭНГ, 2007. №11, с.23-29.
52. Тимурзиев А.И. Время формирования залежей как критерий нефтегазоносности локальных структур (на примере Южного Мангышлака) / А.И. Тимурзиев // Геология, геофизика и разработка нефтегазовых месторождений. ВНИИОЭНГ, 2008. – №1. – С. 24-31.
53. Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью). Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. М.: МГУ, 2009. – 40 с.
54. Тимурзиев А.И. Современное состояние теории происхождения и практики поисков нефти: тезисы к созданию научной теории прогнозирования и поисков глубинной нефти / А.И. Тимурзиев // Электронный журнал "Глубинная нефть", 2013. – Т. 1. – №1. – С. 18-44. URL: [http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-1-2013/4\\_Timurziev\\_1-1-2013.pdf](http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-1-2013/4_Timurziev_1-1-2013.pdf).
55. Хаин В.Е., Ломизе М.Г. Геотектоника с основами геодинамики / В.Е. Хаин, М.Г. Ломизе. М.: КДУ, 2005. – 560 с.
56. Чекалюк Э.Б. Условия формирования и закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений на Украине/ Э.Б. Чекалюк // (Материалы Республиканского совещания, Львов 14-17 декабря 1965 г.). К.: Наукова думка, 1967.
57. Чекалюк Э.Б. Генетические поисковые показатели нефтегазоносности / Э.Б. Чекалюк, Г.Е. Бойко // В кн.: Геологические и геохимические основы поисков нефти и газа. Сб. науч. тр. Киев, Наукова думка, 1980. – С. 138-148.
58. Шерман С.И. Новый этап в изучении разломной тектоники литосферы / С.И. Шерман // Геофизические исследования в Восточной Сибири на рубеже XXI века: Сб. науч. тр. - Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1996. – С. 31-38.
59. Шрейдер Л.А. Деформационные свойства горных пород при высоких давлениях и температурах/ Л.А. Шрейдер, Б.В. Байдюк, Н.Н. Павлова. М.: Недра, 1968. – 358 с.
60. Юферов Ю.К., Дмитриев Л.П., Рабинович А.А. - Геология нефти и газа, 1974. – № 4. – С. 18-24.

**A.I.Timurziev**

**MANTLE SOURCES OF GENERATION OF HYDROCARBONS: GEOLOGY-PHYSICAL SIGNS AND FORECAST-SEARCHING CRITERIONS OF MAPPING; REGULARITY OF AN OIL-AND-GAS-BEARING CAPACITY AS UNLOADING REFLEX OF MANTLE HYDROCARBON-SYSTEMS IN THE CRUST OF THE EARTH**

In the conditions of the developed uncertainty concerning the nature of primary sources (donors) and the generation focal (reactionary chambers) of deep hydrocarbons, questions of the nature of donors and the sources of generation of deep hydrocarbons systems, the mechanism and ways of generation and in-source mobilization of hydrocarbons in the top mantle of the Earth and evacuation (vertical migration) of hydrocarbon-systems from the generation sources in the mantle of the Earth into the accumulation area of their deposits in earth crust are discussed. Arguments against the crust-source of hydrocarbons and arguments in advantage mantle-source of hydrocarbons are discussed, the thermodynamic substantiation of generation of hydrocarbons in the mantle of the Earth is given, the sources of hydrocarbons generation, their nature, properties and prospecting and search criteria are considered. Rheological properties and physics of the sources of earthquakes (seismo-dislocations), as the factor of restrictions on depth of penetration of fragile deformations and explosive infringements are considered. Geological signs and criteria of mapping the shifts of the basement of channels of the local vertical migration of deep oil localized on bodies of shifts are shown. On an example of South Mangyshlak oil-and-gas-bearing areas oil-and-gas-bearing laws are shown, as unloading reflexion in the earth crust of mantle sources of hydrocarbon-systems generation, an explanation physical preconditions of the established communications have received. On the basis of the established laws oil-and-gas-bearing regularities in sedimentary pools of the Earth are formulated: areal, vertical (stratigraphic) and phase-mineral zonality of distribution of hydrocarbon-systems in the earth crust. Primary mantle hydrocarbon-systems and their reflexion in oil-and-gas-bearing of earth crust are considered, primary zonality of mantle hydrocarbon-systems is shown, definition of primary mantle hydrocarbon-systems is made, examples of zonality of primary mantle hydrocarbon-systems are shown. Research problems under the studying program of mantle hydrocarbon-systems of the Earth are formulated.

*Keywords:* mantle sources of generation of hydrocarbons, mantle hydrocarbon-systems, geology-physical signs and forecast-searching criterions of mapping of mantle hydrocarbon-systems; regularity of an oil-and-gas-bearing capacity, mechanism of unloading reflex of hydrocarbon in a crust of Earth, primary mantle hydrocarbon-systems.

ОАО «Центральная геофизическая экспедиция»

Россия. 123289. Москва, ул. Народного Ополчения, д.38/3

Тимурзиев А.И.

E-mail: aitimutziev@cge.ru