

УДК 38.53.15+38.57.19 (38.01.13)

**А.И.Тимурзиев**

**СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ТЕОРИИ ПРОИСХОЖДЕНИЯ И ПРАКТИКИ  
ПОИСКОВ НЕФТИ: НА ПУТИ К СОЗДАНИЮ НАУЧНОЙ ТЕОРИИ  
ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И ПОИСКОВ ГЛУБИННОЙ НЕФТИ**

В статье рассматриваются некоторые аспекты современного состояния теории происхождения нефти, практики и методологии поисков нефти, а также намечены основные задачи предстоящих исследований в рамках проекта «Глубинная нефть», составным элементом которого является организация и проведение конференции «Кудрявцевские чтения». В рамках рассмотрения современного состояния теории происхождения нефти приводятся доказательства ее глубинного генезиса. Рассматриваются вопросы состояния практики и методологии поисков нефти, сформулированы задачи предстоящих исследований по развитию теории глубинного происхождения нефти, намечена программа исследований в области прогнозирования нефтегазоносности недр, методов и технологий поисков, разведки и освоения глубинной нефти. Представленные материалы завершают программу исследований в рамках Проекта «Глубинная нефть» по обеспечению поисков и освоению глубинной нефти.

*Ключевые слова:* теория происхождения нефти, практика и методология поисков нефти, проект «Глубинная нефть», конференции «Кудрявцевские чтения», глубинная нефть.

*Время дискуссий прошло, пришло время утилизации знаний о глубинном генезисе углеводородов в методы прогнозирования нефтегазоносности недр и технологии поисков и освоения глубинной нефти.*

**Вместо предисловия.** Мы остановимся на некоторых аспектах современного состояния теории происхождения нефти и газа, практики и методологии поисков их промышленных скоплений, а также наметим основные задачи предстоящих исследований в рамках проекта «Глубинная нефть», составным элементом которого является организация и проведение Кудрявцевских Чтений.

На этапе становления геологии нефти и газа как раздела наук о Земле существовали альтернативы ее развития на основе биогенного (органического, осадочно-биологического или осадочно-миграционного) и абиогенного (неорганического, минерального или абиогенно-мантийного) происхождения ископаемых природных углеводородов. Как всегда, будучи приверженцами «заморского», наши соотечественники примкнули к западным школам, доказав очередной раз истину: «нет пророка в своем отечестве». А «пророк» в отечестве был и остается до сегодняшнего дня гением научного предвидения: Д.М.Менделеев разглядел не только химическую сторону таинства минерального происхождения нефти, но и важные геологические следствия сделанного им открытия. В своем пророчестве Д.М.Менделеев предвосхитил несостоятельность предсказательной функции геологии нефти, основанной на изначально ошибочной гипотезе биогенного происхождения нефти. Он писал: «Практики думают, что им нет дела до теорий. Это большая ошибка. Ныне в потемках роют по каким-то приметам, много труда идет напрасно, не знают, куда направиться». Ситуация не изменилась ни в XX, ни в XXI веке. В «Истории крупных открытий нефти и газа» А.Перродон [25] дает наглядное подтверждение предвидения Д.И.Менделеева о несостоятельности предсказательной функции геологии нефти, основанной на гипотезе ее биогенного происхождения на примере освоения крупнейших нефтегазоносных бассейнов нашей планеты.

В.П.Гаврилов [5], один из авторов полигенеза нефти, уже в наше время признает, что «к концу XX века классическая осадочно-миграционная теория практически изжила себя, полностью реализовав свой потенциал, и стала своеобразным тормозом в

---

© А.И.Тимурзиев, 2016

дальнейшем развитии теории и практики нефтяной и газовой геологии» и «предстоит переосмыслить теоретические основы традиционной геологии нефти и газа, сместить вектор поискового процесса, выработать новые методы поиска, разведки и освоения месторождений УВ-сырья».

Хотя, много раньше, лидеры органического учения, ведущие геологи, нефтяники и ученые нашей страны отмечали кризис органической теории происхождения нефти и высказывались по этому поводу публично и недвусмысленно. Еще в 1984 году Н.А.Еременко [13] отмечал, что теория гравитационной миграции и аккумуляции нефти и газа потерпела крах, утратила роль руководящего фактора для практики нефтегазового поиска и в том «кризисе гравитационной теории, в тумане новых, пока не изученных явлений, рождается новая, более общая теория формирования залежей».

Б.Ф.Дьяков [11, 12] высказался по этому поводу еще более откровенно. «В тормоз развития науки и практики поисков нефти превратилось учение о нефтегазоносных бассейнах, их размеры, мощность и объем осадочной толщи, наличие или отсутствие нефтегазоматеринских пород перестали играть основополагающую роль. Такие поисковые критерии, как главная фаза нефтеобразования и его главная зона, главная фаза газообразования и его главная зона, а также соответствующие им температура и давление утратили свое значение. Не установлено никаких достоверных данных о генетической и пространственной связи керогена, «микро- и макронепфти» нефтематеринских пород с нефтью в залежах. А ведь они должны быть, если нефть образуется в результате катагенеза ископаемого органического вещества? Абсурдно длительным, если не фантастическим, представляется продолжительность (100-300 млн. лет) процесса биогенеза нефти и/или газа, а также оцениваемое в 300-400 млн. лет время пребывания нефтематеринских пород в «мертвом» состоянии, прежде чем в них начинается нефтеобразование, когда в продолжение этого периода в 300-400 млн. лет они подвергались многократным размывам и диастрофизму. Неудивительно, что стихийно начался поиск новой теории происхождения нефти и газа, и этому поиску сейчас крайне важно придать организованный, направленный характер».

Уже нет людей, стоявших у истоков слепого заимствования величайшего из двух заблуждений человечества в науках о Земле (второе заблуждение – мобилизм, так же заимствован у Запада; и в этом случае отечественный «пророк» В.В.Белоусов был так же предан забвению стараниями его учеников<sup>1</sup>), исчезли вместе со страной научные школы, формировавшие теоретические основы происхождения нефти, но по инерции продолжается молчаливая поддержка этого мертвого учения. Ошибаются все, кто полагает (и я страдал этой болезнью), что с гласностью и открытостью нашего общества Истина восторжествует сама собой. Идеи не умирают, их низвергают, а потому нужна активная просветительская деятельность и пропаганда альтернативного знания для формирования в среде геологов-нефтяников нашей страны и, особенно непросвещенной молодежи, истинного Учения о происхождении нефти и газа.

#### **I. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ «ТЕОРИИ» ОРГАНИЧЕСКОГО (БИОГЕННОГО) ИЛИ ОСАДОЧНО-МИГРАЦИОННОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ**

В рамках ограниченного объема доклада нет возможности декларировать известные постулаты гипотезы биогенного или осадочно-миграционного происхождения (ОМП) нефти о так называемом рассеянном органическом веществе - РОВ (якобы первичном источнике УВ), формирующем из «микронепфти» промышленные скопления УВ на Земле, нефтематеринских свитах или нефтематеринских толщах - НМТ (якобы очагах генерации нефти), главных фазах и зонах нефтеобразования – ГФН и ГФЗ (так называемое «нефтяное окно» в западной терминологии) и соответствующих им термических условиях созревания РОВ, осадочных бассейнах - ОБ (якобы инкубаторах нефти), первичной эмиграции «микронепфти» и вторичной латеральной миграции

---

<sup>1</sup> Почти библейская история, но сейчас не об этом.

«макронефти», законах дифференциального улавливания (гравитационной миграции) в ловушках различного типа и другие положения гипотезы ОМП нефти, ставшие уже для большинства образованного человечества истинами и аксиомами, принимаемыми без доказательств.

Современное состояние гипотезы ОМП нефти характеризует ее как слепую веру, поскольку под напором новой опровергающей ее геологической аргументации и отсутствии серьезных собственных научных открытий, нерешенности практически всех фундаментальных вопросов, поставленных перед ней лидерами неорганического учения еще в середине прошлого века, при тех огромных расходах на низкоэффективные геологоразведочные работы и стремительном оскудении недр большинства нефтегазоносных районов страны, придерживающиеся ее сторонники вынуждены либо молча молиться своей «священной корове», либо неуклюже менять свои взгляды, приспособившись к новым веяниям в геологии нефти, в попытках продления своей активной «научно-религиозной» жизни в миксгенетических иллюзиях научного дуализма. Размыв фундаментальных основ гипотезы ОМП нефти, происходящий с конца прошлого века на фоне краха ее современной мобилистской (плитотектонической) геотектонической подложки, при всеядности полигенеза, его исповедующих, окончательно убивает гипотезу ОМП нефти, лишая ее статуса научной концепции. В докладе показано, что большинство, кажущихся абсолютными, аргументов и положений гипотезы ОМП нефти происходят от замалчивания фактов, вольного обращения с физическими законами, от нарушения причинно-следственных связей и от их, зачастую, перевернутого восприятия и трактовки. Они не выдерживают аргументированной критики и являются не более чем иконизированными мифами. Чтобы не быть голословным, приведу несколько примеров.

1. Рассматривая нефтегазоносность ОБ следствием высоких нефтепроизводящих свойств НМТ, а высокие концентрации РОВ хадумитов, баженитов, черносланцевых и доманиковых пород ОБ следствием благоприятных условий захоронения ОБ, органики забывают, что высокие концентрации РОВ этих пород являются следствием высоких сорбционных свойств мелкодисперсных пилитовых осадков для концентрации сорбированных углеводородов из нефти (остатков разрушенных палеозалежей нефти и углеводородов на восходящих потоках глубинной дегазации Земли).

В докладе, представленном на Всесоюзное совещание по генезису нефти и газа (г. Москва, февраль 1967 г.) Н.А.Кудрявцев говорил по этому поводу [21]: *«Еще 15 лет тому назад автором указывалось, что исследования, имеющие целью решить проблему происхождения нефти, исходя из идеи об образовании ее из органического вещества, не могут привести к успеху, так как направлены по ложному пути. За истекшие годы произведено огромное количество таких исследований, но вопросы кардинального для органической теории значения - первичная миграция и аккумуляции нефти в залежи из рассеянного состояния - не получили удовлетворительного решения. Наоборот, анализ этих вопросов и некоторые результаты проведенных исследований показывают, что ничтожные количества углеводородов, имеющих в осадочных породах, не могут из них выделиться и действительно из них не выделяются. В то же время установлено теми же исследованиями, что породы, отбираемые для анализа содержащегося в них органического вещества из скважин на нефтеносных площадях, содержат, нередко в большом количестве, углеводороды, сорбированные из нефти. Этот факт полностью подрывает значение таких анализов, а вместе с ними и результатов указанных исследований, так как отделить сорбированные углеводороды от сингенетических нельзя. Успеха от таких исследований ожидать невозможно. Они давно превратились в самоцель».*

2. До сих пор современные исследователи (Б.К.Чичуа, А.И.Суладзе; 2005 и др.), увязывая распределение выявленных запасов УВ со шкалой катагенеза горных пород, находят подтверждение идей Н.Б.Вассоевича о главной фазе нефтеобразования и концепции Р.Пуссея о наличии «нефтяного окна». Известно, что шкала катагенеза горных пород является функцией глубины погружения отложений и, по сути, эти связи могут быть

объяснены лишь при условии признания факта совпадения глубин генерации и аккумуляции УВ. Увязывая зональность распределения запасов УВ по глубинам с зональностью катагенеза горных пород, авторы ГФН невольно становятся апологетами давно забытой гипотезы происхождения нефти в варианте «*in situ*». Эти представления привлекаются сегодня отечественными и зарубежными авторами для объяснения нефтегазоносности рифогенных построек Прикаспия (А.Н.Дмитриевский, Н.А.Скабицкая О.П.Яковлева; 2007) и главного доломита Цехштейнского бассейна Польши (П.Сух, И.Матиасик, Г.Лесняк; 2007) и др.

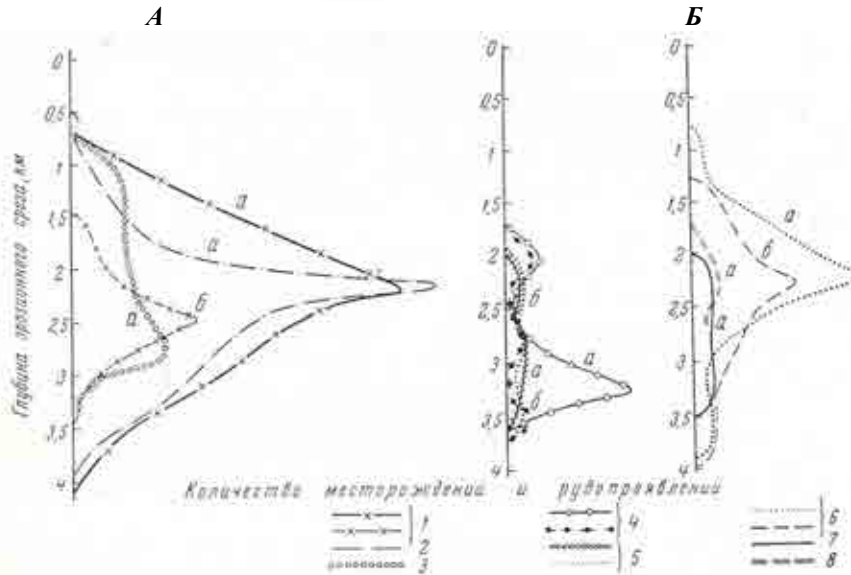
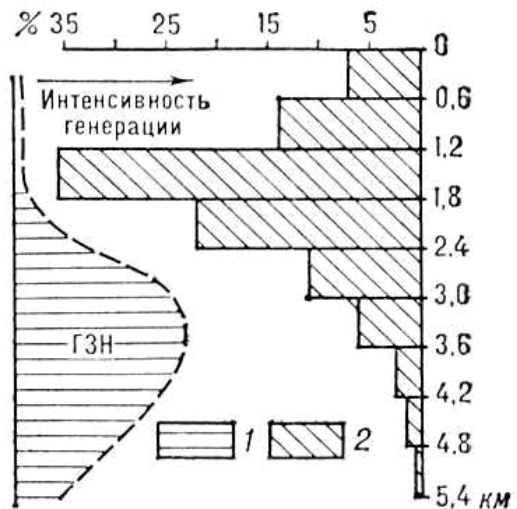
Известно, что большая часть эндогенных месторождений выклинивается на глубине менее 2 км и реже корневая система рудных тел обнаруживается глубже, в пределах 3-5 км. Это, однако, равно как и пластовое залегание магматических траппов в осадочном чехле Сибирской платформы и других ОБ Земли, не является основанием для утверждения о приуроченности к этим интервалам главной фазы рудообразования и траппового магмообразования (Рис. 1). Еще в 30-е годы прошлого столетия академик В.И.Вернадский обозначил проблему минералообразования как процесс «*замирания*» подземных водных растворов. И, если П.Н.Червинский (1922) называл минеральную жилу «*окаменевшим рудным источником*», то вслед за Л.Де Лоне, считавшим минеральный источник «*минеральной жилой в движении*», мы вправе распространить это определение и на нефть (газ), как естественный природный минерал. В вариантах гипотезы ОМП нефти очаги генерации отделены по латерали и по глубине от зон аккумуляции промышленных скоплений нефти и газа. Разброс по глубине довольно существенный (между дном впадины и его бортами глубины варьируют от 1-2 км на платформах до 4-5 км и более в предгорных прогибах), чтобы серьезно рассматривать глубинную зональность распределения УВ в связи с зональностью катагенеза вмещающих нефть пород и серьезно воспринимать эти связи причинными. Во всяком случае, методологически правильнее рассматривать зональность нефтегазообразования с зональностью катагенеза пород, отобранных в пределах дниц (палеопрогибов) ОБ, с которыми связывают очаги генерации УВ, что на практике не выполняется.

В этой связи следует признать, что существование ГФН и ее связь с зональностью катагенеза пород, выведенные из эмпирических связей глубинного распределения запасов нефти и газа, это такая же реальность, как и существование только что выведенной мной главной фазы рудообразования и траппового магмообразования (Рис.1).

3. Рассматривая нефтегазоносность ОБ следствием высокого термического градиента, теплового потока и прогремости недр, органики забывают, что тепловой режим недр является следствием активности глубинных флюидопотоков, осуществляющих разогрев недр за счет конвективного массопереноса и привноса в чехол ОБ Земли мантийных нефтяных диапиров и перегретых водонефтяных растворов. Наглядным примером может служить огромный труд А.Н.Резникова [29], посвященный установлению связей катагенетической превращенности РОВ и нефтегазоносности осадочных бассейнов Земли с динамометарфизмом вмещающих пород, фундаментальные исследования Н.Б. Вассоевича (1967) по установлению связей катагенеза нефтематеринских отложений в результате их погружения со стадийностью процессов нефтегазообразования (учение о ГФН), а также работы Б.А.Соколова [30] по обоснованию флюидодинамической концепции генезиса нефти. Физическое объяснение нарушения причинно-следственных связей в этом случае мы находим у Э.Б.Чекалюка [53]: «*скорость конвективного переноса тепла в пористой среде зависит прямо пропорционально от скорости фильтрации, умноженной на отношение теплоемкостей жидкости и пористой среды*», а геологическое объяснение сводится к следующему. Учитывая, что скорость фильтрации является функцией проницаемости, а для трещинной формы, развитой на глубине, - кубической функцией раскрытости трещин, скорость конвективного переноса тепла<sup>2</sup> в

---

2 Конвективный теплообмен (процесс переноса тепла), происходящий в движущихся текучих средах (жидкостях и газах), обусловлен совместным действием двух механизмов переноса тепла - конвективного переноса и теплопроводности.



**В**

Рис. 1. Соотношение ГФН и глубин формирования эндогенных месторождений.

**А** – ГФН, по Н.Б.Вассовичу (1969); С.Г.Неручеву (1973); Преображенскому и др. (1971). Горные породы, участвовавшие в эксперименте: 1 – терригенный девон Волго-Урала; 2 – бавлинские отложения Волго-Урала; 3 – кембрий Восточной Сибири, 5 – сапропелево-гумусовое органическое вещество Западной Сибири. **Б** - распределение мировых запасов нефти (в крупных и средних месторождениях) по глубинам залегания по Н. Б. Вассовичу (1973): 1 - интенсивность генерации нефти (в условных единицах); 2 - запасы нефти (%). ГЗН - главная зона нефтеобразования. **В** - глубины формирования эндогенных месторождений Кураминской зоны (а – гидротермальные; б – скарновые) (по И.П.Кушнареву): 1 – свинцово-цинковые; 2 – медные; 3 – флюоритовые; 4 – молибденовые; 5 – вольфрамовые; 6 – железорудные; 7 – золоторудные; 8 – оловянные.

трещинной среде является (при постоянстве отношения теплоёмкостей жидкости и горной породы на пути вертикальной миграции флюида-теплоносителя) функцией раскрытости трещин, что в геологических терминах описывается понятием активности новейших тектонических деформаций, выраженных в значениях градиента амплитуд неотектонических движений.

Геологические закономерности вариации теплового режима недр геотектонических структур различного возраста консолидации, подтверждают приведенным физическим

объяснением. С омоложением возраста складчатости и с увеличением активности новейших тектонических деформаций и раскрытости недр, увеличивается скорость конвективного переноса тепла в геосреде, выраженная в плотности теплового потока и общей прогретости недр. В этой связи температурный режим недр напрямую связан с вертикальной миграцией глубинных флюидов (от газов до магм), как основных теплоносителей, и проницаемостью недр, определяемой активностью новейших тектонических деформаций, формирующих как площадную зональность, так и вертикальный температурный градиент аномального теплового поля.

4. Рассматривая микрофоссилии и споро-пыльцевой комплекс нефтей, а также пресловутые «биомаркеры» следствием биогенной природы первичного ОВ и, соответственно нефти, органики забывают, что они («биомаркеры») являются следствием загрязнения первично стерильной в отношении органики глубинной нефти на восходящих потоках ее фильтрации и бактериального загрязнения в осадочном чехле.

Таких примеров «перевёрнутого мышления» можно привести еще много, но ограничимся приведенными, осознав при этом, что основные методы доказательства в пользу органического происхождения нефти сводятся к приданию эмпирическим наблюдениям и фактическим данным особого искривленного видения под гнетом острого дефицита безальтернативной геолого-физической и геохимической аргументации.

5. К вопросу о нетрадиционных источниках УВ, «экзотических теориях» и полигенезе нефти. Активно обсуждаемая сегодня проблема нетрадиционных источников УВ (сланцевый и угольный газ, баженовская нефть, нефть и газ низкопроницаемых коллекторов, матричная нефть и др.) не имеет никакого отношения к генезису УВ в якобы нетрадиционных нефтематеринских толщах. Исключив геологическую и технологическую составляющие, связанные со строением и освоением нетрадиционных (низкопроницаемых) коллекторов, проблема исчезает сама по себе. Причиной обращения к нетрадиционным источникам УВ является невозможность объяснения основных вопросов геологии нефти традиционных источников УВ, что побуждает сторонников органической «теории» привлекать внимание к нетрадиционным источникам, как будто, с традиционными источниками УВ уже разобрались. Напротив, беспомощность гипотезы ОМП нефти в вопросах обоснования источников традиционных УВ, критериев и методов прогнозирования нефтегазонасности недр, вынуждает ее сторонников привлекать дополнительные нетрадиционные источники УВ, уводя вопрос к многовариантности решения или полигенезу нефти. Допуская многовариантность источников УВ, сторонники ОМП нефти признают полигенез нефти, и одновременно невозможность предсказательной функции геологии нефти, как науки. Таким образом, признание полигенеза нефти это путь в никуда, откат в средневековые описательной геологии, в то время как с конца XX века с внедрением цифровых технологий записи и обработки данных, геология нефти вошла в категорию точных наук.

Согласно учению Хабберта о «пике нефти» человечество и нашу страну ждет «конец света» уже в первой половине этого века. Вот и пытаются сторонники органической «теории» найти альтернативы оскудевшим по их оценкам традиционным ресурсам нефти и газа, и очередной раз вводят в заблуждение мировое сообщество, придумывая нетрадиционные источники УВ, вместо того чтобы правильно искать традиционные УВ в нетрадиционных (с их точки зрения) геологических условиях - в фундаменте, в других нетрадиционных коллекторах и верхней части земной коры вне осадочной оболочки Земли.

Учитывая активно формирующиеся в нефтегазовой геологии, явно неконструктивные и тупиковые для развития геологии нефти, представления о многовариантности (полигенезе) синтеза УВ и формирования их промышленных скоплений из различных, в том числе, экзотических источников (различные формы микроорганизмов и бактерий!, космическая пыль!!, морская вода!!, окись кремния – песок!!!!, маточная нефть!!!! и др.), необходима всесторонняя и объективная оценка и критика в открытой печати многочисленных атавизмов на большом организме органической «теории», с научных позиций разоблачающая псевдонаучный характер всех этих экзотических идей, уводящих развитие нефтегазовой геологии в средневековое невежество. Необходимо

изучать проблему генезиса углеводородов и формирования их промышленных скоплений на строго научной, количественной геолого-физической основе с заверкой результатов исследований на соответствие всем известным фактическим материалам по геологическому строению и нефтегазоносности недр Земли, на непротиворечивость геологическим условиям нахождения нефти и газа в земной коре и на способность реализации на практике ее важнейшей предсказательной функции. Необходимо объективно определиться относительно полигенеза и «экзотики» в геологии нефти и решительно отмежеваться от всех этих околонуучных «теорий» и обозначить основные направления и очертания общей теории глубинного генезиса УВ, в которой объективно будут отражены все реализуемые в природе непротиворечивые в отношении геологии нефти и газа физико-химические варианты образования углеводородов. Это требует привлечения широкого круга разностранциплинарных специалистов, а не только геологов-нефтяников узкой специализации.

При этом позволю себе повториться, проблема генезиса нефти является геологической (даже не геохимической, а уж тем более не предметом генетики, экологии и астрофизики) и будет решаться на основе изучения геологических условий формирования залежей и форм залегания нефти в горных породах, а не путем наблюдения таинства рождения нефти на основе воздействия плавиковой кислоты на образцы горных пород в химических лабораториях [50]. По этому поводу еще в 1941 году В.Б.Порфирьев писал, что *«...попытка построения рациональной теории нефтеобразования методом чисто химической аргументации не получает признания среди геологов, которым по сути принадлежит право окончательной апробации. При безукоризненной логичности чисто химических построений, концепция явно не выдерживает критики в плане ее геологической аргументации»*. Вопрос слишком серьезный, чтобы ограничиться общими словами, к критике атавизмов полигенеза и «экзотических теорий» генезиса нефти мы вернемся.

В статье тезисно рассмотрены генетические критерии нефтегазоносности недр (вопросы генерации, миграции и аккумуляции), характеризующие современное состояние альтернативной гипотезы глубинного абиогенно-мантийного происхождения нефти. 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 согласно органического учения нефть имеет биологическую основу и является детищем литогенеза, то согласно неорганического учения нефть имеет минеральную основу и является детищем 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.

С целью аргументации основного положения о глубинном абиогенно-мантийном происхождении нефти и газа, формирующих промышленные скопления углеводородов на Земле, освещается современное состояние теории глубинного происхождения нефти, включая вопросы генерации нефти в верхней мантии Земли, термодинамические условия синтеза УВ, рассматриваются возможные доноры водорода и метана, баланс вещества для источников нефти в земной коре и верхней мантии Земли. Важная аргументация против осадочно-биогенного происхождения нефти связана с критикой физических основ латеральной миграции нефти в варианте гипотезы ОМП нефти и с демонстрацией физических препятствий, налагаемых природой на механизмы первичной миграции «микронепфти» и вторичной латеральной миграции «макронепфти» при формировании ее промышленных скоплений. При обсуждении дальней миграции УВ рассмотрены вопросы модели дифференциального улавливания, скорости (времени) образования скоплений УВ. Анализ современного состояния методологии прогнозирования и практики поисков показывает полную несостоятельность гипотезы органического происхождения нефти, претендующей на роль научной теории, как в части обеспечения предсказательной функции науки (прогнозирование нефтегазоносности недр, оценка ресурсного

потенциала, нефтегеологическое районирование территорий, выбор направлений геологоразведочных работ), так и в части руководства практикой нефтегазопроисковых работ (направляющей поисково-разведочный процесс).

## **II. ДОКАЗАТЕЛЬСТВА ГЛУБИННОГО АБИОГЕННО-МАНТИЙНОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ**

Перейдем к освещению научной аргументации теории глубинного происхождения нефти и приведем некоторые фактические данные, которые, не имеют удовлетворительного объяснения в рамках постулатов органической «теории» и служат на наш взгляд, лучшей критикой ее основ.

1. Открытие холодной ветви глубинной дегазации Земли и развитие идей П.Н.Кропоткина о дегазации Земли (Дегазация Земли, 2002-2011) является доказательной основой наличия глубинных источников УВ в недрах Земли и реализации процессов глобальной разгрузки глубинных углеводородных флюидов в верхней части земной коры.

2. Работами Ф.А.Летникова, А.А.Маракушева, Г.И.Войтова, В.Н.Ларина и др. доказано существование неисчерпаемых источников первичных доноров нефти и газа – водорода, углерода и метана в мантии и ядре Земли, обеспечивающих на Земле баланс разведанных, прогнозных и релаксируемых (возобновляемых) запасов и ресурсов УВ. Приведем только два свидетельства. Так, по данным Г.И.Войтова [4] *«на каждую единицу углеродистых газов, генерируемых в процессах метаморфических изменений органического вещества осадочных пород, из внешнего источника – мантии Земли поступает 166 единиц углеродистых газов, на 75% представленных восстановленными компонентами (CH<sub>4</sub>, C<sub>n</sub>H<sub>m</sub> и другие УВ), а также CO<sub>2</sub> и CO»*.

По данным Б.М.Валяева [3] в планетарном масштабе даже при ежегодном минимальном поступлении УВ-газов ( $5 \times 10^{13}$  г/год) за 500 млн. лет к поверхности Земли вынесено УВ ( $2,5 \times 10^{22}$  г) во много тысяч раз больше прогнозных запасов нефти ( $2 \times 10^{17}$  г), нефтяных битумов ( $1 \times 10^{18}$  г) и горючих сланцев ( $5 \times 10^{18}$  г) вместе взятых.

3. Обнаружение геофизическими методами (ГСЗ, КМПВ, МТЗ и др.) в астеносфере Земли слоев с пониженными скоростями сейсмических волн (так называемые сейсмические волноводы), характеризующиеся повышенной флюидонасыщенностью и электропроводностью и отождествляемые в пределах известных нефтегазоносных бассейнов с очагами глубинного нефтеобразования, обеспечивает на современном этапе развития техники и технологий решение проблемы картирования глубинных очагов генерации УВ [16 и др.].

4. По результатам экспериментальных работ получили подтверждение данные термодинамических расчетов Э.Б.Чекалюка [54] по устойчивости тяжелых УВ в термобарических условиях мантии Земли. Расчеты, выполненные 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 [17, 31].

5. 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 [31].

6. Работами Бойко Г.Е., Гринберга, В.С.Зубкова, И.К.Карпова, Э.Б.Чекалюка и др. [1, 17, 31, 53, 54] 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 [1] 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°C). 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.

7. В многочисленных работах К.С.Иванова, В.А.Краюшкина, П.Н.Кропоткина, Н.А.Кудрявцева, И.Н.Плотниковой, В.Б.Порфирьева, Ю.Н.Федорова, А.С.Эйгенсона и др. [15, 18-22, 26, 28, 52, 55] доказана небиологическая природа так называемых биомаркеров, которые рассматривались до недавнего времени в качестве «абсолютных» биологических меток нефтей. Биомаркеры обнаружены и продолжают обнаруживаться сегодня в метеоритах, мантийных ксенолитах и фумаролах современных вулканов. В.А.Краюшкин [18], В.Б.Порфирьев [28] показали, что порфирины, каротаны, пентациклические тритерпаны, гопаны, стераны, пристан, фитан и другие подобные соединения, которые рассматриваются в качестве бесспорных «биометок» органического нефтеобразования, приобретаются (сорбируются) нефтью из ископаемого обугленного органического детрита осадочных пород, по которым они мигрируют. На присутствие в нефти соединений, извлеченных из ОБ осадочных пород за счет растворения их глубинной нефтью указывал еще Э.Б.Чекалюк [54], а Г.Уриссон с соавторами [51] установили остатки питавшихся нефтью микроорганизмов, присутствие которых в земной коре доказано до глубин 5-6 км и более.

Загрязнение нефтей верхних стратиграфических этажей микрофоссилиями нижележащих отложений осадочного чехла имеет ту же физическую природу и объяснено в многочисленных работах А.М.Медведевой (1980), Т.Т.Клубовой, Э.М.Халимова (1995), К.В.Виноградовой (1982) вымыванием и обогащением микрофоссилиями нефти на путях вертикальной миграции УВ.

Упомянутые «биометки» или их дериваты, например, оптически активные «органические» вещества нефтей давно идентифицированы в продуктах неорганического синтеза и в метеоритах. Порфирины абиогенно синтезированы в экспериментах, воспроизводящих реальные геолого-геохимические условия, и выявлены в метеоритах. Пристан и фитан, абиотические амины и аминокислоты синтезированы абиогенно в экспериментах по реакциям Фишера-Тропша и идентифицированы в метеоритах, а также в стерильно отобранных образцах еще не остывших вулканических лав, бомб и пеплов.

Экспериментальные данные о природе биомаркеров в нефтях месторождений Западной Сибири (Северо-Покачевское, Южно-Ягунское, Тевлинско-Русскинское), полученные Ю.Н.Федоровым с соавторами [52], показали, что *«присутствие биомаркеров в природных нефтях и пластовых водах продуктивных горизонтов месторождений УВ не является бесспорным доказательством органического происхождения нефти, а вполне может быть приобретено УВ при миграции через битуминоиды, считающиеся нефтематеринскими»*.

По данным И.Н.Плотниковой [26] *«Анализ биомаркеров нефтей из различных продуктивных горизонтов осадочного чехла от живецкого до башкирского яруса и сопоставление их с биомаркерами РОВ указывает на закономерные изменения биомаркерных параметров нефти в результате ее вертикальной и латеральной миграции, в результате которой ассимиляция сингенетичного РОВ мигрирующим нефтяным флюидом обуславливает появление в нефти биомаркеров и изменение их состава на различных этапах миграции»*.

Наконец, факт, окончательно развеивающий миф об органической природе «биометок» природных нефтей и подчеркивающий несостоятельность аргументации в пользу биогенного происхождения нефтей, приводит А.С.Эйгенсон [55]: *«ни в одной нефти не обнаружено хотя бы остатков железных и магниевых комплексов порфиринов, но только ванадиевые и никелевые»*. В то время как, *«именно производные порфирина в виде магниевого комплекса входят в состав хлорофилла зеленых растений, а в виде комплекса двухвалентного железа – в состав гемоглобина и цитохрома»*.

Н.А. Кудрявцев еще в 1967 году показал [21] *«...что порфирины и родственные им порфины присутствуют не только в нефтях, но и в минералах гидротермального*

происхождения (Хаберландт, 1952; Фроловская, 1964). Хотя порфирины по своей химической структуре и одинаковы с хлорофиллом и гемоглобином, но в металлокомплексы входят у них разные металлы: в хлорофилле - магний, в гемоглобине - железо, в порфиринах же ванадий и никель, в осадочных породах очень мало распространенные, в отличие от магния и железа, для этих пород очень обычных. Мало понятно, почему же в этих условиях магний и железо обычно замещаются в хлорофилле и гемоглобине при переходе их в порфирины именно ванадием и никелем, характерными для руд глубинного происхождения. Более вероятно поэтому, что порфирины не заимствуются нефтью из органического вещества осадочных пород, а синтезируются за счет глубинных газов (аммиака и углеводородов, в первую очередь ацетилен) в зоне земной коры, где температура становится меньше 250 °С, температуры разложения порфиринов».

Добавим к сказанному слова Н.А.Кудрявцева [22] о том, что: «доказательства органической природы нефти, такие, как присутствие в ней порфиринов, изопреноидных УВ, в частности фитана и пристана, оптически активных компонентов (вещества, якобы вырабатываемые только живыми организмами) полностью опровергнуты. Порфирины обнаружены в гидротермальных минералах и в углеродистом веществе метеоритов, легко синтезируются в лаборатории, а изопреноидные УВ, в том числе фитан и пристан, также найдены во многих метеоритах, в которых не могло быть ОБ биогенного происхождения. Фитан и пристан были установлены также в нефти из пород архейского возраста различных районов». Оптическую активность нефтей многие ученые, в том числе такие крупные, как В.И.Вернадский, считали унаследованной от органического вещества и поэтому придавали ей значение неоспоримого доказательства генетической связи нефти с ОБ, хотя они вращают плоскость поляризации света в разные стороны: нефть - вправо, а вещества биогенного происхождения - влево. Но после того как выяснилось, что оптическая активность свойственна и веществу метеоритов, стала очевидной ошибочность таких представлений. Доказано, что образование оптически активных веществ возможно не только биогенным, но и абиогенным путем. Это подтверждается чрезвычайно высокой оптической активностью явно абиогенной нефти, с правым вращением, обнаруженной Н.С.Бескровным на фумарольном поле вулкана Узон на Камчатке.

С учетом всего сказанного, присутствие в нефтях порфиринов и оптически активных веществ, присущих, как утверждают органики, только живому веществу и декларируемое в качестве неоспоримого доказательства органической природы нефти, теряет свою доказательную силу в силу, с одной стороны, многовариантности природы изучаемых явлений и абиогенного генезиса самих порфиринов, с другой стороны.

8. Ярко выраженная геохимическая черта нефти – постоянная и сильная положительная европиевая аномалия (по данным S.Taylor, S.McLennan (1985) это характерная черта глубинных образований), специфический микроэлементный состав, не присущий более никаким другим веществам Земли, повышенное содержание транзитных элементов (Ni, Co, Cr, V и др.) и платиноидов, позволили А.А.Маракушеву с соавторами сделать вывод об «ультрабазитовой» геохимико-металлогенической специализации нефти и ее абиогенном мантийном происхождении [6].

9. Многочисленные доказательства присутствия неорганических УВ в метеоритах, на планетах солнечной системы, ближнем и далеком космосе доказывают вторичность жизни на Земле и свидетельствуют о ее возникновении на основе абиогенных УВ. Так, например, по данным П.Н. Кропоткина [20] в битуминозном веществе метеорита Мерчисон обнаружено 55 различных аминокислот, в том числе почти все аминокислоты органического вещества в клетках животных и растений. Еще работами чл.корр. АН СССР профессора А.И.Опарина [24] на большом фактическом материале из области астрономии, геохимии, биохимии и общей биологии, а также по результатам длительных и успешных исследований автора в области изучения процессов, лежащих в основе жизненных явлений, рассмотрения первичных форм углеродных соединений, возникших

на нашей планете, и встречающихся на других небесных телах Солнечной системы, были даны убедительные доказательства возникновения жизни на углеродной основе. Сегодня отрицание этих очевидных и, признанных всем прогрессивным человечеством, причинно-следственных связей ставит геохимическую аргументацию органической «теории» в крайне невыгодное положение.

10. По данным обобщений В.А.Краюшкина [9] состав первичных флюидных включений, изученных в 227 образцах мантийных перидотитовых ксенолитов в щелочных базальтах, перидотитов из офиолитовых толщ, перидотитовых кумулятов, серпентинизированных тектонитов, базальтов, габбро и гранитов, отобранных в 50 регионах и разных частях мира, содержит метан ( $\text{CH}_4$ ), этан ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), пропан ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), бутан ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ), тяжелые алканы группы  $n\text{-C}_{14}$  –  $n\text{-C}_{33}$ , а из изопреноидного ряда – пристан и фитан. Величина изотопа  $\delta^{13}\text{C}$  (возле  $-27\text{‰}$ ) у всех выделенных УВ надежно свидетельствует, что они не являются биологическим загрязнением из окружающей среды. Концентрации  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  в составе первичных флюидных включений достигают от 200-300 г/т до 400-500 г/т.

11. По данным обобщений В.А.Краюшкина [9] в составе первичных флюидных включений по результатам изучения 53 алмазов из кимберлитовых трубок Азии, Африки, Северной и Южной Америки идентифицированы  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ,  $\text{CH}_3\text{OH}$ ,  $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$  и твердые УВ. Эти алмазы имеют возраст 3,1 млрд.лет и глубину образования 400-500 км. Концентрация УВ в алмазах измеряется 30-35 г/т. В их кимберлитах же содержание УВ ряда  $\text{C}_n\text{H}_{2n+1}$  и  $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$  на 1-2 порядка больше. Например, концентрация этих УВ в составе первичных флюидных включений арканзаского и навахского кимберлитов (США) соответствует 4456 и 4653 г/т, а африканского - 7087 г/т.

Другим важным аргументом в пользу мантийного генезиса нефти являются факты обнаружения группой ученых Chevron-Техасо под руководством Джереми Дала (Jeremy Dhala) в нефтях Мексиканского залива нанокристаллов алмаза (алмазоиды, состоящие из нескольких (до 11) молекул адамантана), а также экспериментальное подтверждение (устное сообщение В.А.Алексеева) образования УВ вместе с алмазами при термобарических условиях верхней мантии.

12. Обнаружение глобальной сети разгрузки глубинных УВ в виде метановых «факелов» высотой до 600-1000 м над глубинными разломами на дне Марианской и Тонгалезкой впадин, Карибского и Красного морей, Калифорнийского залива, в других местах вдоль всей глобальной системы рифтов и трансформных разломов. Из ныне действующих подводных гидротерм с температурой 330-400°C, где на дне океана нет никаких осадочных пород, отобраны пробы гидротермальных нефтей. Обычными находками глубоководных проб являются образцы гидротермального каменного угля и жидкой гидротермальной нефти, обнаружены даже крупные промышленные залежи жидкой гидротермальной нефти (Калифорнийский залив и тихоокеанская впадина Эсканаба) [9].

13. Прямые признаки нефтегазоносности (метан с примесью тяжелых УВ и 15 тн жидкой нефти) установлены в глубоких и сверхглубоких скважинах, пробуренных на докембрийском щите в Центральной Швеции (Гравберг-1, Стенберг-1). В Кольской 3-СГ в интервале глубин 7-8 км вскрыты нефтенасыщенные пласты изверженных пород, а на глубине 8,4-9,4 км обнаружены парафиновые масла типа нефти. Отсутствие или маломощный (до 300 м) покров осадочных пород в пределах Балтийского щита исключает биологическую природу вскрытых на сверхглубинах нефтей [9, 20].

14. Прямым доказательством абиогенного происхождения нефти является установление промышленной нефтегазоносности базальных континентальных отложений осадочного чехла и фундамента в пределах более чем 50 нефтегазоносных ОБ Земли. По данным В.А.Краюшкина [9] в пределах около 450 открытых к 2000 году месторождений в кристаллическом фундаменте ОБ, сосредоточено почти 3,3 трлн.м<sup>3</sup> газа и более 20,5 млрд.тн нефти, что составляет почти 15% в мировом балансе запасов в 2000 году.

Торжеством воплощения идей глубинного генезиса нефти явилось открытие в 1985 году крупной зоны нефтегазонакопления в кристаллическом фундаменте на северном

борту ДДВ по программе поисков нефтяных и газовых залежей в КФ, разработанной на Украине под руководством В.Б.Порфирьева. При размерах этой зоны 35-50 км в ширину и более 400 км в длину, здесь по устному сообщению В.А.Краюшкина [9] выявлено к настоящему времени 50 месторождений нефти и газа в фундаменте, в том числе гигантское Марковское месторождение с запасами до 100 млн.тн. Газ и нефть с дебитами до 3 млн.м<sup>3</sup>/сут и 350 тн/сут фонтанируют из амфиболитов и плагиогранитов кристаллического фундамента.

15. Доказательством глубинного генезиса нефти служат факты обнаружения крупных и гигантских залежей нефти на глубинах свыше 10,5 км, значительно ниже теоретически допустимых границ ГФН и нефтяного окна в шкале катагенеза ОВ, а также обнаружение промышленных залежей нефти ниже предельных температур исчезновения и разрушения нефти, составляющих согласно теоретическим представлениям на биологическую природу нефти 150-170°С. В качестве примера можно привести североморские месторождения Элгин и Джейд, где эксплуатируются нефтяные залежи на глубинах более 5,5 км с пластовой температурой выше 200°С. Там же на месторождениях Шируотер и Эрскин на глубине до 5 км пластовые нефти имеют температуру 340°С [9].

16. Доказательством глубинного абиогенно-мантийного генезиса УВ служат факты глобальной газогидратности 95% дна мирового океана и происходящее на наших глазах формирование в современном слое нелитифицированных донных осадков плейстоценового возраста гигантских ресурсов метаногидратов. По данным Геологической Службы США их суммарные геологические запасы содержат 1133×10<sup>16</sup> (113 сотен квадриллионов) м<sup>3</sup> метана, что почти в 55000 раз превосходят мировые запасы природного газа в 2011 году (208,4 трлн. м<sup>3</sup>). И если, при текущем потреблении газа, его должно хватить на 63 года, то ресурсов метаногидратов может хватить почти на 3,5 млн. лет. Благодаря абиогенному восполнению ресурсов природных УВ миф об их исчерпаемости в обозримом будущем отодвигается на неопределенную перспективу [9].

17. Несопоставимость ресурсного потенциала богатейших НГБ мира с традиционными источниками УВ в пределах осадочного чехла по результатам балансовых расчетов оценивается не разами, а порядками. Приведем некоторые цифры из работы Краюшкина [9].

Когда суммарные геологические запасы нефтяных песков Атабаски, Уобаски, Колд-Лейк и Пис-Ривер определялись в 210-220 млрд.тн, результаты количественной геохимической оценки обеспечили всего лишь 7% ее запасов. Сейчас, согласно данным Министерства энергетики Канады, суммарные геологические запасы этих месторождений уже оцениваются в 480 млрд.тн. Кроме того, здесь же, но глубже, в нижнекаменноугольных – девонских известняках и доломитах, залегают 215 млрд.тн нефти месторождения «Карбонатный Треугольник», а вниз по падению осадочной толщи уже в месторождениях Милк-Ривер и Дип-Бэйси – еще соответственно 225 млрд.м<sup>3</sup> и 12,5 трлн.м<sup>3</sup> природного газа [9 со ссылкой на 57].

Аналогичные балансовые расчеты по Саудовской Аравии (геологические запасы нефти 160 млрд.тн) показывают, что хорошо изученные здесь нефтематеринские породы могли обеспечить лишь 5% разведанных запасов нефти [9 со ссылкой на 56]. Для Оринокского нефтяного пояса Венесуэлы до сих пор никто и не пытался с помощью общепринятой количественной геохимической модели отыскать и определить размеры нефтегенерационного и нефтесборного бассейна для 475-600 млрд.тн нефти.

18. Выполненные нами количественные расчеты (некоторые из них будут приведены ниже) показывают физическую невозможность реализации в природных условиях процессов первичной и вторичной латеральной миграции нефти [50]. Ранее аналогичные количественно аргументированные выводы о нереальности физических процессов латеральной миграции нефти приводили А.Е.Гуревич В.Ф.Линецкий, В.Б.Порфирьев и др. [10, 23, 27].

Все представленные выше факты, не согласуются с гипотезой биогенного происхождения нефти. Только теория глубинного абиогенного происхождения УВ даёт убедительное объяснение всем приведенным фактам. Современные научные взгляды о

глубинном абиогенно-мантийном происхождении УВ подтвердились практическими результатами геологических исследований, обеспечив понимание того, что нефть образуется в мантии и, мигрируя по глубинным разломам в земную кору, она формирует залежи любого строения в породах любого типа. Это выдвигает теорию глубинного небиогенного происхождения нефти на главные направления развития современной нефтегазовой геологии и открывает ей огромное практическое применение. Теория глубинного абиогенного происхождения нефти постулирует существование неисчерпаемых и восполняемых запасов УВ на нашей планете и позволяет по-новому подойти к изучению структуры, размеров и размещения мировых запасов нефти и природного газа и к развитию методов и технологий поисков, разведки и освоения глубинной абиогенной нефти [19].

### III. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРАКТИКИ И МЕТОДОЛОГИИ ПОИСКОВ НЕФТИ

Рассмотрим вопросы эффективности поисков нефти и газа, осуществляемой во все времена и во всех странах мира на основе господствующей «теории» ОМП нефти, через состояние успешности поисково-разведочных работ. Успешность поисков - это доля открытых месторождений (продуктивных скважин) в общем числе находящихся в поисковом бурении площадей (продуктивных скважин) из общего числа опоискованных (пробуренных скважин). Для беспристрастности суждений будем цитировать А.Перродона [25], страстного приверженца гипотезы биогенного происхождения нефти, что не позволит уличить нас в предвзятости. При этом большой список примеров, демонстрирующих крайне низкую эффективность поисков нефти и газа по различным странам и нефтегазоносным бассейнам мира, мы здесь не приводим, отсылая читателя к работе [45].

Итак, если в условиях безраздельного господства гипотезы биогенного происхождения нефти, на ранних этапах развития геологоразведки (практически до 30-х годов XX века) по данным А.Перродона [25] «бурение скважин осуществлялось «*наугад*<sup>3</sup>» [25, с.16,19,26 и др.], а открытия были случайными, при этом главным руководящим принципом всегда являлось бурение на основе наблюдаемых нефтепроявлений [25, с.21 и др.], то с середины XIX века, благодаря осознанию связи между месторождениями и антиклиналями (автор понятия «антиклиналь» Т.С.Хант), наличие антиклинальной складки долго оставалось главным (если не единственным) критерием при поисках [25, с.43]. Доведенная А.Абихом до «антиклинальной теории», эта поисковая парадигма не имеет ничего общего с гипотезой биогенного происхождения нефти, а постулирует лишь физические связи в распределении легких УВ со структурной поверхностью водонасыщенных пластовых резервуаров в соответствии с законами гравитации.

В наше время ситуация не изменилась. По-прежнему во всем мире, при безраздельном господстве гипотезы биогенного происхождения нефти, ищут не нефть (газ), а ловушки (антиклинали), которые могут содержать нефть (газ), а могут и не содержать. И вот здесь А.Перродон [25] приводит страшные цифры (иначе их не назовешь) успешности поисково-разведочного бурения, характеризующие уровень научного обеспечения геологоразведки руководящей «теорией» биогенного происхождения нефти. Далее цитирую по автору: «*Коэффициент успешности поисково-разведочных скважин (NFW) в 1945-1972 гг. сохранялся в пределах 10%... В течение 70-х годов процент успеха повысился, достигнув 20% в 1980 г., вероятно благодаря лучшей подготовке площадей сейсморазведкой. Однако относительно высокие коэффициенты успешности (!!! - наш комментарий) всех категорий не должны нас так уж обольщать: процент крупных успехов (!!! - наш комментарий), т.е. открытие нефтяных месторождений с запасами, превышающими 140 000 т нефти, или с эквивалентными запасами извлекаемого газа, в 1945 г. составлял лишь 4%, затем постоянно снижался и в 1976 г. упал до 1,85%. Что касается процента открытий месторождений с запасами свыше 5 млн.т, то он составлял в 1976 г. всего 2% для нефти и 3% для газа при числе новых поисковых скважин 5840, т.е. коэффициент*

<sup>3</sup> «Святая Рита» (покровительница счастливых случайностей) – название скважины, открывшей месторождение Биг-Лейк в Техасе.

успешности равен только 0,001» [25, с.40]. Чтобы понять важность приведенных цифр по США достаточно напомнить, что три четверти скважин, пробуренных на земном шаре, были пробурены в США и эти цифры характеризуют достоверную и наиболее статистически обоснованную эффективность поискового бурения, основанного на руководящей «теории» биогенного происхождения нефти.

И, если в своем предисловии А.Перродон пишет о том, что «Успех поисков в большей степени связан с их упорством, чем со знаниями» [25, с.7], то подводя итоги истории открытия нефтяных месторождений Северной Америки он резюмирует: «В случае разведки на нефть, возможно, больше чем при любом другом предприятии, основным условием конечного успеха является вера». Здесь наши комментарии излишни!

Даже в наши дни, имея на вооружении самые передовые технологии, положение с эффективностью поисково-разведочных работ улучшить не удастся. Так по данным Kansas Geological Survey в 2008 г. в штате Канзас было открыто 102 новых месторождения и расширены (разведаны) другие поля, при этом было пробурено 1690 нефтяных и 1620 газовых скважин. Расчет показывает, что для открытия одного месторождения бурилось 32,5 скважин, а коэффициент успешности составил 3,1%.

Как видим, успешность поисков на основе гипотезы ОМП нефти свидетельствует о полной ее несостоятельности как направляющей теории и как инструмента научного прогноза, равно как и о необходимости скорейшей смены, основанной на ней парадигмы поисков нефти.

Логическим подтверждением положения дел в области прогноза нефтегазоносности и поисков нефти на основе гипотезы ОМП нефти является высказанная А.Э.Конторовичем на совещании «Проблемы нефтегазоносности Сибирской платформы» в Новосибирске (2003 г.) формула, согласно которой открытия месторождений УВ начинаются на определенной стадии разведанности осадочных бассейнов сейсморазведкой и бурением.

В связи с этим нужно признать, что современный уровень развития теории нефтегазовой геологии и научного обеспечения геологоразведки, не изменившиеся за время, прошедшее со времен «нефтяной лихорадки», отстает от практики поисков нефти и, по существу, не соответствует ни роли научного предвидения, ни роли научного обеспечения и практического руководства при сопровождении геологоразведочных работ. Достигнутый «прогресс» мировой нефтеразведки осуществлялся до сих пор вопреки несовершенству теоретических основ гипотезы ОМП нефти, исключительно на базе эмпирических связей месторождений с нефтепроявлениями и с антиклинальными структурами, а в последнее время поддерживается только благодаря цифровой революции в геофизике, в компьютерных технологиях и технологиях бурения скважин.

При этом затратный механизм функционирования нефтяной отрасли со времен «нефтяной лихорадки» является ее родимым пятном, предопределенным роковой ставкой на органическую «теорию» происхождения нефти и до сих пор не преодолен. Человечество дорого расплачивается за свой выбор, покрывая огромные затраты нефтяных компаний и обслуживающего их сервиса при заправке своих авто. В какие бы издержки не обходился компаниям баррель нефти, они знают, что, в конечном счете, погасит их конечный потребитель. При альтернативном мировоззрении на генезис нефти эти затраты обернулись бы в кратно больший конечный валовой продукт, при достигнутом уровне потребления энергоносителей требовались бы кратно меньшие затраты, а конечный потребитель платил бы кратно меньшие деньги при том же уровне потребления.

#### **IV. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ТЕОРИИ ГЛУБИННОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ**

##### *А. Вопросы генерации нефти в верхней мантии Земли*

Несколько слов по вопросу генерации нефти в верхней мантии Земли. Приведем в качестве примера некоторые, хорошо известные варианты абиогенного минерального синтеза УВ, давно известные и экспериментально реализованные в лабораторных и промышленных условиях:

1. Карбидная гипотеза Д.И.Менделеева: минеральный синтез УВ при реакции карбидов металлов с водой:  $\text{FeC} + 2\text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{CH}_4 + \text{FeO}$ .

2. Реакция Э.Штебера: синтез УВ на основе окиси углерода, уголекислоты и водорода (используется для получения искусственного бензина по методу Фишера-Тропша).

3. Синтез УВ на основе реакции Росса:  $\text{CaCO}_3 + \text{SO}_2 + \text{SH}_2 \rightleftharpoons \text{CaSO}_4 \times 2\text{H}_2\text{O} + \text{S} + \text{C}_2\text{H}_4$ .

4. Другие реакции абиогенного синтеза УВ:  $\text{CO} + 3\text{H}_2 \rightleftharpoons \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$ ;  $\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightleftharpoons \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$ ;  $2\text{C} (\text{графит}) + 2\text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{CH}_4 + \text{CO}_2$ .

Предоставим окончательное слово для суждения о химической стороне аргументированности неорганической (минеральной) гипотезы происхождения нефти известным советским геохимиком.

Н.Д.Зелинский (1936) писал, что *«минеральная гипотеза происхождения нефти, развитая Д.И. Менделеевым, позволяет химически гораздо легче представить вполне правдоподобную картину всех стадий реакций, ведущих, исходя из карбидов металлов и разложения их водой, к нефтяным углеводородам»*.

По данным Н.А.Кудрявцева [27] *«С.С.Наметкин еще в 1935 г. указывал, что вполне удовлетворительно решается вопрос о возможном материнском веществе нефти (карбиды различных металлов - железа, никеля, кобальта, алюминия, калия, натрия, магния, кальция и других, вода, некоторые катализаторы) и о химических реакциях, которые обуславливают образование нефти из минеральных веществ (взаимодействие карбидов с водой, каталитические реакции под давлением, взаимодействие воды при высокой температуре с железом или углеродом и образование водорода, необходимого для процесса гидрогенизации)»*. Позже (1955) С.С.Наметкин подчеркнул, что *«с химической точки зрения минеральная теория не вызывает в настоящее время никаких сомнений»*.

На основе этих данных правомочен вывод о том, что генезис нефти является предметом не органической геохимии (химии каустобиолитов), а глубинной петрологии и химической термодинамики.

*Термодинамические условия синтеза углеводородов.* Э.Б.Чекалюк в своих пионерских термодинамических расчетах обосновал синтез углеводородов в условиях верхней мантии Земли и получил важнейшие следствия и выводы, не находящие до сих пор объяснения с точки зрения биологического происхождения нефти [54]. Приведем некоторые из них.

1. Химические потенциалы (уровень химической энергии) всех минералов и органических соединений много ниже химического потенциала метана и нефти.

2. Исходное вещество, из которого могла бы образоваться нефть за счет собственных энергетических ресурсов, в природе не существует.

3. В условиях естественного залегания нефть является эндотермическим, неустойчивым соединением, продуктом распада которого являются метан и графит.

4. Ни один индивидуальный углеводород не может быть термически устойчивым в условиях верхней мантии (термический крекинг).

5. Нефть в пределах всей земной коры имеет тенденцию к деструкции ...и находится во вторичном залегании по отношению к насыщаемым ее породам (выделено нами, **А.Т.**).

6. При низких давлениях все тяжелые УВ нестабильны по отношению к метану.

7. Метан не полимеризуется в тяжелые УВ при низких давлениях и любых температурах.

8. Экспериментально доказано, что присутствие биомаркеров в нефтях не является доказательством ее органического происхождения, поскольку биомаркеры приобретаются синтезированными УВ при миграции через нефтематеринские породы.

9. В космосе в условиях низких давлений не только тяжелые углеводороды, но даже метан, неизбежно разлагаются<sup>4</sup>.

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.

1. Источник нефтеобразования может располагаться только там, где имеются термодинамические условия для массового синтеза нефти.

2. Экспериментальные работы российских, американских, китайских и европейских ученых показали возможность абиогенного синтеза УВ в термобарических условиях верхней мантии.

3. Доказано, что природные нефть и метан образуются при высоких давлениях и температурах (20-80 кбар; 800-1800° К), характерных для верхней мантии Земли на глубинах  $\geq 70$ -100 км (до 600 км и более).

*Нефть верхней мантии Земли.* Донорами водорода и углерода (исходное вещество) являются (А.А.Маракушев, Ф.А.Летников, В.Н.Ларин, Г.И.Войтов): водород ( $H_2$ ), вода ( $H_2O$ ), метан ( $CH_4$ ), графит (С), окись (СО) и двуокись ( $CO_2$ ) углерода, карбиды металлов (FeC) и т.д.

Очагами генерации являются: ядро и мантия Земли, обеспечивающие вынос в верхние оболочки земной коры и верхней мантии исходного вещества (не прореагировавших компонент), метана и тяжелых углеводородов в процессе водородной дегазации земного ядра, магматической и гидротермальной деятельности, в том числе серпентизации мантийных гипербазитов (перидотитов) при реакции с ювенильной водой. Приведем некоторые цифры, характеризующие баланс вещества для реакций синтеза глубинных УВ.

1. При нагревании из 1 км<sup>3</sup> гранита выходит: 26 000 м<sup>3</sup> воды, 5300 м<sup>3</sup> водорода, а также двуокись углерода, сероводород, метан и азот (В.Готте, 1964). Справка: объем верхней мантии -  $4 \times 10^{11}$  км<sup>3</sup>.

2. При серпентизации мантийных гипербазитов количество выделяемого газа (водород и метан) на несколько порядков выше всех мировых запасов УВ.

3. По информации Геологической службы США, суммарные ресурсы газогидратов достигают  $1133 \times 10^{16}$  м<sup>3</sup> метана, что более чем в 77600 раз больше текущие мировые суммарные доказанные запасы природного газа, на 1 января 2000 г. равные 145740, 5 млрд.м<sup>3</sup>. Эта чудовищно огромная масса метаногидратов насыщает плейстоценовые отложения и более молодые илы на 95% площади Мирового океана, что ...делает бесспорным и глубинный, абиотический генезис океанско-морских метаногидратов [9].

Характеризуя масштабы глубинной дегазации, осуществляемой на наших глазах непосредственно мантии Земли, несопоставимые с ничтожным количеством незрелой органики, присутствующей в современных нелигифицированных маломощных осадках дна Мирового океана, эти цифры отражают также исключительную молодость и огромную скорость процесса разгрузки глубинных углеводородов на всей поверхности Земли, что не идет ни в какое сравнение с растянутыми на десятки и сотни миллионов лет процессами захоронения, литификации, созревания, первичной и вторичной миграции нефти и формирования ее промышленных скоплений. Несопоставимость масштабов и скорости процессов в вариантах органического и неорганического синтеза углеводородов делает эти конкурирующие гипотезы непримиримыми антагонистами, развитие которых осуществляется, как будто, в различных пространственно-временных измерениях.

Исследования Э.Б.Чекалюка [54] по изучению компонентного состава глубинной нефти в состоянии термодинамического равновесия в условиях мантии Земли позволили обосновать выводы, раскрывающие основные загадки таинства рождения нефти и, не

<sup>4</sup> Это недвусмысленный посыл авторам космических гипотез.



имеющие ни теоретического, ни экспериментального опровержения уже почти полвека со стороны конкурирующей гипотезы. Приведем некоторые, наиболее значимые выводы.

1. В верхах верхней мантии термодинамически устойчивым является лишь метан с примесью некоторых гомологов.

2. По мере углубления в мантию в составе нефти появляются все более тяжелые углеводороды, вначале предельные, затем алкены и, наконец, циклические и ароматические углеводороды.

3. В глубинной нефти имеются все компоненты природной нефти.

4. Несмотря на исключительную термическую неустойчивость всех индивидуальных углеводородов, строго определенная смесь углеводородов соединений, родственных нефти приобретает удивительную термостойкость и может долго находиться в состоянии равновесия без всяких изменений.

5. Состав глубинной нефти совершенно не зависит от исходного вещества. Не только метан, но и любой другой углеводород превращается в нефть такого же состава, как и метан.

6. Поэтому, если в составе мантии установлено наличие метана или исходных веществ для синтеза хотя бы одного какого-либо индивидуального углеводорода, то этого вполне достаточно для образования глубинной нефти в полном составе.

7. Этого достаточно и для общего признания верхней мантии как неисчерпаемого производителя нефти.

*Очаги генерации и каналы фильтрации УВ.* Основой практического решения вопроса о картировании глубинных очагов генерации УВ служат установленные пространственные и генетические связи нефтегазоносных территорий (месторождений, зон нефтегазонакопления, нефтегазоносных областей, нефтегазоносных бассейнов) 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 (А.И.Тимурзиев, 1988; [40]). Земная кора над нефтегазоносными территориями и очагами генерации УВ резко отличается по глубинному строению и характеризуется:

- повышенным залеганием границы Мохо, на фоне ярко выраженного антиклинорного строения нижнекоровых и верхнемантийных поверхностей;

- возбужденной (разуплотненной и флюидонасыщенной) мантией, внедрением мантийных серпентинитовых астенолитов (офиолитовый плюм-диапиризм) и интенсивными процессами гранитизации (ультраметаморфизма) коровых образований;

- повышенной расслоенностью 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);

- 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;

- повышенными значениями градиентов амплитуд и скоростей новейших тектонических и современных движений, запечатленных в признаках сейсмической активности недр и морфометрических аномалиях рельефа;

- повышенным флюидным и тепловым потоком недр.

Современные технологии сейсморазведки 3D, позволяя картировать очаги скрытой разгрузки флюидов в чехле и в фундаменте осадочных бассейнов, решают вопрос об источниках и форме миграции УВ и обеспечивают тем самым переход к новой нефтепоисковой парадигме: от поисков локальных структур, как возможных ловушек УВ, к прямым поискам нефти на путях (гидродинамических барьерах) вертикальной струйной фильтрации УВ [44]. Формирование залежей УВ на барьерах глубинного массопереноса связано с фильтрацией флюидопотоков, локализованных на телах горизонтальных сдвигов фундамента и на сводах растущих присдвиговых структур, на локальных участках растяжения земной коры, раскрытия недр и импульсных внедрений напорных пересжатых глубинных УВ-флюидов на вертикальных «сверхпроводящих» колоннах от растущих мантийных углеводородных диапиров на поздней гидротермальной стадии глубинной дегазации Земли.

#### *Б. Вопросы миграции нефти*

Вопросы миграции нефти многократно рассматривались нашими предшественниками (А.Е.Гуревич В.Ф.Линецкий, В.Б.Порфирьев и др.) [10, 23, 27] и на строгой физической основе показали несостоятельность механизма первичной и вторичной латеральной миграции нефти, и газа в любых вариантах, принятых в вариантах органической гипотезы происхождения нефти. Мы также изучали физическую сторону этих процессов [50] и ниже остановимся только на некоторых выводах, демонстрирующих физические препятствия для осуществления механизмов латеральной миграции нефти<sup>5</sup>.

1. К концу стадии диагенеза (глубина до 500 м) основным видом воды в осадке становится физически связанная (осмотическая и адсорбционно-связанная) вода. Начиная с глубин позднего диагенеза – раннего катагенеза (500-900 м) существование напорных пластовых систем проблематично, характер распространения подземных вод очаговый в физически связанном состоянии и характеризуется застойным режимом (В.И.Осипов, 2001).

2. Вода, находящаяся в структуре дисперсных пород в порах с диаметром более 103 мкм относится к свободной (гравитационной) воде. Диаметр 103 мкм соответствует граничным условиям нахождения воды в свободном и физически связанном состоянии. Переходя к диаметру межзерновых пор, получим, что при пористости 40% глинистые породы уже на стадии позднего диагенеза лишены свободной воды и не способны обеспечивать перенос «микронефти».

3. По данным С.Р.Крайнова (2004) напряженность поверхностного силового поля, оцениваемая «всасывающим давлением» влаги (капиллярным давлением), различается у адсорбционно-связанной и свободной (капиллярно-гравитационной) воды на 6-7 порядков (!!!), что требует соответствующего (6-7 порядков) превышения гидравлического напора (градиента давления) для равного перемещения «микронефти» в свободной и связанной воде.

4. Энергия связи молекул воды с поверхностью глинистых частиц составляет 50-150 кДж/моль (Е.М.Сергеев и др., 1983), величина предельного напряжения сдвига для пленки адсорбционно-связанной воды – 9,5-13 Па, в то время как у свободной воды она на три порядка (!!!) ниже и равна 10-3 Па (Н.Ф.Бондаренко, 1973).

5. Сила гравитационного всплывания нефти в дисперсной среде пластовых вод равна Архимедовой силе и на несколько порядков (!!!) ниже энергии связи молекул адсорбционно-связанной воды.

6. Величина напора для градиента пластового давления более чем на 10 порядков (!!!) ниже величины предельного напряжения сдвига для пленки (10-3 мкм) адсорбционно-связанной воды.

Для окончательного понимания уровня разработанности современной «теории» ОМП нефти, приведем выдержки из Университетского учебника «Геология и геохимия нефти и газа» за 2004 год [7], характеризующие безнадежно плачевное состояния вопро-

<sup>5</sup> Ссылки на цитируемую литературу см. в статье [50]

сов миграции нефти ее сторонниками:

*«...процессы миграции флюидов в недрах еще не полностью изучены»;*

*«...наиболее сложные вопросы связаны с первичной миграцией УВ из материнских пород, особенно с причинами начала этого движения»;*

*«...миграция углеводородов в составе водной фазы представляет сложную проблему, все рассматриваемые гипотезы относятся в основном к глинистым нефтематеринским породам»;*

*«...первичная миграция углеводородов из материнских пород другого, неглинистого состава имеет свои особенности, но они изучены слабо»;*

*«...вопрос о дальней боковой миграции не решен»;*

*«...вопрос о скоростях миграции не очень ясен» и т.д.*

Непреодолимым препятствием и окончательным приговором для «теории» ОМП нефти<sup>6</sup> является принципиальная невозможность объяснения массовых открытий месторождений нефти на глубинах более 8 км (10,5 км<sup>7</sup>), что ниже предельных глубин ГФН (1,5-3,5 км) по Н.Б.Вассоевичу на 7 км. Никакими физическими законами невозможно объяснить миграцию вниз (против градиента пластовых давлений, поперек напластования пород в зону аномально высоких пластовых давлений и температур) на 7 км нефти, образовавшейся на глубинах ГФН (1,5-3,5 км). Ведь, как известно, на глубинах ниже ГФН нефть не генерируется и углеводороды не могут сохраняться в нефтяной фазе при температурах выше 150-170 °С (выше мы приводили предельные температуры нефтяных североморских месторождений Элгин и Джейд, где эксплуатируются нефтяные залежи на глубинах более 5,5 км с пластовой температурой выше 200°С и месторождений Шируотер и Эрскин с пластовой температурой 340 °С на глубине до 5 км). При такой аргументации продлить жизнь «теории» ОМП нефти можно только отмолчавшись, что и делают сегодня ее ревностные последователи.

Таким образом, изучение вопросов миграции нефти на строгой физической основе показывает, что реальных движущих сил для первичной миграции в пластовых условиях нет. Физическими законами латеральная миграция при формировании промышленных скоплений УВ не может быть обоснована, а потому все попытки по ее доказательству можно воспринимать только как неуклюжие попытки аргументации физически не состоятельной «теории» ОМП нефти.

**О модели дифференциального улавливания.** Механизм латеральной миграции УВ, с учетом стадийности процессов нефте- и газообразования во времени и в пространстве, площадной и вертикальной разобщенности очагов генерации и аккумуляции нефти и газа, а также главных зон нефте- и газообразования, предполагает существование зональности площадного размещения и глубинного (стратиграфического) фракционирования, локализации и концентрации запасов различного фазово-элементного состава и физико-химических свойств углеводородов на путях дальней латеральной миграции УВ. В основе этих связей физические законы взаимодействия капиллярных сил и гравитационного всплывания нефти и газа, которые нарушаются сплошь и рядом без сколь либо удовлетворительного геологического объяснения на то. Подтверждением сказанному являются гигантские газовые скопления в осевых частях (днищах) бассейнов Deep Basin, Milk River, San Juan (США). Здесь нарушена не только зональность в размещении очагов генерации и аккумуляции нефти и газа, но и основной принцип дифференциального улавливания: все поставлено с ног на голову. Традиционная нефтяная геология с ее органическим мировоззрением и представлениями на механизм и процессы образования залежей нефти и газа, модели латеральной миграции и дифференциального улавливания УВ, не способна объяснить подобные голово-

<sup>6</sup> Если, конечно, вдруг не выяснится, что ГФН находится не на обоснованной Н.Б.Вассоевичем глубине 1,5-3,5 км, а, скажем, на глубине 15-35 км (Н.Б.Вассоевич мог ошибиться с запятой)!!!

<sup>7</sup> По данным [2] в 2009 г. на площади Тибер в Мексиканском заливе на глубине 10,5 км (максимальной из всех выявленных на больших глубинах месторождений) открыто крупнейшее нефтяное месторождение с предварительно оцененными запасами 400-550 млн.т нефти (глубина водного слоя 1270 м). Продуктивны палеоценовые отложения. В ранее открытом нефтяном месторождении Каскида продуктивны те же отложения (глубина 9750 м, глубина водного слоя 1770 м, запасы – 410 млн.т). [58].

ломки и в лучшем случае замалчивает такие факты.

*Расчет скорости (времени) образования скоплений УВ.* Приведем простое доказательство невозможности латеральной миграции нефти в вариантах ОМП нефти на уровне физических законов пластовой гидродинамики [50]. Отправная точка: по данным И.В.Высоцкого (1982) максимальная растворимость УВ составляет десятки граммов в 1 м<sup>3</sup>.

При такой растворимости для образования миоцен-плиоценовых залежей нефти месторождения Боливар (Маракайбо) с запасами 4,5 млрд. тн необходимо  $4,5 \times 10^6$  циклов водообмена. При периодичности один цикл в год скорость миграции УВ должна составить: 500 м/сут при плейстоценовом времени формирования (2 млн. лет), 100 м/сут при плиоценовом времени формирования (10 млн. лет) и 40 м/сут при миоценовом времени формирования (25 млн. лет) этих залежей. При расчетном миграционном пути (принят 80 км по размеру месторождения) эти скорости нужно увеличить почти вдвое: 925 м/сут, 185 м/сут, 75 м/сут соответственно.

Оценим эти цифры. По С.Г.Неручеву скорости миграции составляют: от 0,34 до 490 км в 1 млн. лет для платформенных областей (наклоны в первые град) и от 0,7 до 2750 км в 1 млн. лет для складчатых областей (наклоны более 10°). Эти же цифры в размерности м/сут составляют:  $9,31 \times 10^{-10} \div 1,3 \times 10^{-6}$  м/сут (для платформенных областей) и  $1,9 \times 10^{-9} \div 7,5 \times 10^{-6}$  м/сут (для складчатых областей), что в  $9,31 \times 10^{10} \div 1,3 \times 10^6$  (для платформенных областей) и в  $1,9 \times 10^9 \div 7,5 \times 10^6$  (для складчатых областей) раз меньше потребных скоростей миграции для формирования залежей, даже при невероятном допущении многомиллионных циклов водообмена в пластовых резервуарах.

С учетом данных, приводимых В.А.Краюшкиным [9] о первоначальных геологических запасах нефти месторождения Боливар-Прибрежное в  $31,8 \times 10^9$  м<sup>3</sup>, эти цифры нужно увеличить более чем в 7 раз.

Таким образом, поскольку скорость латеральной миграции флюидов является функцией проницаемости горных пород, высокие значения скорости миграции, необходимые для формирования залежей нефти, может обеспечить только проницаемость пород, превышающая на  $10^6 \div 10^{11}$  порядков типичные ее значения для пород платформенных и складчатых областей (такие цифры приращения проницаемости достигаются за счет формирования трещин при искусственных гидроразрывах горных пород в скважинах)!!!

В таком представлении физики процесса признание латеральной миграции, как механизма концентрации рассеянной «микронепти» с нефтесборных площадей, измеряемых сотнями тысяч и десятками миллионами квадратных км, в многомиллиардные скопления нефти, локализованные на участках в тысячи и миллионы раз меньшие по площади, означает полное неприятие законов физики и нисхождение до уровня средневекового невежества.

#### *В. Вопросы аккумуляции нефти и газа*

По результатам статистического анализа связей между объемами ловушек структурного (антиклинального) типа и контролируемыми ими запасами залежей нефти и газа нами установлен логарифмический закон распределения, описываемый аналитической функцией:  $\lg Q = a + b \times \lg V$ , где  $Q$  - запасы нефти,  $V$  - объем ловушек, контролирующих залежи. Коэффициент корреляции  $R^2$  между площадью (объемом) ловушек и запасами нефти для месторождений Южно-Мангышлакской НГО (объем выборки 15 месторождений) составляют 0,97 (0,99). Аналогичные расчеты  $R^2$  по ряду НГБ мира дают следующие цифры: 0,80 (0,94) - Северо-Етыпуровское месторождение (более 50 залежей); 0,97 (0,99) - Южно-Етыпуровское месторождение; 0,95 (0,99) - месторождение Белый Тигр (олигоцен, Вьетнам), 0,97 (0,99) - месторождение Такуазет (бассейн Иллизи, Алжир). Аналогичные коэффициенты корреляции получены по месторождениям Тарасовское, Северо-Губкинское, Бахилловское и многим другим.

С учетом этих данных, размер (площадь, объем) ловушек является главным фактором, контролирующим масштабы нефтегазонакопления на локальном уровне при прочих равных условиях, обеспечивающих формирование залежей УВ. Отсутствие

ловушек является слабым звеном в цепи необходимых и достаточных критериев нефтегазоносности недр, а учет структурного фактора (площади ловушек) является необходимым условием любой прогнозной модели распределения запасов и ресурсов УВ осадочных нефтегазоносных бассейнов (НГБ). Всякие другие объяснения богатства НГБ без учета этого фактора не могут приниматься на веру.

#### **V. ПРОГРАММА ФУНДАМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ**

В вопросах методики теоретических исследований Н.А.Кудрявцев остерегал: *«сторонники органической теории утверждают, что абиогенная гипотеза строится почти исключительно на критике недостатков органической теории»* [22]. В этой связи, не забывая это направление научной деятельности по изобличению псевдонаучной сущности «теории» ОМП нефти, необходимо от ее критики переходить к созидательной работе по созданию научных основ теории глубинного абиогенно-мантийного происхождения нефти, как составного элемента рудогенеза (минералогенеза).

Задачами предстоящих исследований ближайшей перспективы является возрождение и развитие отечественной школы глубинного абиогенно-мантийного происхождения нефти через раскрытие тайн геологического строения глубинных очагов генерации УВ, состава и свойств коромантийного материнского вещества и исходных доноров нефти и газа; законов глубинной термодинамики и флюидодинамики мантийных УВ-систем; законов и механизмов первичной мобилизации и эвакуации глубинных УВ в условия коры и мантии Земли, вторичной вертикальной миграции глубинных флюидных систем в верхнюю часть земной коры; изучение генетической связи нефтегазоносности с глубинными разломами; изучение роли напорных УВ-флюидов в формировании коллекторов, резервуаров и ловушек нефти и газа; изучение влияния среды аккумуляции вторичных УВ-систем на состав и преобразования первичных УВ-систем; установление количественных связей, закономерностей и законов пространственно-стратиграфического распределения, изменения фазового состава и физико-химических свойств УВ скоплений в недрах земной коры; геологических критериев нефтегазоносности недр и механизма формирования промышленных скоплений УВ; выработка научных основ прогнозирования и методов количественной оценки перспектив нефтегазоносности и нефтегазогеологического районирования недр на основе теории глубинного абиогенно-мантийного происхождения нефти; разработка практических методов и технологий поисков, разведки и освоения глубинной нефти.

На 2-м Всесоюзном совещании по генезису нефти и газа, проходившем в г. Москве, в 1967 году под эгидой АН СССР, усилиями советских ученых, лидеров неорганической школы нашей страны Н.А.Кудрявцева и В.Б.Порфирьева в проекте «Программы работ по проблеме происхождения нефти и формирования ее залежей» был принят отдельный раздел, включающий тематику по изучению вопросов неорганического происхождения нефти. Как сказано в Проекте, *«учитывая рекомендации отдельных исследователей, отдельным разделом предлагается тематика в аспекте неорганического происхождения нефти»*. Раздел IV «Неорганическое происхождение нефти» включал следующую тематику исследований:

1. Химический состав и свойства нефтегазопоявлений битумов в магматических и метаморфических породах; геологические условия их залегания.
2. Лабораторные эксперименты по неорганическому синтезу углеводородов с изучением состава и свойств последних в сравнении с природными битумами и нефтями.
3. Изучение углеводородов в метеоритах и газовых выделениях вулканов и в грязевых вулканах.
4. Генетическая связь нефтеносности с глубинными разломами.
5. Изучение нефтепроявлений в центральных частях горных хребтов.
6. Виды и масштабы миграции нефти с позиции неорганической гипотезы.
7. Геохимическая схема образования и изменения нефтей.
8. Формирование нефтяных и газовых залежей.
9. Критерии поисков с позиции неорганической гипотезы.

К сожалению, в том числе, в связи с кончиной профессора Н.А.Кудрявцева в 1971 году, программа этих работ не была реализована, а в последующие годы предана забвению стараниями «генералов» от нефтяной геологии СССР. Сегодня, в условиях неумолимо надвигающегося кризиса добычи нефти и газа в нашей стране<sup>8</sup>, необходимо срочно вернуться к реализации этой программы, расширив предложенный Н.А.Кудрявцевым и В.Б.Порфирьевым перечень работ новыми пунктами, значимость которых осознана за прошедшее время.

В рамках создания научной теории глубинного абиогенно-мантийного происхождения нефти (парадигмы онтогенеза нефти) изучению на системном уровне подлежат следующие крупные разделы знания, сгруппированные нами как задачи предстоящих научных исследований.

**Задача 1.** Изучение геологического строения глубинных очагов генерации нефти и газа, состава и свойств коромантийного материнского вещества, включая глубинные разломы и каналы локализованной разгрузки глубинных флюидов в земной коре, геолого-физические признаки и прогнозно-поисковые критерии глубинных очагов генерации УВ и разгрузки глубинных флюидов.

**Пути решения.** Возрождению на новой теоретической и технологической основе подлежат программа глубинных сейсмических исследований земной коры и мантии Земли и программа глубокого и глубинного опорно-параметрического бурения. Необходимо развитие и широкое внедрение геофизических методов изучения глубинного строения земной коры и мантии Земли (включая несейсмические методы: гравиразведка, магниторазведка, электроразведка и др.), обеспечивающих картирование очагов глубинного нефтегазообразования в верхней мантии (астеносфере).

**Задача 2.** Изучение очагов генерации нефти и газа и первичных доноров ископаемых природных углеводородов (исходное вещество), моделирование физико-химических и термодинамических процессов преобразования мантийных C-H систем в углеводороды нефтяного ряда и условий их стабильности в мантии и земной коре.

**Пути решения.** Необходимо возрождение лабораторно-экспериментальных работ и продолжение исследований по неорганическому синтезу углеводородов с изучением их состава и свойств в сравнении с природными битумами и нефтями на основе нового теоретического базиса и аппаратно-программных комплексов.

**Задача 3.** Изучение механизмов первичной мобилизации, эвакуации из очагов и вторичной вертикальной миграции глубинных УВ; определение геометрии и свойств проницаемости каналов локализованной вертикальной миграции и поступления УВ из очагов генерации в осадочный чехол и фундамент.

**Пути решения.** Открытие по результатам интерпретации данных объемной сейсморазведки МОГТ-3D структурных признаков проницаемости земной коры и подводящих каналов вертикальной разгрузки глубинных флюидов, связанных с локальными зонами растяжения на телах сдвигов фундамента, служит теоретической основой картирования каналов локализованной вертикальной миграции и поисков нефти на восходящих колоннах глубинных флюидопотоков.

**Задача 4.** Вопросы аккумуляции глубинных УВ в промышленные скопления нефти и газа связаны с изучением традиционных и нетрадиционных коллекторов и ловушек УВ; роли напорных УВ-флюидов в формировании коллекторов, резервуаров и ловушек УВ; глубины распространения промышленной нефтегазоносности в земной коре; ограничениями по уровням распространения трещиноватости, коллекторов, фазовому составу УВ.

**Пути решения.** Учитывая, что объем ловушек контролирует масштабы нефтегазоаккумуляции на локальном уровне, а через интегральную величину определяет богатство ЗНГ, НГО и, в конечном счете, осадочных бассейнов Земли, необходимым условием прогноза распределения ресурсов УВ и поиска их залежей в кристаллическом фундаменте осадочных бассейнов и вне осадочных бассейнов (циты, складчатые

<sup>8</sup> Согласно официальной статистике, объем добычи газа в 2012 году снизился в России на 2,3%.

области, литифицированная кора в целом) является обоснование новых типов нетрадиционных ловушек УВ на основе представлений о структурно-деформационной, деформационно-дилатансионной и флюидодинамической модели формирования коллекторов и резервуаров и их преопределенностью и генетической связью с новейшей сдвиговой тектоникой.

**Задача 5.** Изучение вопросов сохранности УВ скоплений, физико-химических свойств и элементно-фазового состава УВ-систем.

**Пути решения.** Лабораторно-экспериментальные и теоретические работы по исследованию влияния среды, термобарических и окислительно-восстановительных условий осадочного чехла и фундамента на состав, свойства и трансформации первичных мантийных УВ-систем.

Изучению подлежат и другие фундаментальные и прикладные вопросы геологии нефти и смежных разделов наук о Земле, определяющие генезис и распространение УВ в недрах земной коры и верхней мантии, включая: геологию рудных полей (в том числе, металлоорганические и рудные парагенезы; геологические условия, химический состав и свойства нефтегазо- и битумопроявлений в магматических и метаморфических породах), включая естественно-минеральные парагенезы и проблемы генетической связи нефтеносности и угленосности, нефтеносности и алмазносности, нефтеносности и соленосности, нефтеносности и металлогени в широком смысле; петрологию и вулканизм, включая реидную петрологию и флюидную седиментологию; различные формы проявления диапиризма и инъекционное структурообразование; теоретическую и экспериментальную геохимию и изотопию УВ; изучение углеводородов в метеоритах, магматических и грязевых вулканах; гидрогеологию и флюидодинамику глубинных пластовых вод; неотектонику и современные деформации земной коры, дистанционные методы изучения современных деформаций земной коры; глубинную дегазацию, включая водородную дегазацию Земли и альтернативные источники энергии и УВ; напряженно-деформированное состояние земной коры и геомеханику глубинных очагов дилатансии, локализованную разгрузку напряжений и механизмы фильтрации глубинных флюидов в земной коре и верхней мантии; строение и формирование коллекторов и резервуаров нетрадиционного типа в пределах и вне осадочного чехла (фундамент осадочных бассейнов, щиты, складчатые области, литифицированная кора в целом), другие вопросы.

Все эти вопросы являются определяющими тематику планируемых на ближайшие годы Кудрявцевских Чтений по созданию основ научной теории глубинного абиогенно-мантийного происхождения нефти.

В рамках начатых исследований и выполненных обобщений по генезису глубинной нефти начинают проясняться вопросы геологического строения глубинных очагов генерации УВ, состава исходного вещества (доноров) УВ, термодинамических условий синтеза углеводородов и многие другие вопросы. Для дальнейшего развития теоретических и фундаментальных основ глубинного абиогенно-мантийного генезиса УВ необходимо дальнейшее продолжение экспериментальных исследований и моделирование синтеза высокомолекулярных УВ-систем в реальных термодинамических условиях верхней мантии Земли с проверкой результатов моделирования и прогнозных моделей. Необходимо возобновление на федеральном уровне программ по изучению глубинного строения территории России, реанимация программ глубокого и глубинного опорного и параметрического бурения в пределах всех нефтегазоносных и перспективных провинциях. Но об этом мы будем говорить дальше, как важнейшем элементе сохранения энергетической и экономической независимости России.

#### **VI. ПРОГРАММА ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР, МЕТОДОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ПОИСКОВ, РАЗВЕДКИ И ОСВОЕНИЯ ГЛУБИННОЙ НЕФТИ**

В планы научных исследований по решению прикладных вопросов теории глубинного абиогенно-мантийного происхождения нефти должны входить работы по созданию и совершенствованию методов прогнозирования и количественной оценки нефтегазоносности недр, нефтегазогеологического районирования территорий, методов и технологий поисков, разведки и освоения глубинной нефти - важнейших теоретических и

прикладных задач нефтегазовой геологии, от успешного решения которых зависит возможность выхода из системного кризиса, в котором геология нефти оказалась на рубеже XX века, и возрождения нефтяной отрасли нашей страны. В рамках решения прикладных вопросов теории глубинного абиогенно-мантийного происхождения нефти изучению на системном уровне подлежат следующие крупные разделы знания, касающиеся методов прогнозирования и практики поисков, разведки и освоения глубинной нефти, и сгруппированные нами как задачи предстоящих исследований.

**Задача 6.** Изучение закономерностей нефтегазоносности чехла и фундамента осадочных бассейнов; обоснование нефтегазоносности областей и зон нетрадиционного нефтегазонакопления (в развитие п.5 проекта Н.А.Кудрявцева и В.Б.Порфирьева необходимо добавить изучение нефтегазоносности кристаллического фундамента всех осадочных бассейнов, обнаженных кристаллических щитов древних платформ и погруженных под осадочный покров кристаллических щитов древних и молодых платформ, горно-складчатых и глыбово-складчатых областей, шельфа мирового океана, его глубоководных впадин и срединно-океанических хребтов), других зон нетрадиционного нефтегазонакопления.

**Пути решения.** Расширение статистики связей и распространение закона пространственно-стратиграфического распределения УВ в недрах земной коры, как модель распределения УВ в осадочных бассейнах на основе связей новейших деформаций земной коры с закономерностями пространственного размещения и стратиграфической локализации залежей УВ, на нефтегазоносные бассейны и перспективные территории мира.

**Задача 7.** Обоснование критериев и методологии прогнозирования нефтегазоносности недр (включая зоны нетрадиционного нефтегазонакопления) на основе теории глубинного абиогенно-мантийного происхождения нефти.

**Пути решения.** Создание федеральной программы по изучению новейшей тектоники нефтегазоносных бассейнов и перспективных районов страны для установления количественных связей нефтегазоносности недр с новейшими деформациями земной коры для целей количественной оценки перспектив нефтегазоносности и нефтегазогеологического районирования территории РФ на флюидодинамической основе моделирования УВ-систем глубинного абиогенно-мантийного происхождения нефти.

**Задача 8.** Математическое моделирование физико-химических процессов нефтегазообразования и геолого-физических условий нефтегазонакопления в земной коре и верхней мантии и программные средства моделирования УВ-систем глубинного абиогенно-мантийного происхождения.

**Пути решения.** Программная реализация методов прогнозирования нефтегазоносности недр, количественной оценки нефтегазоносности локальных объектов и нефтегазогеологического районирования территорий на основе теории глубинного абиогенно-мантийного происхождения нефти (программные средства семейства DV, разработанные в ЦГЭ).

**Задача 9.** Методы и технологии поисков, разведки и освоения глубинной нефти.

**Пути решения.** Обоснование структурных признаков проницаемости земной коры на основе связей локальных зон растяжения со сдвигами фундамента, и разработка научных основ технологического решения проблемы картирования очагов скрытой локализованной разгрузки глубинных флюидов и прогноза нефтегазоносности недр на вертикальных колоннах глубинного массопереноса.

**Задача 10.** Методы и технологии освоения месторождений глубинной нефти с учетом естественной возобновляемости их ресурсов.

**Пути решения.** Разработка и промышленное внедрение технологий воздействия на геосреду с целью восстановления (релаксации) ресурсов выработанных месторождений нефти и газа.

## **VII. РЕЗУЛЬТАТЫ АВТОРСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ПУТИ РЕШЕНИЯ СФОРМУЛИРОВАННЫХ ЗАДАЧ**



*Формулировка проблемы.* В условиях продолжающегося противоборства крайних точек зрения на генезис нефти<sup>9</sup> и выработки в рамках теории абиогенно-мантийного происхождения нефти единой концепции формирования залежей УВ как формы проявления «холодной» ветви глубинной дегазации Земли (Дегазация Земли, 2002-2011), на повестку дня встал практически важный вопрос разработки и внедрения методов и технологий картирования очагов скрытой разгрузки глубинных УВ в верхней части земной коры. Теоретическое и технологическое решение этой задачи подводит нас не только к решению вопроса об источниках и формах миграции УВ, но и приближает к прямому прогнозу нефтегазоносности недр на восходящих колоннах глубинных флюидопотоков.

*Направления научных исследований* в авторском представлении поиска путей решения в области происхождения нефти, прогнозирования нефтегазоносности недр, разработки методов и технологий поисков, разведки и освоения глубинной нефти сводятся к следующим основным положениям.

1. Первый этап сводится к созданию на основе накопленного знания о генезисе УВ и существующих гипотез неорганического происхождения нефти, включая развиваемую нами глубинно-фильтрационную модель нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции [45], полноценной системно-организованной научной теории глубинного абиогенно-мантийного онтогенеза нефти, как частной формы минералогенеза.

2. Распространение установленных связей пространственно-стратиграфического распределения УВ в осадочных бассейнах с активностью новейших деформаций и проницаемостью земной коры [33, 37, 41, 46], рассматриваемого нами как закон распределения УВ в недрах земной коры, на основные нефтегазоносные бассейны мира.

3. Изучение новейшей тектоники нефтегазоносных бассейнов и перспективных районов страны для установления количественных связей нефтегазоносности недр с новейшими деформациями земной коры для целей количественной оценки перспектив нефтегазоносности и нефтегазогеологического районирования территории РФ на неотектонической основе [33-35, 37, 39-41].

4. Разработка методов количественной оценки перспектив нефтегазоносности крупных территорий и отдельных локальных объектов [33, 35, 39, 40] как флюидодинамической основы моделирования УВ-систем глубинного абиогенно-мантийного происхождения [45].

5. Обоснование структурных признаков проницаемости земной коры на основе идей [38, 42-44, 47-49], демонстрирующих связи локальных зон растяжения и проницаемости земной коры для глубинных флюидопотоков с горизонтальными сдвигами фундамента, и разработка научных основ технологического решения проблемы картирования очагов скрытой локализованной разгрузки глубинных УВ-флюидов и прямого прогноза нефтегазоносности недр на вертикальных колоннах глубинного массопереноса [47, 49].

5. Программная реализация методов прогнозирования нефтегазоносности недр, количественной оценки нефтегазоносности локальных объектов и нефтегазогеологического районирования территорий [33, 35, 39, 40] на основе теории глубинного абиогенно-мантийного происхождения нефти [45].

*Методы и средства исследования.* Благодаря открытому на основе геологической интерпретации сейсмических данных МОГТ-3D глобальному проявлению новейшей сдвиговой тектоники в пределах разновозрастных осадочных бассейнов Земли [8, 48], и разработанной новой кинематической модели структур горизонтального сдвига [49], как основы деформационной ячейки для механизма формирования зон сдвига в условиях кинематической модели чистого сдвига, нами впервые обоснованы структурные признаки проницаемости земной коры для очаговой разгрузки глубинных флюидов и разработаны научные основы модели фильтрационной ячейки для механизма вертикальной фильтрации флюидов [48].

---

<sup>9</sup> Мнимое сближение крайних взглядов на основе идей полигенеза нефти, наблюдаемое с рубежа XX века, не более чем, тиражируемые в средствах массовой информации иллюзии, теряющих идейную чистоту сторонников гипотезы ОМП нефти.

Важное научно-прикладное и прогнозно-методологическое значение имеют полученные количественные связи нефтегазоносности недр с активностью новейших деформаций земной коры [34, 37, 41, 45], сформулированные нами как закон пространственно-стратиграфического распределения УВ в недрах земной коры [46], равно как и связи проницаемости земной коры с новейшими деформациями и неотектоническими структурами осадочных бассейнов, а также установленная структуро- и нефтегазоконтролирующая роль сдвигов фундамента, в совокупности, обеспечивающие новые методические и технологические решения в области прогнозирования нефтегазоносности недр и поисков глубинной нефти.

На основе глубинно-фильтрационной модели онтогенеза нефти [45] мы приблизились к пониманию природы и законов, по которым нефть формирует залежи, к пониманию того, как искать нефть, наконец, овладели методологией и инструментарием (методами и техническими способами), обеспечивающими решение прикладных задач нефтяной геологии на всех этапах освоения нефтегазоносных территорий. Авторская прогнозно-поисковая система (ППС) – это, основанные на геомеханических и тектонофизических законах деформаций горных пород и фильтрационных законах векторной флюидодинамики технические способы решения задач нефтяной геологии на всех этапах поисково-разведочных работ, которая обеспечивает решение триединого вопроса нефтегазовой геологии: что искать (нефть или газ), где искать (по площади и по разрезу) и как искать (методы и технологии прикладной геологоразведки). На практике реализацию ППС ограничивает только полнота исходных для прогноза данных, а для торжества идей недостает статистики тестирования методов и технологий ППС.

Все научно-методические и практические разработки автора, в том числе запатентованные, защищенные ноу-хау и подтверждающиеся многочисленными фонтанирующими скважинами, являются следствием длительного (начиная с 1978 г.) и непрерывного поиска геоструктурных признаков, определяющих нефтегазоносность недр, как формы реализации физических условий проницаемости земной коры [32, 33, 42-44, 47-49] для глубинных флюидопотоков. Современный уровень знаний, основанный на изучении сдвиговой тектоники осадочных бассейнов [48], приблизил нас к пониманию связанных с новейшими структурами растяжения [38] геоструктурных признаков проницаемости земной коры, и к созданию основ новой фильтрационной парадигмы поисков нефти на основе трехмерной геомеханической и кинематической модели структур горизонтального сдвига [47]. Результаты наших исследований позволяют утверждать, что, установлены признаки проницаемости земной коры, связанные со структурами растяжения земной коры на телах горизонтальных сдвигов фундамента новейшей активизации, и найдено практическое решение проблемы прогнозирования каналов скрытой разгрузки глубинных флюидов (в том числе УВ) в чехле и фундаменте осадочных бассейнов, обеспечивающее в совокупности технологическое решение проблемы прямых поисков нефти [42-44].

#### **VIII. ПРОГРАММА ИССЛЕДОВАНИЙ В РАМКАХ ПРОЕКТА «ГЛУБИННАЯ НЕФТЬ» ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПОИСКОВ И ОСВОЕНИЮ ГЛУБИННОЙ И СВЕРХГЛУБИННОЙ НЕФТИ**

*Формулировка проблемы.* Разработка эффективных методов и технологий прогнозирования нефтегазоносности недр, поисков, разведки и освоения месторождений глубинной и сверхглубинной нефти возможна только на основе нового теоретического базиса нефтегазовой геологии, основанного на теории глубинного абиогенно-мантийного происхождения нефти.

Доведение современного знания о глубинном генезисе нефти до законченной теории как руководящего и направляющего инструмента реализации предсказательной функции науки - дело будущего, а с учетом инерции процесса смены научных парадигм, может оказаться делом далекого будущего. В этой связи уже сегодня необходимо принять административное решение на уровне руководства страны и нефтегазовой отрасли по созданию института или научно-технологического центра (инкубатор научных идей) и научно-производственного объединения (инкубатор промышленных технологий) для ускоренного внедрения новых поисковых методов и технологий для освоения

глубинной нефти в нашей стране. Располагая теоретическими знаниями, методическими и технологическими решениями, мы можем обеспечить в обозримой перспективе (до 5 лет) выход на промышленное внедрение концепции поисков глубинной нефти. Более того, в рамках развития Проекта «Глубинная нефть» предлагается создание системы взаимосвязанных и достаточных для комплексного решения программы освоения глубинной нефти структурных подразделений, призванных возродить нефтяную отрасль на новом научно-технологическом уровне и обеспечить на перспективу основу энергетической безопасности и экономической независимости нашей страны.

Почему необходимо административное вмешательство в процесс на уровне руководства страны. Дело в том, что исторически в силу идеологического господства гипотезы ОМП нефти, в СССР финансирование теории и практики поисков глубинной нефти не осуществлялось и не осуществляется в настоящее время в России. По этой причине возникла гипертрофированная диспропорция в объемах финансировании и в количестве обслуживающих эти направления научных институтов и специалистов.

Как известно, поиски нефти в нашей стране до недавнего времени ограничивались глубинами деструкции органического вещества шкалы катагенеза (3-5 км) в интервале залегания пород осадочных бассейнов. В то же время случайно и вопреки теоретическим представлениям в России и в мире открыты сотни месторождений нефти и газа в фундаменте (в том числе гигантские), открываются залежи на предельно доступных для бурения глубинах осадочных бассейнов (до 10 км и более). Благодаря передовым технологиям сейсмической разведки, глубины осадочных бассейнов, доступных для поисков нефти, расширены до 30-35 км (Южно-Каспийская, Мексиканская и др.). Освоение осадочных бассейнов на таких глубинах невозможно на теоретической, технологической и инструментальной базе, доставшейся нам в наследство от гипотезы ОМП нефти.

В рамках авторской концепции освоения глубинной нефти мы предлагаем новую градацию скважин по глубине забоя (и соответствующую градацию вскрываемых ими залежей):

- 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.

Есть все основания полагать, что реализация программы поисков и освоения глубинной нефти за счет сверхглубокого, глубинного и даже сверхглубинного бурения в пределах старых районов нефтедобычи со сложившейся производственной инфраструктурой, может оказаться экономически выгоднее дорогостоящих проектов освоения арктического шельфа и проектов глубоководного океанического бурения. Пришло время методологического, технологического и инструментального перевооружения нефтяной отрасли на основе новой теоретической парадигмы нефтегазовой геологии.

*Альтернативы угрозам энергетической независимости РФ.* В последнее время в связи с поисками альтернативных источников энергоресурсов в условиях углубляющегося кризиса мировой экономики наметился заметный интерес западных нефтяных и сервисных компаний и обслуживающих их ученых к достижениям отечественной науки в области теории глубинного абиогенно-мантийного происхождения нефти, что ранее на Западе, отличающемся исключительным консерватизмом и устойчивым неприятием учения об абиогенно-мантийном происхождении нефти, не наблюдалось. Как это было во все времена, процесс заимствования отечественного опыта и знаний происходит по схеме скрытого плагиата и придания нашим достижениям своего авторства (например, T.Gold). Происходит активное заимствование отечественных достижений и осуществляется финансирование программ по изучению глубинной нефти (проект Deep Oil), при практически полном отсутствии представительства российских ученых в этом процессе. Потеря приоритета в области теории происхождения нефти и лидерства в

области энергообеспечения недопустимая роскошь для нашей страны, имеющей двухвековую историю плюрализма в вопросах происхождения нефти.

В связи с вызовами современности и в связи с огромным научным заделом, созданным советским научным сообществом в области теории абиогенно-мантийного происхождения нефти, а также методов и технологий поисков нефти, необходимо принятие государственной программы по обеспечению поисков и освоению глубинной (10-20 км) и сверхглубинной (>20 км) нефти в нашей стране. Реализация федеральной программы «Глубинная нефть» предполагает создание научно-производственного объединения (НПО), включающего научно-исследовательские лаборатории, опытно-конструкторские бюро, геологоразведочные партии, и производственные подразделения, структурно и организационно объединенные единым руководством в рамках научно-технического центра (института) на базе специализированного технопарка. В состав НПО «Глубинная нефть» необходимо включить испытательные полигоны, предоставляемые отечественными нефтяными компаниями на своих месторождениях, для промышленного внедрения передовых технологических решений. Реализация программы «Глубинная нефть» способна обеспечить в кратчайшие сроки (5 лет) решение основных теоретических, методических и технологических вопросов (включая программное, техническое и аппаратное обеспечение) поисков глубинной нефти и предполагает в среднесрочной перспективе (10 лет) переход на промышленной основе к внедрению методов и технологий прямых поисков глубинной нефти на территории РФ. Реализация программы «Глубинная нефть» по поискам и освоению глубинной нефти послужит локомотивом для возрождения и модернизации всей промышленности России на новом технологическом уровне.

**Вместо заключения.** Без возрождения геологии нефти на основе теории глубинного абиогенно-мантийного происхождения нефти нашей стране, вопреки прогнозам авторов «Энергетической стратегии России на период до 2030 года», в пророчествах западных нефтяных экспертов после 2020-30 гг. не останется места даже в списке сырьевых придатков цивилизации.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРА

1. Бойко Г.Е. Прогнозирование нефтегазоносности по генетическим показателям. Киев, 1982. – 252 с.
2. Варламов А.И., Лоджевская М.И. Угледородный потенциал глубоководных отложений осадочного чехла нефтегазоносных бассейнов мира // Тезисы Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти, 1-е Кудрявцевские чтения. Москва, ЦГЭ, 22-25 октября 2012. М., ЦГЭ, 2012. – С. 244-246.
3. Валяев Б.М. Угледородная дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений // Геология нефти и газа. 1997. – № 9. – С. 30-37.
4. Войтов Г.И. Две независимые оценки квоты абиогенного углерода в биосфере // Владимир Борисович Порфирьев. Ученый, геолог, педагог, человек. – Киев. Научное издание Института геологических наук НАН Украины, 2000. – С. 75-88.
5. Гаврилов В.П. Мобилистские идеи в геологии нефти и газа. Геология нефти и газа. 2007. - №2. – С. 15-25.
6. Геохимическая специфика нефти и происхождение ее месторождений // Маракушев А.А., Писоцкий Б.И., Панеях Н.А., Готтих Р.П. Доклады академии наук, 2004. – Т. 398, № 6. – С. 1-5.
7. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник // О.К.Баженова, Ю.К.Бурлин, Б.А.Соколов, В.Е.Хаин; Под ред. Б.А.Соколова. – 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Издательство МГУ; Издательский центр «Академия», 2004. – 415 с.
8. Гогоненков Т.Н., Кашик А.С., Тимурзиев А.И. Горизонтальные сдвиги фундамента Западной Сибири. Геология нефти и газа. – 2007. – № 3. – С. 3-11.
9. Гожик П.Ф., Краюшкин В.А. О жизни, творчестве и научном наследии академика В.Б.Порфирьева // Владимир Борисович Порфирьев. Ученый, геолог, педагог, человек. – Киев. Научное издание Института геологических наук НАН Украины, 2000. – С. 14-46.
10. Гуревич А.Е. Процессы миграции подземных вод, нефтей и газов. М., Недра. 1969. – 256 с.
11. Дьяков Б.Ф. «Микронепфть» - еще не нефть. Геология нефти и газа. 1988. – № 1. – С. 33-39.
12. Дьяков Б.Ф. Современное состояние теории осадочно-миграционного происхождения нефти и газа. - Геология нефти и газа. 1986. – № 29. – С. 9-11.

13. Еременко Н.А. Развитие принципов теории формирования залежей углеводородов. Геология нефти и газа. 1984. – № 12. – С. 18-24.
14. 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.
15. Иванов К.С., Федоров Ю.Н., Петров Л.А., Шишмаков А.Б. О природе биомаркеров нефти // Доклады АН, 2010. – Т. 432, № 2. – С. 227-231.
16. Каракин А.В., Курьянов Ю.А., Павленкова Н.И. Разломы, трещиноватые зоны и волноводы в верхних слоях земной оболочки. М. Государственный научный центр Российской Федерации – ВНИИгеосистем, 2003. – 231 с.
17. Карпов И., Зубков В.С., Степанов А.Н., Бычинский В.А. Ремейк термодинамической модели системы С-Н Э.Б. Чекалюка // Доклады РАН, 1998. – Т. 358, № 2. – С. 222-225.
18. Краюшкин В.А. Абиогенно-мантийный генезис нефти. - Киев: Наук. думка, 1984. - 176 с.
19. Краюшкин В.А., Тимурзиев А.И. Геологические доказательства глубинного небиогенного происхождения нефти // Тезисы Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти, 1-е Кудрявцевские чтения. Москва, ЦГЭ, 22-25 октября 2012. М., ЦГЭ, 2012. – С. 292.
20. Кропоткин П.Н. Профессор Н.А.Кудрявцев (1893-1971) и развитие теории происхождения нефти и газа. Бюллетень общества испытателей природы. Отделение геологическое. 1995. – Т. 70, Вып. 1. – С. 91-96.
21. Кудрявцев Н.А. Состояние вопроса о генезисе нефти на 1966 г. // Докл. на Всесоюз. совещ. по генезису нефти и газа, г. Москва, февраль 1967 г. Генезис нефти и газа. Изд-во «Недра», Москва 1967. – С. 262-292.
22. Кудрявцев Н.А. Генезис нефти и газа // Труды Всесоюзного нефтяного научно-исследовательского геологоразведочного института (ВНИГРИ). – Л., Недрa, 1973. – Вып. 319. – 216 с.
23. Линецкий В.Ф. Современные представления о миграции нефти согласно гипотезе нефтематеринских свит // Условия формирования и закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений на Украине. Мат. Республ. совещ., Львов, 14-17 декабря 1965 г. Киев, Наук. Думка, 1967. – С. 60-71.
24. Опарин А.И. Возникновение жизни на земле. М., Изд-во АН СССР, 1941. – 360 с.
25. Перродон А. История крупных открытий нефти и газа: Пер. с англ.-М.: Мир, 1994. – 255 с.
26. Плотникова И.Н. Биомаркеры нефти как критерий ее миграции по осадочным породам // Тезисы Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти, 1-е Кудрявцевские чтения. Москва, ЦГЭ, 22-25 октября 2012. М., ЦГЭ, 2012. – С. 169-170.
27. Порфирьев В.Б., Линецкий В.Ф. Вопросы миграции нефти. Труды Львовского геологического общества. Геология нефти, выпуск 2. Харьков. Изд-во Харьковского государственного ун-та, 1952. – 161 с.
28. Порфирьев В.Б. Природа нефти, газа и ископаемых углей. Избранные труды. В двух томах. Т. 1. Нефть и уголь - каустобиолиты. - 224 с. Т. 2. Абиогенная нефть. - 216 с. Киев: Наук. Думка, 1987.
29. Резников А.Н. Геосинергетика нефти и газа. – Ростов-на-Дону: Изд-во «ЦВВР». – 303 с.
30. Соколов Б.А. Новые идеи в геологии нефти и газа: Избранные труды. – М.: Изд-во МГУ, 2001. – 480 с.
31. Термодинамический критерий метастабильного состояния углеводородов в земной коре и верхней мантии // Карпов И.К., Зубков В.С., Степанов А.Н. и др. Геология и геофизика, 1998. Т.39, №11. – С.15-28.
32. Тимурзиев А.И. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа в низкопроницаемых коллекторах (на примере Южного Мангышлака). - Геология нефти и газа, 1985. – №1. – С.9-16.
33. 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.
34. Тимурзиев А.И. Влияние неотектонических факторов на нефтегазоносность Мангышлака // Известия АН СССР. Сер. Г., 1988. – №4. – С. 98-108.
35. Тимурзиев А.И. Методика оценки нефтегазоносности локальных структур (на примере Южного Мангышлака) // Геология нефти и газа, 1988. – № 2. – С. 13-16.
36. Тимурзиев А.И. Строение и формирование резервуаров и ловушек в доюрском комплексе Мангышлака. - Геология нефти и газа, 1989. – № 9. – С. 16-21.
37. Тимурзиев А.И. Новое в закономерностях пространственного размещения и стратиграфической локализации УВ в недрах Мангышлака // Докл. АН СССР, 1989. - Т. 309, № 6. - С. 1438-1442.
38. Тимурзиев А. И. Обоснование структурно-геоморфологического метода прогноза локальных зон новейшего растяжения // Сов. геология, 1989. – № 1. – С. 69-79.

39. Тимурзиев А.И. Методика количественной оценки нефтегазоносности локальных структур //Геология нефти и газа, 1993. – № 4. – С. 17-21.
40. Тимурзиев А.И. Прогнозирование нефтегазоносности на основе связей физических полей с новейшими структурами земной коры //Геология нефти и газа, 2004. – № 4. – С. 39-51.
41. Тимурзиев А.И. Модели распределения ресурсов УВ и новые подходы к принципам нефтегазогеологического районирования. - Дегазация Земли. М.: ГЕОС, 2006. – С. 254-258.
42. Тимурзиев А.И. Структура и флюидодинамика очагов разгрузки глубинных геофлюидов в земной коре. - Дегазация Земли. М.: ГЕОС, 2006. – С. 258-261.
43. Тимурзиев А.И. Структура проницаемости земной коры и технологическое решение проблемы картирования очагов локализованной разгрузки глубинных флюидов. - Тезисы докладов Всероссийской конференции «Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. Теоретические и прикладные аспекты». М., ГЕОС, 2007. – С. 238-239.
44. Тимурзиев А.И. От технологии поисков локальных структур к новой парадигме прямых поисков нефти. - Тезисы докладов Всероссийской конференции «Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. Теоретические и прикладные аспекты». М., ГЕОС, 2007. – С.239-240.
45. Тимурзиев А.И. К созданию новой парадигмы нефтегазовой геологии на основе глубинно-фильтрационной модели нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции. – Геофизика, №4, 2007. – С. 58 – 69.
46. Тимурзиев А.И. Новейшая тектоника и нефтегазоносность Запада Туранской плиты. – Геология нефти и газа, 2006. – № 1. – С.32-44.
47. Тимурзиев А.И. Технология прогнозирования трещиноватости на основе трехмерной геомеханической и кинематической модели трещинного коллектора (на примере месторождения Белый Тигр). – Геофизика, 2008. – № 3. – С. 41-60.
48. 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.
49. Тимурзиев А.И. Новая кинематическая модель сдвигов. - Доклады АН РФ, 2009. – Т. 428, №4. – С. 542-546.
50. Тимурзиев А.И. Современное состояние гипотезы осадочно-миграционного происхождения нефти (вопр. миграции УВ). – Геол., геофизика и разработка нефтегазовых м-ний. ВНИИОЭНГ, 2009. – № 12. – С.30-38.
51. Уриссон Г., Альбрехт П., Ромер М. Микробное происхождение горючих полезных ископаемых // В мире науки, 1984. – № 10. – С. 18-26.
52. Федоров Ю.Н., Иванов К.С., Ерохин Ю.В., Ронкин Ю.Л. Неорганическая геохимия нефти Западной Сибири (первые результаты изучения методом ICP-MS) // Доклады РАН, 2007. – Т. 414, № 3. – С. 385-388.
53. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. М., Недра, 1965. – 195 с.
54. Чекалюк Э.Б. Нефть верхней мантии. Мат. Республ. совещ. "Условия формирования и закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений на Украине", Львов, 14-17 декабря 1965 г. Киев. Наук. Думка, 1967. – С. 35.
55. Эйгенсон А.С. О количественном исследовании формирования техногенных и природных углеводородных систем с помощью методов математического моделирования // Химия и технология топлив и масел. 1990 – № 9. – С. 3-8; № 12. – С. 19-25; 1991. – № 5. – С. 19-26.
56. Barker C, Dickey P.A. Hydrocarbon habitat in main producing areas, Saudi Arabia //Ater. Assoc. Petro1. Geo1. Bull. - 1984. Vol. 68, № 1. - P. 108-109.
57. Masters J.A. Deep Basin gas trap, West Canada // Oil and Gas Journal. - 1978. Vol. 76, №38. P. 226-241.
58. Operators report string of Gulf of Mexico discoveries. Oil & Gas Journal. Feb. 16.2009 - P.35.

**A.I.Timurziev**

**STATE OF THE ART OF THE THEORY OF AN ORIGIN AND PRACTICE FOR SEARCHES OF OIL: ON THE WAY TO CREATION OF THE SCIENTIFIC THEORY OF FORECASTING AND SEARCHES OF DEEP OIL**

In the article, some aspects of state of the art of a theory of oil origin, practice and methodology of searches for oil are esteemed, and also the primary goals of forthcoming studies within the limits of the project «Deep oil» which one component is the organization and conducting of conference «Kudrjavitsevsky Readings» are discussed. Within the framework of consideration of a modern condition of theory of origin of oil furnished proofs of deep genesis of

hydrocarbons. Questions of a condition of practice and methodology of searches of oil are considered, problems of forthcoming researches in development theories of an origin of oil are formulated, and the program of researches is planned in the field of forecasting, methods and technologies of searches for oil, investigation and development of deep oil. The report is finished with the program of researches within the framework of the Project «Deep oil» on maintenance of searches and development of deep oil.

*Key words:* theory for origin of petroleum, practice and methodology of searches for oil, project «Deep oil», conference «Kudryavtsevsky Readings», deep oil.

**А.І. Тимурзієв**

**СУЧАСНИЙ СТАН ТЕОРІЇ ПОХОДЖЕННЯ ТА ПРАКТИКИ ПОШУКІВ НАФТИ: НА ШЛЯХУ ДО СТВОРЕННЯ НАУКОВОЇ ТЕОРІЇ ПРОГНОЗУВАННЯ ТА ПОШУКІВ ГЛИБИННОЇ НАФТИ**

У статті розглядаються деякі аспекти сучасного стану теорії походження нафти, практики та методології пошуків нафти, а також визначено основні завдання майбутніх досліджень в рамках проекту «Глибинна нафта», складовим елементом якого є організація і проведення конференції «Кудрявцівські читання». У рамках розгляду сучасного стану теорії походження нафти наводяться докази її глибинного генезису. Розглядаються питання стану практики і методології пошуків нафти, сформульовані завдання майбутніх досліджень з розвитку теорії глибинного походження нафти, визначена програма досліджень в галузі прогнозування нафтогазоносності надр, методів і технологій пошуків, розвідки й освоєння глибинної нафти. Представлені матеріали завершують програму досліджень в рамках Проекту «Глибинна нафта» щодо забезпечення пошуків і освоєння глибинної нафти.

*Ключові слова:* теорія походження нафти, практика і методологія пошуків нафти, проект «Глибинна нафта», конференція «Кудрявцівські читання», глибинна нафта.

ОАО «Центральная геофизическая экспедиция», Россия, г. Москва

А.И.Тимурзиев

E-mail: aitimutziev@cge.ru

Стаття надійшла: 22.06.2016