



**В.А.Карпов**  
заслуженный геолог РФ  
канд. геол.-мин. наук  
ООО ИИТиМУН  
начальник отдела технического  
консалтинга и исследований  
месторождений УВС  
эксперт России по недропользованию  
karпов@iitnedra

# О роли тектонического блендера в нефтегазоаккумуляции

*Большинство ловушек УВ являются тектонозависимыми под влиянием геодинамического поля (его составляющих). Испытав геодинамическую переработку, первичные ловушки УВ претерпели изменения различной глубины с образованием вторичных скоплений, став вместе с последними сейсмогенными, подчеркивая наличие связи сейсмичности недр и их нефтегазоносности. Изучение всех составляющих геодинамического поля должно быть направлено на выявление тектонического блендера, определяющего судьбу первичных и вторичных скоплений УВ*

*The majority of the hydrocarbon (HC) traps is tectonically dependent and influenced by the geodynamic field (its components). After geodynamic transformation, original primary traps changed to various degrees and formed secondary accumulations, both becoming seismogenic, which emphasizes connection between seismicity and HC bearing capacity. Analysis of geodynamic field's components should be directed at recognition of the tectonic blender, defining development of primary and secondary HC traps*

**Ключевые слова:** тектонозависимые ловушки УВ, тектоническая трещиноватость, сейсмическое, тепловое, грави- и магнитное поля, тектоноблендер, нефтегазоносность

**Keywords:** tectonically dependent hydrocarbon traps, tectonic fractures, seismic, thermal, gravitational and magnetic fields, tectonic blender, oil and gas bearing capacity

**З**накомство с тезисами докладов, представляемых на Кудрявцевские чтения (22–25 октября 2012 г.), может вселить тревогу сходством с подготовкой однопартийного съезда, тенденцией перехода от одной крайности к другой в период, когда органическая гипотеза испытывает определенный кризис, переживает не лучшие времена.

Спор «органиков» и «неоргаников» не завершен, а значит, генезис скоплений УВ пока не очевиден. Как те, так и другие находят аргументы в пользу своей гипотезы, как правило, в одних и тех же регионах, в одних и тех же нефтегазоносных комплексах, в образцах, пробах одних и тех же пород и флюидов по одной простой причине: в большинстве случаев мы имеем дело с УВ смешанного типа.

Автор этих строк в течение 40 и более лет изучал геологический материал, руководил процессом изучения геологии и нефтегазоносности в различных регионах (Припятский прогиб, север Афганистана, Западная и Восточная Сибирь, Ненецкий автономный округ) и везде наблюдал то или иное влияние разломов на нефтегазоносность. В итоге возникло устойчивое мнение, а вслед за ним и насущная потребность в признании роли тектонического блендера – природного образования, обеспечивающего формирование окончательной картины распределения скоплений УВ.

Большой спектр ловушек УВ различного генезиса (структурные, литологические, стратиграфические, тектонически экранированные и др.) имеет объединяющую черту: в определенный период они испытывали весьма радикальные и во многом схожие преобразования в пределах определенного ограниченного пространства и являются **тектонозависимыми**. Первичные условия образования пород-коллекторов имеют влияние на конечный их облик, но в течение истории тектонического развития структуры они становятся подчиненными, а в ряде случаев – незначимыми.

Иными словами, палеогеографические, палеофациальные, палеоструктурные и прочие подобные исследования, реконструирующие первичные параметры фильтрационно-емкостных свойств пород, не имеют смысла и практической ценности без оценки последствий более поздних этапов тектонического развития региона. Только положительные структуры древнего заложения и длительного конседиментационного унаследованного тектонического развития контролируют участки с лучшими первичными коллекторскими свойствами и скопления УВ (и то не всегда).

Таких мест уже не найти в старых нефтегазоносных районах, а новых почти не осталось (за исключением континентального шельфа), т.е. как никогда становится актуальным переход к иной идеологии поиска УВ.

Сегодня в абсолютном большинстве случаев заложению поисковой скважины предшествует оценка структурной характеристики объекта, прогноз наличия пластов с оптимальными коллекторскими свойствами, покрышек (флюидоупоров), благоприятных термобарических условий преобразования ОВ (с точки зрения «органиков»). Последнее не всегда обязательно, поскольку, как правило, рассматриваются площади с уже доказанной нефтегазоносностью, и практикам уже все равно, какой генезис имеют УВ. Могут быть привлечены и результаты «прямых» методов прогноза нефтегазоносности (геофизических, геохимических), имеющих уточняющий характер, но не меняющий кардинально «антиклинальный» принцип размещения скважин.

Благодаря этой стратегии, неизменной в течение долгого времени, открыты разновеликие месторождения нефти и газа, приуроченные в основном к положительным структурам древнего заложения и длительного унаследованного тектонического развития, и, как правило, случайно были обнаружены нетипичные (неантиклинальные, «неструктурные») ловушки УВ, связанные с какой-либо особенностью строения природного резервуара УВ (литологией, несогласием, разломом и т.п.). При имеющейся разнице генетических особенностей, объединяло их (неантиклинальные ловушки) прямое или косвенное влияние **трещиноватости**, имеющей постседиментационную (тектоническую) природу.

Тектоническая трещиноватость, как известно, в первую очередь **функция сейсмичности**, т.е. геодинамическое поле, в котором происходят кардинальные и необратимые преобразования первичных пород-коллекторов, несет в себе, прежде всего, черты и последствия землетрясений, складывается из физико-химических полей, сопутствующих этим кратковременным, но весьма разрушительным природным процессам, происходящим в разломных образованиях.

Изучение природы геофизических полей в сейсмоактивных зонах, прежде всего, приводит к анализу динамики сейсмичности. В этой связи актуальной проблемой является изучение пространственно-временных закономерностей сеймотектонических процессов, включающих уточнение положений потенциальных сейсмогенерирующих зон, с оценкой макси-

мально возможной энергии землетрясений в данной области, параметров периодичности, если они существуют, структуры сейсмического поля на региональном и локальном уровнях. В связи с этим в круг задач включены вопросы по построению геодинамических моделей сейсмических процессов и оценке их влияния на изменения геофизических полей. В результате таких исследований строятся модели процессов формирования физических полей вследствие глобальной, региональной и локальной сейсмичности [1].

В общем случае в разломной зоне происходит следующее: скольжению пород вдоль разлома вначале препятствует трение. Вследствие этого энергия, вызывающая движение, накапливается в форме упругих напряжений пород. Когда напряжение достигает критической точки, превышающей силу трения, происходит резкий разрыв пород с их взаимным смещением; накопленная энергия, освобождаясь, вызывает волновые колебания поверхности земли – землетрясения.

## **Геодинамическое поле включает сейсмическое, тепловое, гравитационное и магнитное поля, каждое из которых в сочетании с другими обуславливает главные условия нефтегазонакопления**

Реконструкция палеотектонической, палеоструктурной, палеогеографической обстановки с целью прогноза генезиса ловушки УВ мало эффективна без воссоздания, без элементарной оценки роли (палео)сейсмических процессов. По большому счету противостояние «органиков» и «неоргаников» затянулось именно из-за недоучета этой роли.

Замечено, что большинство землетрясений (почти 95%) происходит по краям плит, у краев палеоплит сформировано и большинство месторождений УВ.

Перед отдельными землетрясениями повышается напряженность магнитного поля и электропроводимость пород. Земное магнитное поле может испытывать локальные изменения из-за деформации горных пород и движений земной коры. Согласно модели лавиноустойчивого трещинообразования, изменение скоростей сейсмических волн можно объяснить развитием ориентированной системы трещин, которые взаимодействуют между собой и по мере роста нагрузок начинают сли-

ваться. Процесс приобретает лавинный характер. На этой стадии материал неустойчив, происходит локализация растущих трещин в узких зонах, вне которых трещины закрываются. Эффективная жесткость среды возрастает, что приводит к увеличению скоростей сейсмических волн. Изучение явления показало, что отношение скоростей продольных и поперечных волн перед землетрясением сначала уменьшается, а затем возрастает. Сильные землетрясения могут ощущаться на расстоянии тысячи и более километров.

Установлено, что появление на периферии линейных зон повышенной сейсмичности и мощных разгрузок флюидов выдержанных комплексов осадочных пород сопровождается повышением их нефтегазоносности, несмотря на сравнительно высокую их сейсмичность (5–8 баллов). В пределах этих областей сосредоточено основное количество нефтегазоносных бассейнов, т.е. устанавливается **эмпирическая связь между сейсмичностью недр и их нефтегазоносностью** [2].

В этом отношении примечательно также следующее: в западной части Южного Каспия наблюдаются очаги разгрузки пластовых флюидов в структурах осадочного чехла. Режим этой разгрузки регулируется сейсмичностью земной коры Южно-Каспийской тектонической впадины, при этом суммарная оценка естественного выброса нефти в море варьирует в количестве от 6,8 до 44,5 т в день или от 2,5 до 16 тыс. т нефти в год. Ретроспективный анализ сейсмологического материала показывает, что аварии на буровых платформах и установках часто происходят в период подготовки землетрясений и извержения грязевых вулканов. Сопоставление дат аварий с датами сильных землетрясений убеждает в том, что периоды активности грязевых вулканов и появление пятен на поверхности моря хорошо коррелируют друг с другом [3].

Современные точные приборы фиксируют ежегодно более 100 тыс. землетрясений на нашей планете, из них примерно 100 бывают разрушительными. Учитывая пространственную соподчиненность гипоцентров землетрясений и нефтескоплений, можно утверждать, что последние с определенным постоянством и периодичностью находятся и находились в поле влияния различной интенсивности первых, особенно, если принять во внимание скорость и дальность распространения сейсмических волн.

В общем случае **геодинамическое поле** включает сейсмическое, тепловое, гравитационное и магнитное поля, каждое из которых в сочетании

с другими обуславливает главные условия нефтегазонакопления и **определяет критерии прогнозирования ловушек УВ**. Сейсмическое поле регулирует волновые воздействия на породы и флюиды, отвечает за геомеханические, тектонофизические последствия землетрясений. Поле силы тяжести отражает вторичные разуплотнения в разломных (приразломных) зонах, выявляющиеся в виде локальных гравиминимумов. В магнитном поле выделяются активные разломные зоны в виде аномалий с повышенной магнитной напряженностью. Тепловое поле содержит положительные температурные аномалии, коррелируемые с активными разломами.

Испытав геодинамическую переработку, первичные ловушки УВ претерпели изменения различной глубины с образованием вторичных скоплений, став вместе с последними в определенной и разной мере сейсмогенными, тектонозависимыми. Залежи, приуроченные к поднятиям древнего заложения и длительного унаследованного развития при условии сохранения унаследованности, сохраняют свое положение, объем и геометрию. Но нередко эти поднятия по активному разлому ассоциируют с отрицательными структурами, которые являются «агрессорами» по отношению к первичной залежи, и **в момент последней активизации разлома происходит частичное или полное ее разрушение с образованием вторичных залежей в приразломной зоне отрицательной структуры** [4].

Во многих регионах геологи сталкиваются со следующей необычной ситуацией: продуктивный пласт через глинистую перекрывающую перемычку небольшой толщины соседствует с водоносным горизонтом, при этом последний имеет не худшие коллекторские свойства, а перемычка не имеет характеристик флюидоупора. Наиболее реальное объяснение этому явлению заключается в селективном влиянии геодинамического поля на сближенные пласты с различными физико-механическими характеристиками, с различными толщинами: максимальная интенсивность трещиноватости приурочена к более чистым разностям песчаников, карбонатов и более тонким их слоям при прочих равных условиях. И это, как правило, подтверждается фиксацией в таких пластах минимальных приведенных пластовых давлений [5], меньших, чем в верхнем водоносе.

В отличие от горных пород, флюидная среда емкостного пространства находится в неустойчивом состоянии и сильнее подвержена дистанционному влиянию. Она более чувствительна к внешним сейсmodинамическим

воздействиям небольшой мощности. Даже незначительные упругие колебания способны вызвать изменение фазового состояния системы, а миграционные способности большинства смесей УВ позволяют им перемещаться в этих условиях на значительные расстояния.

Высвобождение запасенной горными породами различных видов энергии (акустическая эмиссия, электромагнитное излучение, сейсмическая вибрация, ударная) обуславливает флуктуацию различных параметров системы «горные породы – органическое вещество – флюиды», в том числе и емкостно-фильтрационных [6].

Формирование скоплений УВ связано на больших глубинах с быстропотекающими геодинамическими процессами. Земная кора характеризуется неравномерным распределением напряжений, и в местах концентрации напряжений происходит разрушение минерального каркаса с новообразованием пустотного пространства и общим увеличением объема пород (дилатансия). Дилатансия сопровождается импульсным выделением энергии в виде поля напряжения. Волны напряжения перераспределяют энергию на значительные расстояния от источника возбуждения и формируют сложную систему радиальных и кольцевых трещин, **при повторных актах импульсного высвобождения энергии трещинная система работает как природный насос по перекачке флюидов** [6].

## **В период землетрясения разломная зона становится местом развития природных вакуумных образований (дилатансии), волновых воздействий, аномальной прогретости и магнитной напряженности, что обеспечивает и способность УВ к эмиграции**

Установлена сопряженность скоплений УВ с наиболее активно развивающимися глубинными разломами, динамика которых проявляется в высокоградиентных современных вертикальных и горизонтальных движениях земной поверхности и изменениях во времени геофизических полей.

Миграция флюидных систем в глубоких горизонтах осадочного чехла и вблизи его поверхности установлена геохимическими исследованиями.

Несомненна приуроченность высокопроницаемых пород к зонам современной сейсмической неустойчивости. Геометрия проявления этих процессов в пространстве имеет чаще локализованный субвертикальный, а не строго линейно-плоскостной характер. Современные глубинные геодинамические и флюидодинамические процессы определяют очаговую генерацию УВ и создают залежи нефти и газа с большим разнообразием форм и фазовых соотношений [7].

До сих пор уязвимым местом органической гипотезы образования нефти остается вопрос о факторах первичной миграции (эмиграции). Сторонники неорганического генезиса нефти вообще отрицают всякую возможность ее эмиграции из нефтематеринских пород. Учет сейсмичности неизбежно должен привести к сближению этих точек зрения. На этапе пассивного тектонического развития, действительно, эмиграция УВ маловероятна,

## **Высокая активность флюидных систем создает повышенный температурный фон в зоне нефтегазонакопления. Температура залежей нефти в глубоких горизонтах систем, доступных для бурения, иногда превышает 200 °С**

но в период землетрясения разломная зона становится местом развития природных вакуумных образований (дилатансии), волновых воздействий, аномальной прогретости и магнитной напряженности, что обеспечивает разность энергетических потенциалов, значительно превосходящую потенциал архимедовых сил, и способность УВ к эмиграции.

Считается, что миграция флюидов по пластам-коллекторам в значительных масштабах становится возможной при наличии наклона пласта 1–2 м/км, что создает достаточные условия для перемещения нефти и газа под действием гравитационных сил, выражающегося во всплывании их в водонасыщенных породах. Но при активизации разлома вторичная миграция опять же обязана преимущественно дилатансии пород, аномальной прогретости, волновым колебаниям и возникшему при землетрясении аномальному электромагнитному полю [4]. Завершение активной фазы и начало очередного пассивного этапа развития тектонического элемента отмечается релаксацией зоны дилатансии, что в совокупности с харак-

тером пород вверх по восстанию новообразованного природного резервуара определяет степень сохранности вторичной залежи.

Изменение геометрии и вещественного состава этой залежи идет по сценарию, характерному для пассивного этапа. Латеральная и вертикальная миграция за счет архимедовых сил завершают формирование рисунка распределения УВ до очередного этапа активизации тектонических движений, когда восходящие потоки газожидкостных масс сменяются иными (преимущественно нисходящими) – по направлению к очагам дилатантных изменений (к пьезоминимумам). И это может происходить неоднократно: количество чередований пассивных и активных фаз (этапов) определяется конкретной историей развития каждого тектонического элемента. Современный облик распространения месторождений (залежей) УВ зависит от этой истории, но главным образом от последней пары фаз – активной и пассивной [8].

М.В. Багдасарова считает, что анализ имеющейся информации позволяет утверждать о реализации в природе взаимодействия тектонических подвижек, приводящих к сжатию и растяжению в зонах разломов и внедрению и перераспределению флюидов, сопровождающимся их фазовыми переходами и расслоением. Эти процессы особенно четко проявляются в сейсмоактивных областях (Терско-Каспийском прогибе, Сахалине, Предкарпатье и др.), где распространены месторождения с высокими флюидодинамическими параметрами. Наиболее типичными в этом отношении являются многопластовые месторождения на Терском хребте (Малгобек-Вознесенское, Эльдаровское, Брагунское и др.). Они распространены как в Терско-Сунженском районе, так и в Предгорном Дагестане [9], что иллюстрировано схематической флюидодинамической моделью такого типа на примере Эльдаровского месторождения на Терском хребте (*рис. 1*).

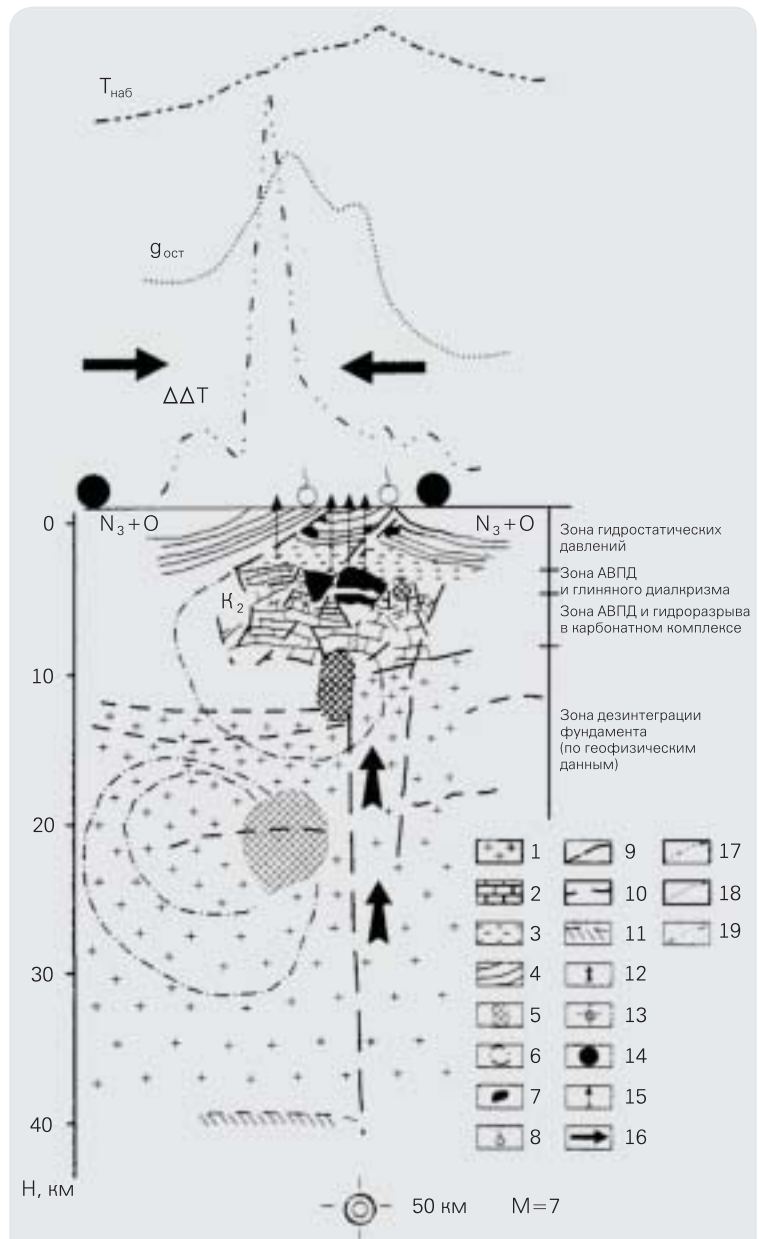
Как известно, эти месторождения контролируются глубинными разломами, способствующими развитию трещиноватости и сильной раздробленности фундамента и мезозойского карбонатного комплекса. Последний содержит узкие протяженные залежи нефти массивного типа высотой более 1200 м. Трещиноватость коллектора неравномерная, и на участках, где имеются поперечные нарушения (выраженные в структуре поверхности верхнемеловых известняков), она увеличивается, что определяет и более высокие дебиты скважин. Признаки внедрения флюидов легко обнаруживаются по характеру температурного

поля, углеводородному составу нефти и др. Флюидодинамика Терского хребта сопровождается интенсивной динамикой литосферы в целом. Помимо землетрясений, очаги которых часто располагаются под Терским хребтом на глубине до 50 км (Эльдаровское землетрясение 1913 г.), для этой зоны характерны высокоградиентные современные вертикальные движения земной поверхности и общий подъем хребта.

Высокая активность флюидных систем создает повышенный температурный фон в зоне нефтегазонакопления. Температура залежей нефти в глубоких горизонтах таких систем (доступных для бурения) иногда превышает 200 °С, а постоянные вертикальные перетоки в месторождении создают на одинаковой глубине значительные разности температур. Например, в пределах Терского хребта разница температуры на глубине –3000 м в залежах Эльдаровского месторождения достигает 20 °С, а максимальные значения отмечаются вблизи проводящих разрывных нарушений [9].

Приведенный рисунок примечателен тем, что на нем показаны зоны разуплотнения по данным гравиметрии и изучения современных движений, которые совместно с разломной зоной можно представить в виде тектонического блендера, способного за счет нисходящей фильтрации флюидов образовать скопления УВ ниже уровня с установленной продуктивностью (в том числе в фундаменте) и являться причиной восполнения запасов УВ [4, 8, 10].

Реальность модели тектоноблендера подтверждает запатентованный способ разработки углеводородной залежи, включающий вибросейсмическое воздействие, отбор нефти через добывающие скважины и закачку рабочего агента через нагнетательные скважины. Выделяют зоны разломов с субвертикальной трещиноватостью, образующей гидродинамические связи кристаллического фундамента с коллектором продуктивного пласта, выбирают в этих зонах возбуждающие скважины, определяют общую для всех возбуждающих скважин резонансную доминантную частоту воздействия и формируют интенсивное волновое поле в направлении субвертикальных каналов подпитки к глубинным зонам генерации углеводородов. Интенсивное поле формируют в активных зонах с развитой трещиноватостью возбуждающими скважинами дилатансионно-волнового воздействия или другими скважинными виброисточниками низкой частоты и большой мощности, работающими на одной доминантной частоте, задают соответствующие начальные сдвиги фаз между колебаниями (Хисамов Р.С.,



**Рис. 1.** Геодинамическая характеристика месторождений УВ с активной флюидодинамической системой (на примере Эльдаровского месторождения, по М.В. Багдасаровой, 2001):

1 – кристаллический фундамент; 2 – карбонатный комплекс мезозоя; 3 – глинистая толща майкопа, 4 – песчано-глинистая толща неогена; 5 – зоны разуплотнения пород осадочного чехла и фундамента по данным интерпретации современных движений земной поверхности; 6 – зоны разуплотнения по данным гравиметрии; 7 – нефтяные залежи; 8 – выходы на поверхность горячих вод с нефтепроявлениями; 9 – разломы осадочного чехла и фундамента; 10 – сейсмические границы по данным МОВЗ; 11 – предполагаемая граница поверхности Мохоровичича, 12 – направление флюидоперетоков; 13 – очаг Эльдаровского землетрясения 1913 г.; 14 – пункты светодальномерных измерений, 15 – глубокие скважины; 16 – направление горизонтальных перемещений, 17 – наблюдаемое магнитное поле; 18 – кривая остаточного гравитационного поля; 19 – изменение магнитного поля во времени

Ащепков Ю.С., Ащепков М.Ю., Муслимов Р.Х. Патент RU №2377398).

Исследования [11] позволили сделать выводы: залежь УВ, расположенная в зоне влияния активного разлома, является индикатором геодинамических процессов, протекающих как внутри нее, так и за ее пределами, а по комплексу признаков временных изменений геофизических полей может быть определен контур продуктивности залежи УВ, что также свидетельствует в пользу реальности модели тектоноблендера.

Связь месторождений нефти и газа с рифтами (палеорифтами) неоднократно отмечалась многими исследователями. Все рифты характеризуются как чрезвычайно активные структуры литосферы. В сравнительно небольшом объеме осадочных образований (до 6% всего осадочного слоя коры) в рифтах концентрируется до 15% выявленных запасов углеводородов. Рифты характеризуются самой высокой концентрацией запасов на единицу объема осадочного чехла. При этом за относительно короткий промежуток геологического времени (несколько миллионов лет) могут сформироваться крупные залежи нефти и газа, как это имеет место в рифтовых структурах земной коры [12].

Очевидно, что определяя важнейшие направления ГРП на нефть и газ, следует, прежде всего, ориентировать их на изучение пограничных зон плит и внутриплитных динамически активных образований, среди которых наибольшими перспективами обладают рифты (палеорифты). В пределах новых районов – это, прежде всего, континентальный шельф, в пределах старых – это еще не изученные горизонты, находящиеся на больших глубинах и в пространственно-временной связи с вышелегающими продуктивными комплексами, а так же отрицательные еще не изученные структуры.

Как то, так и другое – весьма дорогостоящие мероприятия, риски которых можно минимизировать только путем создания и использования эффективной методики ведения нефтегазопроисковых работ, адаптированной к конкретным тектоническим условиям. Надо полагать, что в каждом конкретном регионе методика должна быть индивидуальной, но имеются общие принципы [8, 13]. И самое главное условие состоит в том, что бы **в основу методики картирования тектонозависимых (сейсмогенных) ловушек УВ был заложен**

**принцип мониторинга составляющих геодинамического поля.** Как известно, повторное нивелирование выявляет наиболее активные зоны современных вертикальных движений, сопоставление результатов дешифрирования разновременных аэрокосмоснимков позволяет трассировать тектонически активные линейменты на неотектоническом этапе. По аналогии повторные наблюдения за изменениями сейсмического, теплового и гравимагнитного полей должны способствовать выявлению и подготовке таких объектов под глубокое бурение.

Кроме того, методика должна включать следующее:

- исследования, направленные на изучение тектоники региона, на тектоническое районирование, на реконструкцию истории тектонического развития, на выделение этапов пассивного и активного развития, на трассирование тектонически (неотектонически) активных зон (линементов) как в прошлом, так и в настоящем;
- локальное прогнозирование ловушек УВ, предусматривающее выведение алгоритма, описывающего все происшедшие первичные седиментационные и вторичные тектонофизические (в т.ч. сопутствующие) процессы и определяющего координаты скопления УВ по площади и по глубине (по разрезу), с прогнозной оценкой его генезиса, геометрии и углеводородного потенциала;
- выделение зон потенциального накопления УВ на основе тектонического (а не сугубо структурного) анализа.

Изучение всех составляющих геодинамического поля прежде всего должно быть направлено на выявление тектонического блендера, определяющего судьбу первичных и вторичных скоплений УВ.

## Современный облик распространения месторождений УВ зависит от истории развития каждого тектонического элемента, но главным образом от последней пары фаз – активной и пассивной

При нефтегазопроисковых работах **не следует ограничиваться какой-либо одной теорией или гипотезой**, одной методикой поиска или локального прогноза, и тогда справедливыми окажутся слова американского геолога М. Хэлбути: «Я твердо убежден, что в будущем мы откроем в глобальном масштабе столько же

нефти и значительно больше газа, чем открыто сегодня. Я полагаю, что нас ограничивает только недостаток воображения, решительности и

технология». Иными словами: избежать угрозы дефицита нефти – это уйти от господства одной идеи, а точнее – от вакуума идей. ❊

### Литература

1. Трофименко С.В. Структура и динамика геофизических полей и сейсмических процессов в блоковой модели земной коры. Автореф... дис... д-ра геол.-мин. наук. Томск. 2011. Автореф... дис. канд. техн. наук.
2. Осика Д.Г. Формирование геохимических аномалий в пределах сейсмически активных областей и их обрамлений (применительно к поискам нефти и газа). Автореф... дис... д-ра геол.-мин. наук. 1990.
3. Иванов А.Ю., Голубов Б.Н., Затыгалова В.В. О нефтегазоносности и разгрузке подземных флюидов в южной части Каспийского моря по данным космической радиолокации // Исследования Земли из космоса. 2007. № 2. С. 62–81.
4. Карпов В.А. Разлом – как объект изучения при нефтегазопоисковых работах // Недропользование XXI век. 2011. № 6. С. 68–70. 2012. № 1. С. 74–78.
5. Карпов В.А., Колдашенко Т.В., Черевко Т.А. Перспективы нефтегазоносности девонских отложений южной части Припятского прогиба // Нефтегазоносность западных районов Европейской части СССР. М., ВНИГНИ. 1986. С. 46–53.
6. Абукова Л.А., Карцев А.А. Флюидные системы осадочных нефтегазоносных бассейнов (типы, основные процессы, пространственное распространение) // Отечественная геология. 1999. № 2. С. 11–16.
7. Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель С.Р. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов. Тюмень. 2003. 344 с.
8. Карпов В.А. К вопросу оптимизации методики нефтегазопоисковых работ // Недропользование XXI век. 2011. № 5. С. 72–75.
9. Багдасарова М.В. Особенности флюидных систем зон нефтегазонакопления и геодинамические типы месторождений нефти и газа // Геология нефти и газа. 2001. № 3. С. 50–56.
10. Карпов В.А. Перспективы выявления новых залежей нефти в пределах и вблизи старых месторождений // Нефтяное хозяйство. 2012. № 3. С. 20–23.
11. Паровышний В.А., Веселов О.В., Сеначин В.Н., Кириенко В.С. Временные изменения геофизических полей над газовой залежью // Тихоокеанская геология. 2008. Т. 27. № 4. С. 3–15.
12. Запывалов Н.П. Нефтегазоносность акваторий мира. Учебное пособие. Новосибирск. 2009.
13. Карпов В.А. Состояние и перспективы развития нефтегазопоисковых работ в Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2012. № 3.

### Руководителям компаний, геологических служб, геологам-экспертам

С 1992 года недропользование осуществляется в соответствии с законом РФ «О недрах». Несовершенство закона получает подтверждение до настоящего времени в постоянно вносимых в него поправках. Как следствие недостатков закона – проблемы лицензирования, отсутствие региональных обобщений и несовершенство региональных моделей, несовершенство локальных критериев прогноза месторождений полезных ископаемых и многое другое.

Редакция журнала «Недропользование-XXI век» открывает дискуссию по нормативно-правовым вопросам недропользования и приглашает Вас принять в ней участие. Мы готовы учесть любые дискуссионные вопросы, которые Вы сочтете необходимым сделать предметом обсуждения на страницах журнала. В качестве первоочередных вопросов предлагаем для рассмотрения следующее:

- Какие недостатки законодательного, нормативного, административного регулирования создают проблемы недропользования?
- Каких решений от регулирующих органов вы ожидаете для исправления негативной ситуации?

Будем очень признательны, если Вы найдете время и в срок до **24 сентября 2012 года** сочтете возможным передать в редакцию по электронной почте свои комментарии (желательно, объемом до 5000 знаков). Не забудьте сообщить сведения о себе и контактный телефон.

**А.И. Ежов**  
директор НП НАЭН