

УДК 553.98:550.8

А.Е. Лукин

О НОВЫХ ГЕНЕТИЧЕСКИХ ТИПАХ ПОРОД ЛИТОСФЕРЫ – ВАЖНЕЙШИХ ФАКТОРАХ ФОРМИРОВАНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

Давняя наука о трещинах приобрела особую актуальность в связи с освоением углеводородного потенциала глубокозалегающих комплексов, разуплотненных блоков кристаллического фундамента и нетрадиционных источников углеводородов (сланцевые нефть и газ, центральнобассейновый газ, угольный метан). Таким образом, нефтегазопромысловая геология стала одной из главных «точек роста», этого важнейшего направления на стыке разных научных дисциплин и технологий. Наряду с традиционными (тектонический, литогенетический, палеогеоморфологический), обоснована необходимость выделения и дальнейшего изучения новых генетических типов адиабатической трещиноватости, связанных с флюидодинамическими, сейсмогенными и физико-химическими факторами. Именно они играют главную роль в эффективном объемном разуплотнении плотных пород и формировании вторичных коллекторов нефти и газа.

Ключевые слова: трещины, генетические типы трещинообразования, коллекторы нефти и газа, разуплотнение, нетрадиционные источники углеводородов.

Трещины – разрывы сплошности породных тел, перемещения по которым практически (т.е. в масштабе наблюдения) отсутствуют – являются давним и традиционным объектом исследований, с одной стороны, учения о сопротивлении материалов и различных (технических, медицинских и т.п.) аспектов материаловедения, а с другой – наук о Земле (тектоника, геоморфология, петрофизика, сейсмология, механика грунтов, геология различных полезных ископаемых, гидрогеология, астрогеология). Учитывая наличие общих закономерностей трещинообразования в самых различных природных, техно- и биогенных субстратах, целесообразно было бы выделить особую научную дисциплину о трещинах, которую можно было бы назвать так же, как принято называть бионику – «наукой перекрестков».

Одной из главных «точек роста» науки о трещинообразовании является нефтегазопромысловая геология. В отличие от рудной геологии, ее интересуют преимущественно открытые, не заполненные вторичной минерализацией трещины различного генезиса, самой разнообразной морфологии и пространственной ориентировки. Несмотря на длительную историю прикладных исследований и теоретического анализа феномена трещиноватости горных пород, именно в области нефтегазопромысловой геологии сейчас наблюдается повышенный интерес к закономерностям трещиноватости, механизмам трещинообразования, морфогенетической типизации трещин. Это обусловлено освоением углеводородного потенциала глубоких недр, но прежде всего резким и неуклонным возрастанием на протяжении последнего десятилетия масштабов освоения нетрадиционных источников углеводородов (УВ), связанных с разными по литологии малопроницаемыми («плотными») коллекторами (tight reservoirs) – гидрокарбопелитами (сланцевые газ и нефть), плотными песчаниками, алевролитами и ритмитами (центральнобассейновый газ), каменным углем (угольный метан). Естественная трещиноватость и техногенное трещинообразование (прежде всего фрекинг) играют ведущую роль в неуклонно возрастающих объемах добычи УВ из указанных пород с низкопроницаемой плотной матрицей (гидрокарбопелиты или черные сланцы – black shales, терригенные породы с редуцированной первичной пористостью, угольные пласты, кристаллический фундамент). Искусственная трещиноватость, которая сопровождает бурение и применение различных

© А.Е. Лукин, 2016

методов интенсификации притоков, в значительной мере контролируется разновозрастными, многообразными по морфологии, пространственной ориентировке и степени раскрытия диаклазами продуктивных комплексов. Поэтому без учета данных по естественной трещиноватости невозможно эффективное применение искусственного гидроразрыва пласта с целью интенсификации притоков разработки и более полной добычи залежей. Причины непредсказуемости поведения искусственного гидроразрыва и сопровождающей его техногенной трещиноватости, которая часто наблюдается в практике освоения сложных коллекторов, заключаются именно в отсутствии таких данных или в их игнорировании.



Рис. 1. Геолог Эдвард Эндрюс, профессор университета штата Огайо (г. Колумбус)

Понятия «трещинный коллектор» и «трещинная пористость» возникли на заре нефтегазодобывающей индустрии [Голф-Рахт, 1986]. Именно из трещиноватых пород были получены первые промышленные (с использованием для освещения) притоки газа (1821 г., США, штат Пенсильвания, пос. Фредония, черные сланцы миссисипия) и нефти (1850-1860-е годы, Предаппалачский прогиб, Ухтинское Притиманье, Бориславский район Предкарпатья, Грозненский район северо-запада Кавказа). Автор указанных понятий американский геолог Е. Эндрюс (рис. 1) еще в 1861 г., всего через два года после получения притока нефти из трещиноватых черных сланцев с глубины 21,1 м в «скважине Дрейка» (Пенсильвания) выделил в качестве одного из главных признаков нефтеносности наличие трещин вдоль простирания антиклиналей, а также отмечал «существование прямой зависимости между величиной добычи нефти и количеством трещин» [Голф-Рахт, 1986, с. 5]. Ранее этот исследователь занимался изучением рудных и угольных месторождений штата Огайо и приобрел значительный опыт изучения закономерностей угольного кливажа и трещинного контроля рудоносных жил и штокверков.

Здесь уместно отметить, что на ранних этапах развития нефтедобывающей промышленности господствовали представления о «нефтяных жилах» (термин «нефтеносный пласт» появился значительно позже). Впрочем, морфогенетическое подобие рудных и нефтяных месторождений (рис. 2) привлекало внимание исследователей на разных этапах развития нефтегазопромысловой геологии, вплоть до настоящего времени (следует отметить, что особый вклад в его изучение внес Г.Л. Поспелов в серии публикаций 60-70-х годов прошлого века).

В последующие годы основная добыча природных УВ была связана преимущественно с матричнопоровыми гранулярными алевропесчаными коллекторами, а трещинные коллекторы отошли на второй план. Однако с 1925 по 1965 г. на территории Ирака, Ирана, Саудовской Аравии в антиклинальных структурах, сложенных интенсивно трещиноватыми карбонатными породами мезозоя и кайнозоя, были открыты такие нефтяные гиганты, как Гавар, Киркук, Асмарийская группа месторождений, а также получены высокодебитные притоки из трещиноватых гидрокарбонатитов (черных сланцев – black shales) в США (месторождения Спраберри, Биг Сэнди и др.) и бывшего СССР (коллекторы кизенбулатовского типа в Предуральском прогибе, баженины Среднеширотного Приобья и др.). Это стимулировало изучение как трещинных коллекторов нефти и газа, так и в целом изучение трещиноватости горных пород. Было предложено много классификаций трещиноватости (по масштабам проявления, ориентировке, морфологии, механизмам образования и т.д.), разработаны методы оценки фильтрационно-емкостных свойств и моделирования трещинных (трещинно-поровых, порово-кавернозно-трещинных) коллекторов на основе данных петрофизических, петрографических, промыслово-

геофизических, гидродинамических исследований. При этом основное внимание уделялось тектоническим факторам трещинообразования и выделению систем трещин,

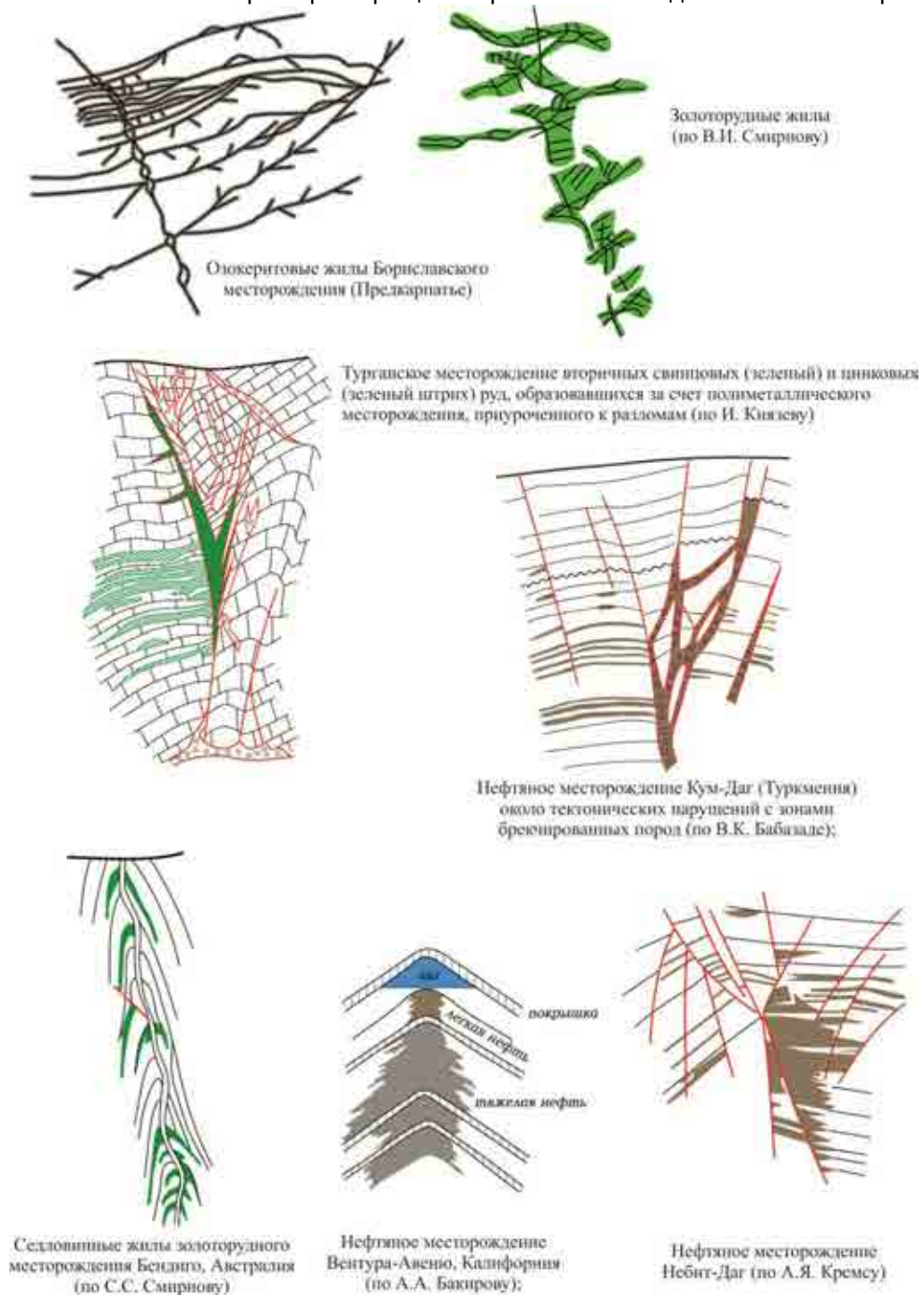


Рис. 2. Подобие рудных и нефтяных залежей (по Г.Л. Поспелову с изменениями и дополнениями)

связанных с тектоническими структурами разных порядков. Основой моделирования и прогнозирования трещинных коллекторов нефти и газа стали тектонофизические критерии и, в частности, методы структурного анализа напряжений, базирующиеся на принципах механики разрушения и связывающие ориентировку трещин скалывания и

трещин отрыва с полями напряжения на диаграмме Мора (работы М.В. Гзовского, О.Б.Гинтова, О.И. Гущенко, П.Н. Николаева, Ю.Л. Ребецкого, Р. Сибзона, С. Юнги и др.). В нефтегазовой геологии такой подход был эффективен при моделировании нефтегазоносных природных резервуаров, связанных с четкими антиклинальными структурами и тектоническими нарушениями. На современном же этапе освоения углеводородного потенциала земных недр, основные направления которого в значительной мере связаны с глубокозалегающими комплексами, блоками кристаллического фундамента и депрессионными отложениями, односторонность такого подхода становится вполне очевидной [Лукин, 2000, 2011]. На основании тектонофизических критериев и методов структурного анализа напряжений нельзя объяснить природу таких феноменов, как: 1) суперколлекторы со сверхвысокой проницаемостью, обусловленной: (а) системой открытых субгоризонтальных трещин, разделяющей породу на тонкие пластины (эффект «дискования» керна), (б) катаклазированными массивными породами [Закиров и др., 2011] и 2) «sweet spots» (дилатансионные подушки в черносланцевых толщах и центральнобассейновых отложениях [Лукин, 2014]). А это необходимо для эффективного прогноза нефтегазоносности. К сожалению, в новейших зарубежных и отечественных обзорах геофизических методов при поисках, разведке и разработке сланцевого, центральнобассейнового и угольного газа учитываются только традиционные типы тектонофизической трещиноватости.

Следует особо подчеркнуть, что роль открытой трещиноватости (и тесно связанной с ней кавернозности – вторичной пористости) в «молодых» (недавно сформированных и, особенно, находящихся в состоянии формирования) углеводородных (в частности, газоконденсатных) системах гораздо выше по сравнению с более древними залежами в первичнопоровых коллекторах (рис. 3).

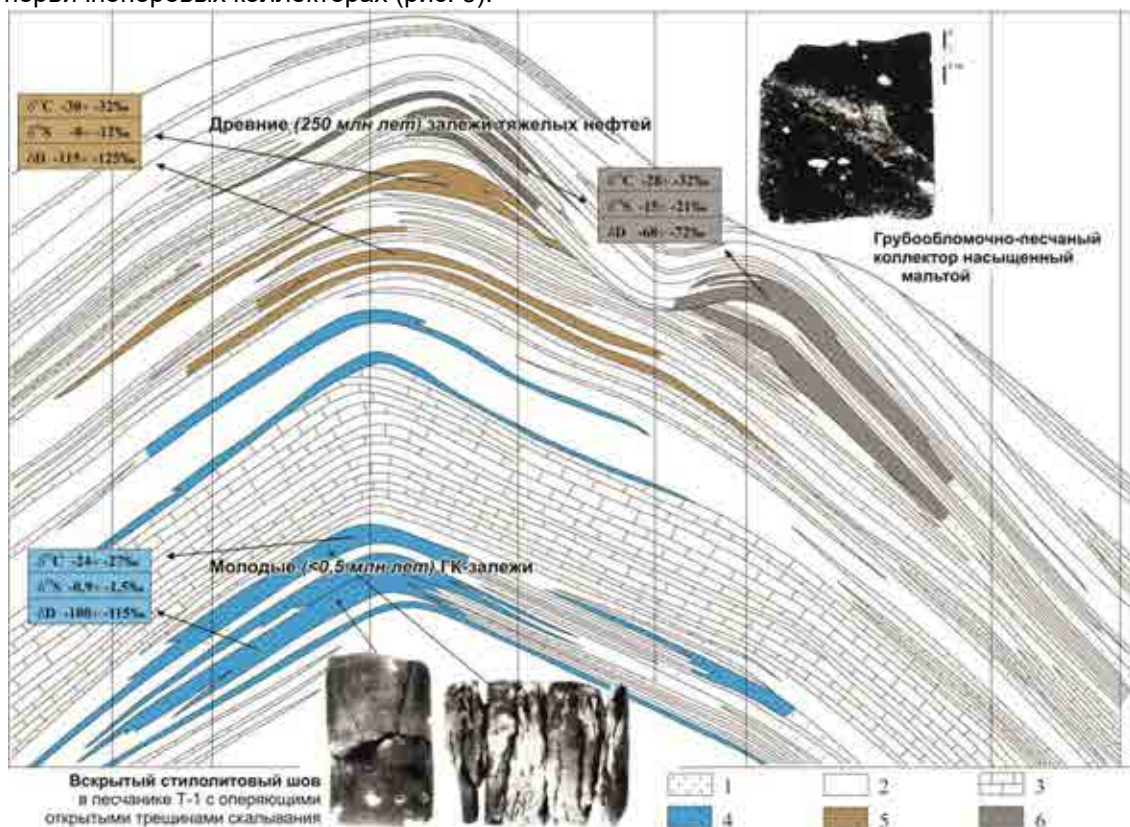


Рис. 3. Яблуновское газоконденсатное месторождение с древними залежами тяжелых нефтей и мальт: 1 – песчаники; 2 – глинистые породы; 3 – карбонатные породы; 4 – залежи газоконденсата; 5 – залежи нефтей; 6 – залежи тяжелых нефтей и мальт.

Собственно тектоническая трещиноватость (предмет изучения «трещинной тектоники» и «трещинного анализа», в понимании Г. Клооса, А.В. Пэка и др.), как известно, связана с процессами скалывания и отрыва вследствие объемной тектонофизической деформации породных массивов. Распределение тектонофизических напряжений в земной коре характеризуется тремя неравными главными нормальными напряжениями, конкретные соотношения между которыми – суть соотношения литостатического давления и стресса. Однако при этом необходимо учитывать, что реальная геотектоническая среда представляет собой не просто ассоциацию породных тел, а сложную флюидо-породную систему, которая, помимо фонового горного давления (совокупность силы тяжести столба горных пород и напряжений, связанных с различными тектоническими структуроформирующими процессами), характеризуется импульсными флуктуациями. Связанные с ними разрывы сплошности пород существенно отличаются от тектонических трещин морфологией, примазками углеводородного конденсата, нефти и битумов, значительно более частым отсутствием минерализации, характером и масштабами развития систем трещиноватости. Здесь необходимо подчеркнуть фундаментальное различие указанных механизмов разрывов сплошности пород по геотермодинамическому режиму и характерным временам формирования, на основании чего автором в свое время были выделены две основные группы трещинообразования в литосфере, связанные с изотермической и адиабатической разрядкой напряжений в породных массивах (рис. 4).

Собственно тектоническая трещиноватость характеризуется в целом прямолинейными диаклазами и наличием регулярных ортогональных или ромбических систем – «более или менее правильных геометрических сеток» [Словарь..., 1988, с. 593]. Деформация тектонических трещин и трансформация (искажение) их систем обусловлены многофазностью тектонофизических процессов и неоднократной перестройкой полей напряжений. Поэтому роль тектонической трещиноватости в процессах миграции и аккумуляции нефти и газа варьирует от эффективной флюидо-проводящей до изолирующей и экранирующей. В условиях релаксации тектонических напряжений при длительных тектонических процессах обеспечивается изотермический режим и соответствующие условия минерализации (от «тектонических глинок» в трещинах скалывания до карбонатных, кварцевых, сульфидных и полиминеральных жил в трещинах отрыва), приводящие в конечном счете к закрытому характеру тектонической трещиноватости. Это обуславливает отмеченную неоднозначную роль систем тектонической трещиноватости в формировании залежей нефтяных залежей. Непосредственно в процессе нарушения сплошности литом при их тектонической деформации они играют флюидопроводящую роль, а после закрытия вследствие сжатия и (или) минерализации становятся факторами компартментализации и блочности природных резервуаров, превращаясь таким образом в фактор, осложняющий разработку залежей.

Существенно иное значение в нефтегазоаккумуляции имеет адиабатическое трещинообразование, связанное с сейсмотектоническими импульсами, явлениями естественного флюидоразрыва и физико-химическими факторами [Лукин, 2000, 2003]. Если для обычного тектонического трещинообразования, связанного с разрушением породного массива в соответствии с теорией прочности Кулона-Мора, между возникновением трещины и миграцией через нее флюида нет причинной связи, то фактором формирования адиабатической трещины как раз и являются прорывы высоконапорного высокоэнталийного флюида, сопряженные с сейсмотектоническими импульсами.

Флюидодинамическая трещиноватость тесно связана как с собственно тектонической, так и с (палео)сейсмической трещиноватостью. С первой ее связывает приуроченность к определенным фазам геодинамической и тектоно-термальной активизации (фазы тектогенеза или складчатости, согласно традиционной терминологии), а со второй – чрезвычайно высокие темпы формирования и катастрофический характер разрушения породного массива. Последний проявляется наиболее ярко именно при флюидодинамических процессах, что выражается в формировании разнообразных брекчий дробления, разных явлениях естественного гидравлического разрыва, дискооб-

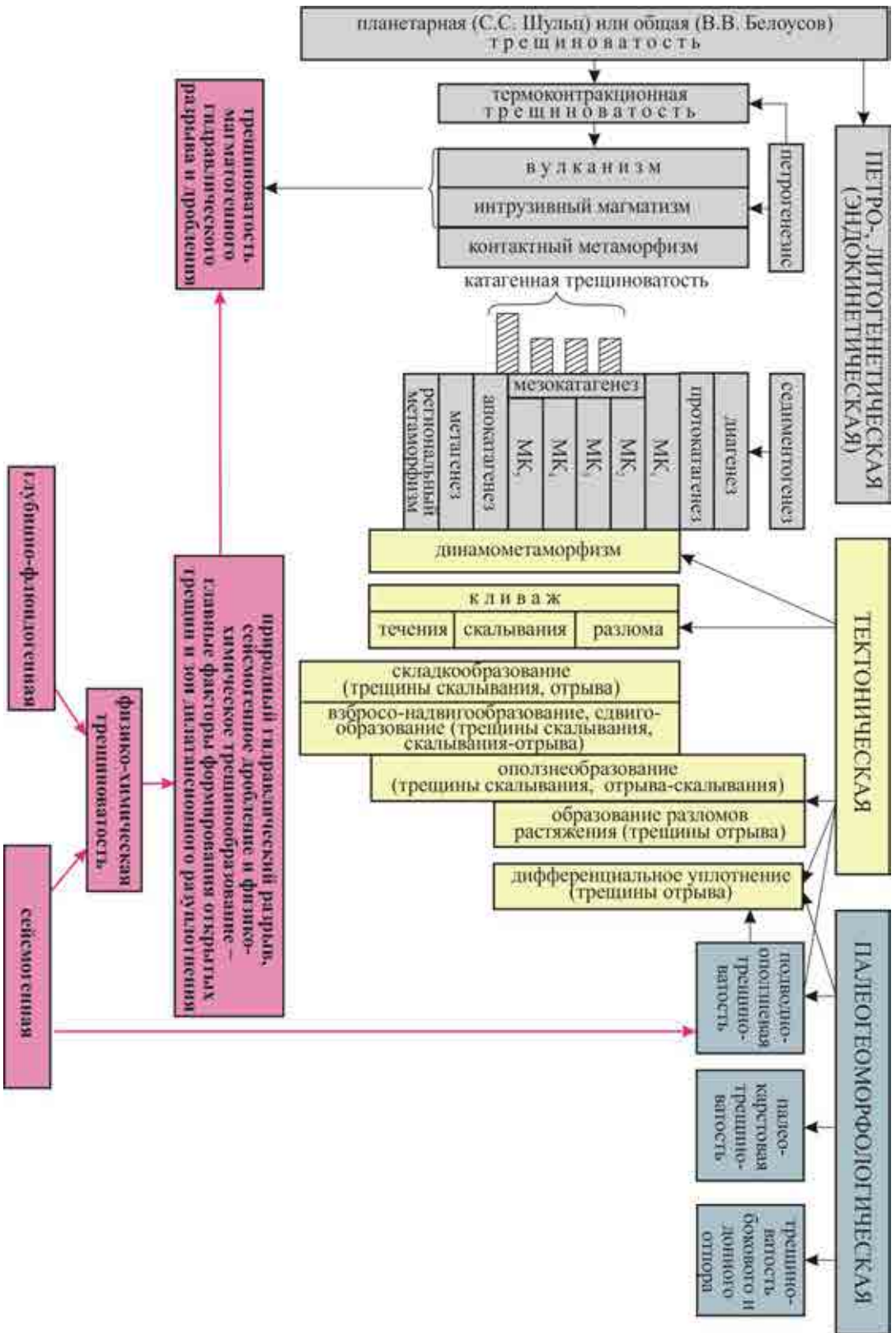


Рис. 4. Основные генетические типы трещиноватости пород литосферы (красным выделены типы трещиноватости, связанные с адиабатической разрядкой тектоно-геодинамических напряжений)

разовании (высокое внутриворонное давление) и т.д. (рис. 5). Трещины естественного флюидоразрыва с инъекциями полиминеральной (пригожиниты [Лукин, 2014]) минерализации являются характерным признаком вторичнопорowych коллекторов (рис. 6).

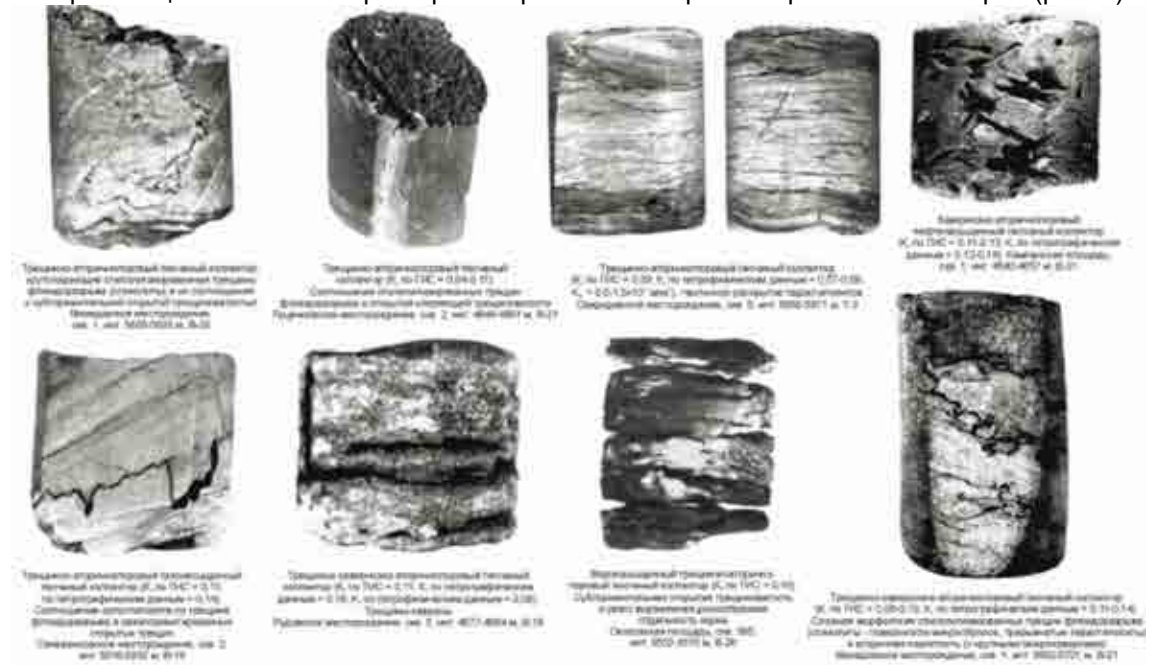


Рис. 5. Трещины разных генетических типов в глубоководящих нижнекаменноугольных породах центральной части ДДВ

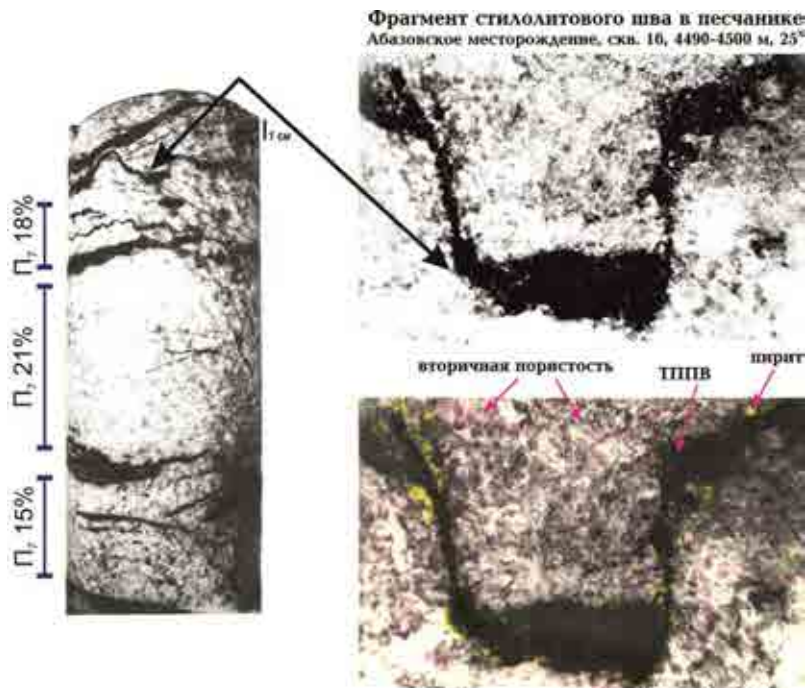


Рис. 6. Стилолитизированные трещины естественного флюидоразрыва и вторичная пористость в кварцитопесчанике. Абазовское месторождение (ДДВ), скв. 4, инт. 4250-4257 м, газоконденсатная залежь во вторичном песчаном коллекторе

(Палео)сейсмическая трещиноватость [Лукин, Ларин, 2003; Методика..., 1972], которая имеет тектоно-геодинамическую природу, существенно отличается от других типов тектонической трещиноватости прежде всего несоразмерными с обычными процессами пликативных и дизъюнктивных дислокаций характерными временами образования. Но связующим звеном между ними являются те механизмы трещинного разуплотнения, которые сопровождают формирование сбросов и других нарушений. Эти фазы фактически представляют собой совокупность сеймотектонических толчков, которые сопровождаются дилатансионными процессами формирования трещинно-разуплотненных породных массивов (рис. 7). Большая рудоконтролирующая роль этих явлений показана Р. Сибзоном [Sibson, 1989]. Учитывая важность тектонического экранирования при формировании залежей нефти и газа, можно допустить большое значение приразломной сеймотектонической трещиноватости в формировании ловушек (резервуаров) соответствующего типа. В отличие от сравнительно узких пластоподобных интервалов развития палеосейсмической трещиноватости в депрессионных отложениях, этот тип сейсмогенной трещиноватости может обуславливать формирование массивных резервуаров. Таким образом, проявления единой по своей тектоно-геодинамической природе палеосейсмической трещиноватости характеризуются большим морфологическим разнообразием возникающих разуплотненных породных массивов. Следует подчеркнуть, что именно эти процессы благодаря их супервысоким темпам и импульсному характеру играют основную роль в процессах дилатансионного разуплотнения. О высокой эффективности флюидодинамического и (палео)сейсмогенного объемного разуплотнения свидетельствуют данные по месторождению Белый Тигр на южновьетнамском шельфе [Лукин, 2009], основная массивная нефтяная залежь которого связана с протрузионным блоком (своего рода гранитным штоком) кристаллического фундамента (рис. 8).

Таким образом, именно указанная генетическая группа трещин, которая до недавнего времени не фигурировала в классификациях трещиноватости, является наиболее важной при изучении закономерностей как гидротермального рудообразования, так и формирования нефтяных и газовых залежей. Ведущую роль в ее формировании играют взаимосвязанные сейсмо- и флюидодинамические импульсы, обусловленные плюмтектоникой, что подтверждается различными индикаторами (трассерами) глубинных флюидов [Лукин, 2009]. Они локализируются в центральных частях нефтегазоносных осадочных бассейнов, породы которых в различной степени гидрофобизованы вследствие: а) мобилизации нефтяных УВ (масел) из керогена гидрокарбонатов (в частности, при трансформации горючих сланцев в черные сланцы [Лукин, 2011]) и б) непосредственного воздействия на породы безводного (супер)глубинного флюида (сверхсжатого поликомпонентного газа на углеводородной основе) и продуктов его конденсации [Лукин, 2009]. Степень этой гидрофобизации, в зависимости от конкретных литологических, петрофизических и физико-химических особенностей породного субстрата, варьирует в широких пределах – от сплошной до микрогетерогенной. Характерной особенностью гидрофобизованных пород является специфическая матричная (микро)трещиноватость, которая кардинально отличается от тектонической и литогенетической трещиноватости. Особенно ярко она проявляется в гидрокарбонатных породах (доманикоидах, баженидах, черных сланцах), где, наряду с (палео)сейсмогенной, присутствует хаотичная микротрещиноватость (рис. 9, 10), формирование которой обусловлено нагнетанием УВ в гидрофобизованную микропористую породу [Лукин, 2011]. Большую роль при этом играет имманентный накоплению гидрокарбонатных отложений эвксинского типа режима повышенной сейсмичности, индикаторами которого являются турбидиты, подводно-оползневые текстуры и приуроченная к изохронным уровням трещиноватость характерной морфологии [Лукин, 2013]. При этом наблюдается ее пространственно-временная связь с очагами матричной хаотичной трещиноватости [Лукин, 2014]. Это позволяет предположить, что помимо обусловленной указанными физико-химическими факторами перманентной накачки УВ в гидрофобную (суб)капиллярно-пористую породу [Лукин, 2011], определенную роль играют сейсмoeлектрические явления. Еще в классических исследованиях Я.И. Френкеля, первооткрывателя сейсмoeлектрического

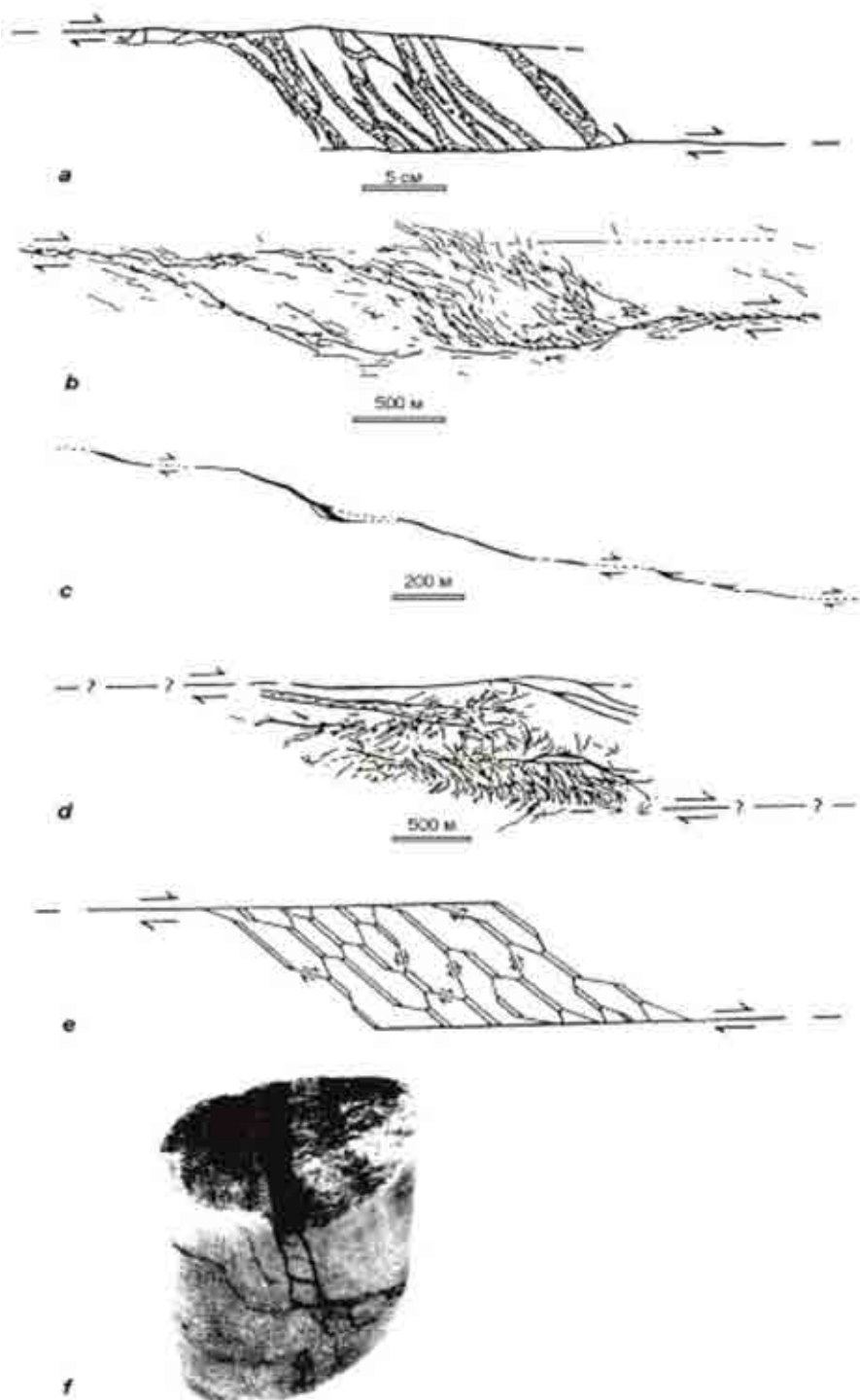


Рис. 7. Примеры дилатантного разуплотнения пород трещиноватостью, обусловленной сейсмогенными толчками (jogs) сбросов [10]: *a* – мелкомасштабные толчки в песчанике (трещины заполнены волокнистым кварцем-халцедоном); *b* – толчки в карбонатах асмарийской серии (Ирак); *c* – рудная жила (свинцово-цинковое месторождение Кэмп Бед, Колорадо); *d* – сброс и система прожилков (медное месторождение Чукункамата, Чили); *e* – обычная сетчатая модель палеосейсмогенной присбросовой трещиноватости [14]; *f* – стилолиты и открытая трещиноватость в глубокозалегающем верхневизейском песчанике (ДДВ, Харьковцевское газоконденсатное месторождение, скв. 404, интервал глубин 5103-5118 м)

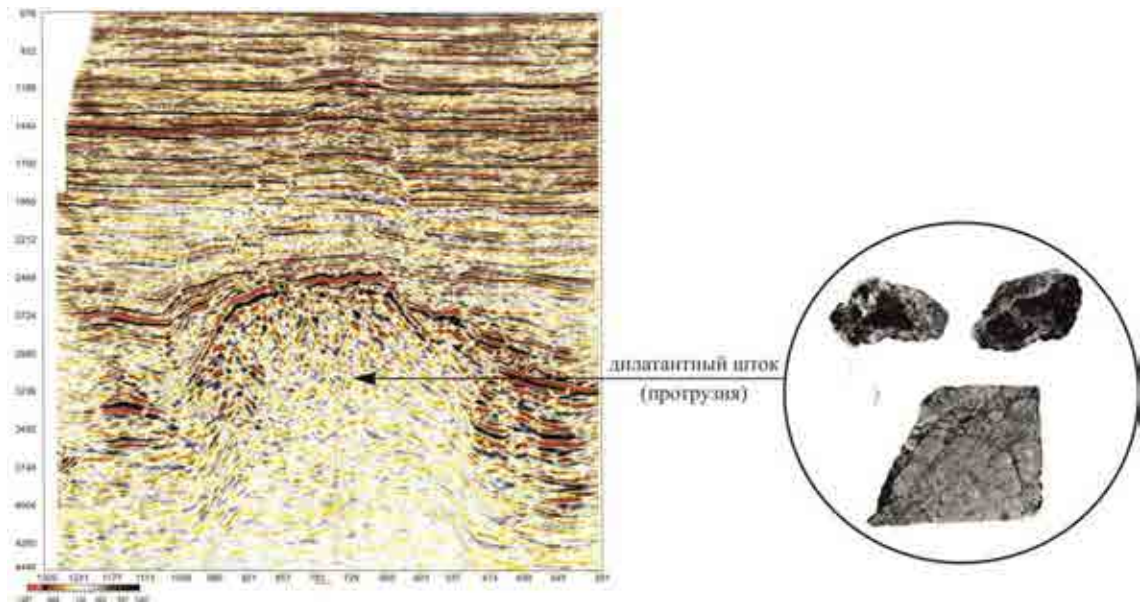


Рис. 8. Разуплотненный гранитоидный блок – массивный нефтеносный резервуар месторождения Белый Тигр на южновьетнамском шельфе

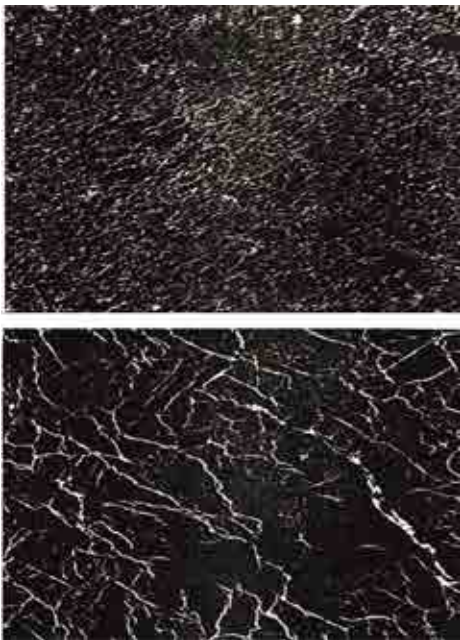


Рис. 9. Хаотическая открытая микротрещиноватость в доманиките (черном сланце – black shale), обусловленная накачкой углеводородов в гидрофобную матрицу (физико-химическое трещинообразование)



Рис. 10. Связь очагов хаотической микротрещиноватости с (палео)сейсмической трещиноватостью в гидрофобизованных доманикитах

эффекта, было установлено, что при землетрясении в области фронта ударной волны в осадочной толще возникают импульсные вариации электрических полей, обусловленные нарушением (вследствие встряхивания) равновесия двойного электрического слоя в капиллярных каналах. Это инициирует различные электрокинетические явления, в

частности электроосмос – движение флюидов, заполняющих капиллярные поровые каналы. При этом сейсмичность воздействует на гидрофильный и гидрофобный капиллярно-поровый коллектор существенно по-разному [Большаков, 1989]. В гидрофильном коллекторе это способствует просачиванию УВ сквозь капиллярный барьер и утечке их из резервуара, тогда как в гидрофобном – наоборот, происходит нагнетание нефти и газа в капиллярные и субкапиллярные поры. Благодаря этому перманентные «фоновые» накачки УВ в гидрофобную малопроницаемую породу интенсифицируются, приобретая импульсный характер (возможно также наличие импульсов углеводородной накачки в гидрофобные коллекторы, связанные с приливно-отливными напряжениями). При этом в системе поровых каналов на мультиконтактах пластовой воды и «микроневфти» появляются структуры, образующие систему разветвленных кластеров, близких по своей природе к экспериментально изученным фрактальным структурам типа «вязких пальцев», возникающим на фронтах взаимодействия воды и вязкой неполярной жидкости в ячейке Хеле-Шоу [Nittmann et al., 1985]. При этом первоначально плоская поверхность раздела жидкостей переходит в сложную поверхность, напоминающую пальцы перчатки (отсюда и название – «вязкие пальцы»). Благодаря последовательному случайному дроблению кончиков «пальцев» они перерастают в разветвленные кластеры, которые обладают фрактальностью и могут быть количественно охарактеризованы размерностью Хаусдорфа [Nittmann et al., 1985]. Возникающие вследствие таких импульсов напряжения могут рассматриваться как возможные факторы формирования на первый взгляд хаотичной, а в реальности фрактальной трещиноватости.

Образованные совокупностью разветвленных кластеров извилистых трещин дилатансионные «подушки» [Лукин, 2014], с которыми связаны основные объекты поисков скоплений центральнобассейнового и сланцевого газа, характеризуются сложным строением и амебообразной конфигурацией с системой пальцеобразных отростков. Следует отметить явное сходство их с указанными фрактальными структурами, которые образуются при взаимодействии ламинарных потоков жидкостей с различной вязкостью. Нефтегазоносные комплексы и их сегменты различного уровня (вплоть до элементарных продуктивных резервуаров) являются, как известно, средой перманентного взаимодействия воды различной минерализации с неньютоновскими жидкостями различной вязкости. Интенсивность этого взаимодействия, степень и масштабы проявления указанных структур варьируют в широких пределах. Характерные времена этих процессов и, соответственно, интенсивность возникающих при этом напряжений, длительность их релаксации должны изменяться в весьма широких пределах. Образование этих структур в формациях с нетрадиционной газоносностью (центральнобассейновый и сланцевый газ, угольный метан) неразрывно связано с указанными процессами гидрофобизации пород, вследствие которых исходные гидрофильные метакolloидные породы переходят в неравномерно гидрофобизованные тонкоплитчатые («листоватые», «микрослоистые» и т.п.) черные сланцы или терригенно-черносланцевые ритмитовые толщи. Их взаимодействие с элизийными, эксфильтративными и, в особенности, с глубинными конденсационными термальными пресными водами (глубинная гидрогеологическая инверсия), судя по указанным экспериментальным данным и их теоретической интерпретации, должно приводить к структурам типа «вязких пальцев». Их фрактальность позволяет предполагать существование в указанных формациях размерной иерархии подобных структур. Последовательное «случайное (random) дробление на кончиках этих пальцев» [Nittmann et al., 1985, с. 90] закладывает ту матрицу литофизических и физико-химических неоднородностей, которая контролирует трещиноватость, обусловленную накачкой газообразных УВ в неравномерно гидрофобизованные породы [Лукин, 2011, 2013]. Именно с этим новым генетическим типом трещиноватости, а не с трещинами отрыва и скалывания, связана газоносность низкопроницаемых пород (черные сланцы, плотные терригенные, карбонатные и углистые породы).

В равномерно гидрофобизованной петрографически однородной породе с достаточно высокой начальной проницаемостью (первичные гранулярные коллекторы, пропитанные нефтью или углеводородным конденсатом с последующим катагенетическим уплотнением при погружении на большие глубины или вторичные коллекторы, обусловленные процессами гипогенно-аллогенетического разуплотнения кварцитопесчаников высоконапорными высокоэнтальпийными флюидами [Лукин 2000, 2009]) микротрещины образуют разветвленные кластеры (рис. 11), которые по предварительным данным, возможно, являются фрактальными структурами.

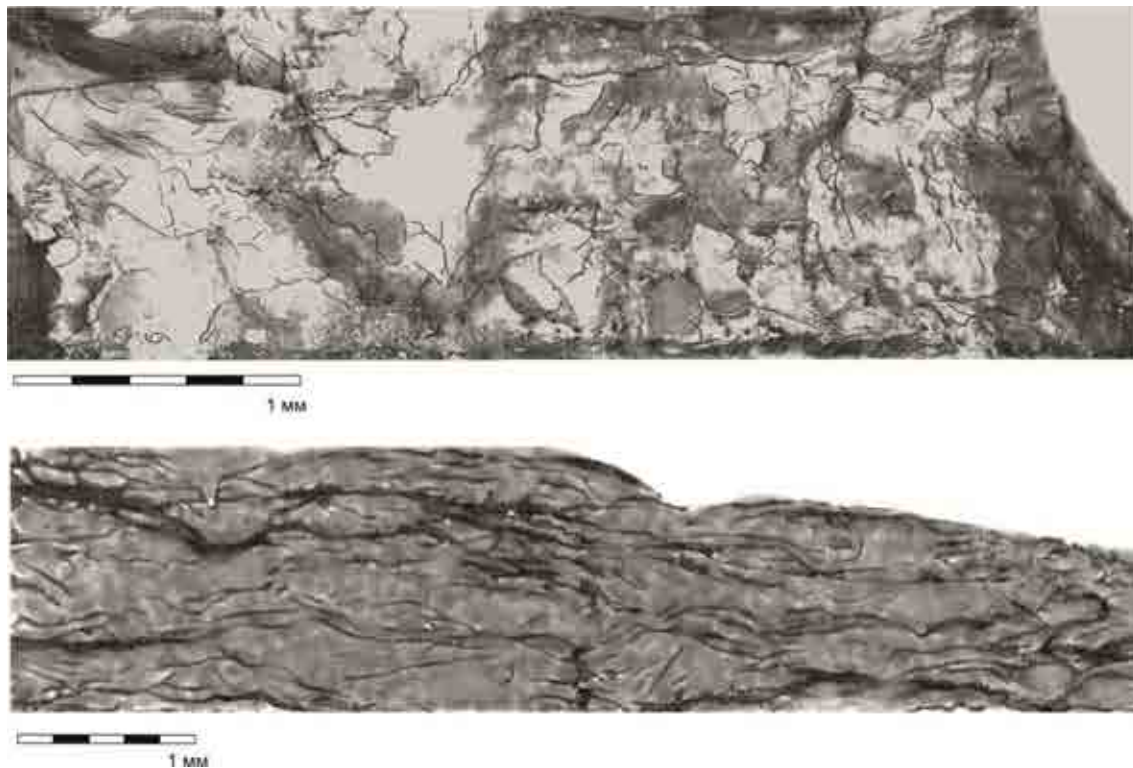


Рис. 11. Новый тип матричной трещиноватости пород глубоководных комплексов. Семиреньки-17, 6524 м, кварцитопесчаник (нижний карбон, ДДВ)

Таким образом, фундаментальное отличие охарактеризованной трещиноватости от систем планетарных, тектонических и литогенетических трещин заключается в том, что здесь случайные (рандомизирующие) факторы (воздействие сейсмогенных физико-механических и флюидодинамических импульсов на гидрофобизованный в различной степени породный субстрат) превалируют над регулярными (стабилизирующими) факторами. В связи с этим весьма знаменательной является ее генетическая связь с пригужинитами – инъекционными минеральными образованиями, которые отличаются от горных пород и жильной минерализации аномальной минералогией и геохимией, а также наличием специфических микро- и наноструктур самоорганизации [Лукин, 2014].

Ранее автором уже была показана недостаточность многочисленных классификаций диаклавов и обоснована необходимость выделения, наряду с тектонической, палеогеоморфологической и литогенетической (эндокинетической), флюидодинамического (и флюидодинамически обусловленного сейсмогенного) трещинообразования [Лукин, Ларин, 2003; Лукин, 2014]. Теперь также появились основания для выделения **физико-химического типа трещиноватости**. Именно указанные механизмы трещинообразования лучше всего объясняют закономерности локализации и особенности морфологии так называемых *sweet spots* – ареалов с

повышенной газоотдачей сланцевого и центральнобассейнового газа [Лукин, 2011, 2013]. Большую роль трещиноватость указанного генезиса играет и как фактор нефтегазоносности разуплотненных блоков разновозрастного кристаллического фундамента («гранитного слоя») и глубокозалегающих комплексов. В частности, присутствие разветвленных кластеров трещиноватости в породах на глубинах свыше 6,5 км существенно расширяет перспективы освоения углеводородного потенциала земных недр.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

Большаков Ю.Я. Капиллярно-экранированные залежи нефти и газа / Ю.Я. Большаков – Новосибирск: Наука, 1989. – 126 с.

Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / Т.Д. Голф-Рахт. — М.: Недра, 1986. – 608 с.

Закиров С.Н. Разработка месторождений нефти и газа с суперколлекторами в продуктивном разрезе / С.Н. Закиров., И.В. Рощина, И.М. Индрупский, А.А. Рошин— Москва: Континент-пресс, 2011. – 248 с.

Лукин А.Е. Геофизические методы и проблема выявления нетрадиционных источников природного газа / А.Е. Лукин // Геол. журн. – 2014. – № 1. – С. 7-22.

Лукин А.Е. Инъекции глубинного углеводородно-полиминерального вещества в глубокозалегающих породах нефтегазоносных бассейнов: природа, прикладное и гносеологическое значение / А.Е. Лукин // Геол. журн. – 2000. – № 2. – С. 7-21.

Лукин А.Е. О природе и перспективах газоносности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли / А.Е. Лукин // Доп. НАН України. – 2011. – № 3. – С. 114-123.

Лукин А.Е. Пригожиниты – особый генетический тип флюидогенных минеральных агрегатов / А.Е. Лукин // Тез. докл. Российского совещания «Геохимия литогенеза». – Сыктывкар, 2014. – С. 51-53.

Лукин А.Е. Самородно-металлические микро- и нановключения в формациях нефтегазоносных бассейнов – трассеры суперглубинных флюидов / А.Е. Лукин // Геофиз. журн. – 2009. – 31, № 2. – С. 61-92.

Лукин А.Е. Черносланцевые формации эвксинского типа – мегаловушки природного газа / А.Е. Лукин // Геология и полез. ископаемые Мирового океана. – 2013. – № 3. – С. 5-28.

Лукин А.Е. Генетические типы трещиноватости пород глубокозалегающих нефтегазоносных комплексов / А.Е. Лукин, С.Б. Ларин // Геол. журн. – 2003. – № 3. – С. 9-25.

Методика изучения трещиноватости пород закрытых платформенных территорий (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты). – Новосибирск: Наука, 1972. – 65 с.

Словарь по геологии нефти и газа. – Ленинград: Недра, 1988. – 679 с.

Nittmann J. When do "viscous fingers" have fractal measurement? / J. Nittmann, G. Daccord, H. Stanley // Nature. – 1985 – № 314. – p. 141 (in English).

Sibson R.H. Earthquake faulting, induced fluid flow, and fault-hosted gold-quartz mineralization / R.H. Sibson // Int. Basement Tectonic Association Publication. – 1989. – № 8. – P. 603-613 (in English).

REFERENCES

Bolzhakov Yu.J., 1989. Capillary-screened pools of oil and gas. Novosibirsk: Nauka, 126 p. (in Russian).

Golf-Racht T.D., 1986. Fundamentals of fractured reservoir engineering. Moscow: Nedra, 608 p. (in Russian).

Zakirov S.N., Roschina I.V., Indrupsky I.M., Roschin A.A., 2011. Development of oil and gas fields with superreservoirs in productive section. Moscow: Kontinent-press, 248 p. (in Russian).

Lukin A.E., 2014. Geophysical methods and the problem of identifying non-traditional sources of natural gas *Geologicheskij zhurnal*, № 1, p. 7-22 (in Russian).

Lukin A.E., 2000. Injections of deep hydrocarbon-polymineral substance in deep-lying rocks of oil and gas basins: nature, applied and epistemological significance *Geologicheskij zhurnal*, № 2, p. 7-21 (in Russian).

Lukin A.E., 2011. On the nature and prospects of gas content of low permeable rocks of the sedimentary cover of the Earth // *Dopovidi NAN Ukrainy*, № 3, p. 114-123 (in Russian).

Lukin A.E., 2014. Prigozhinity - a particular genetic type flyuidogennyh mineral aggregates *Materials of Russian conference "Geochemistry of lithogenesis"*. Syktyvkar, p. 51-53 (in Russian).

Lukin A.E., 2009. Native-metallic micro- and nanoinclusions formations in oil and gas basins - tracers supergлубинnyh fluids *Geologicheskij zhurnal*, 31, № 2, p. 61-92 (in Russian).

Lukin A.E., 2013. Black shale formations of the Euxine type - mega traps natural gas. *Geologija i poleznie iskopaeemye Mirovogo okeana*, № 3, p. 5-28 (in Russian).

Lukin A.E., 2003. Genetic types of fracture of rocks of deep-seated oil and gas bearing complexes *Geologicheskij zhurnal*, № 3, p. 9-25 (in Russian).

Methods of investigation of rocks fracturing in closed platform territories (by the example of Western-Siberia plate). Novosibirsk: Nauka, 1972. 65 p. (in Russian).

Glossary of petroleum geology. Leningrad: Nedra, 1988. 679 p. (in Russian).

Nittmann J., 1985. When do "viscous fingers" have fractal measurement? *Nature*, № 314, p. 141 (in English).

Sibson R.H., 1989. Earthquake faulting, induced fluid flow, and fault-hosted gold-quartz mineralization. *Int. Basement Tectonic Association Publication*, № 8, p. 603-613 (in English).

A.E. Lukin

ON NEW GENETICAL TYPES OF LITHOSPHERE ROCKS – THE MOST IMPORTANT FACTORS OF OIL AND GAS RESERVOIRS FORMATION

Ancient science of fractures has assumed of special actuality in connection with development of hydrocarbon potential of deep-lying complexes, deconsolidated blocks of crystalline basement and unconventional sources of hydrocarbons (shale oil and gas, central-basins gas, coal methane) so petroleum-mining geology is one of the most important «points of shooting» of this trend of crucial importance at the interface of different science branches and technologies. In parallel with traditional (tectonic, lithogenetic, geomorphologic) the necessity of determination and further clouser examination of new genetical types of fracturing connected with fluid-dynamic, seismogenetic and physico-chemical factors. There are precisely those genetical types of fracturing that are of first importance in volume (three-dimensional) deconsolidation of tight rocks and their transformation into secondary reservoirs of oil and gas.

Key words: fractures, genetic types of fracturing, reservoirs of oil and gas, deconsolidation, unconventional sources of hydrocarbons

О.Ю. Лукін

ПРО НОВІ ГЕНЕТИЧНІ ТИПИ ПОРІД ЛІТОСФЕРИ – НАЙВАЖЛИВІШІ ФАКТОРИ ФОРМУВАННЯ КОЛЕКТОРІВ НАФТИ І ГАЗУ

Давня наука про тріщини набула особливої актуальності у зв'язку із освоєнням вуглеводневого потенціалу глибокозалягаючих комплексів, розущільнених блоків кристалічного фундаменту і нетрадиційних джерел вуглеводнів (сланцеві нафта і газ, центральнобасейновий газ, вугільний метан). Таким чином, нафтогазопромислова геологія стала однією з головних «точок зростання», цього дуже важливого напрямку на зіткненні різних наукових дисциплін і технологій. Поряд з традиційними (тектонічний, літогенетичний, палеогеоморфологічний) обґрунтована необхідність виділення і подальшого вивчення нових генетичних типів адіабатичної тріщинуватості, пов'язаних з флюїодинамічними, сейсмогенними і фізико-хімічними факторами. Саме вони відіграють головну роль в ефективному об'ємному розущільненні щільних порід і формуванні вторинних колекторів нафти і газу.

Ключові слова: тріщини, генетичні типи тріщиноутворення, колектори нафти і газу, розущільнення, нетрадиційні джерела вуглеводнів

Інститут геологічних наук НАН України, Київ
Лукін Олександр Юхимович
E-mail: lukin_alexander@ukr.net

Стаття надійшла: 06.09.2016