

Академик НАН Украины А. Е. Лукин

О природе трещиноватости нефтегазоносных пород-коллекторов с низкопроницаемой матрицей

Охарактеризован новый генетический тип трещиноватости пород с низкопроницаемой матрицей, обусловленный импульсным растрескиванием гидрофобизованных породных тел. С трещинными коллекторами именно такого генезиса связаны основные перспективы освоения нетрадиционных источников углеводородов.

Ключевые слова: нефтегазоносность, трещинные коллекторы, породы с низкопроницаемой матрицей, нетрадиционные источники углеводородов.

На протяжении последнего десятилетия наблюдается неуклонное возрастание объемов добычи природных углеводородов из так называемых плотных коллекторов (tight reservoirs) — трещиноватых пород с низкопроницаемой матрицей (черные сланцы (black shales) — терригенные породы с редуцированной первичной пористостью, угольные пласты, вторичные коллекторы глубокозалегающих комплексов).

Понятия “трещинный коллектор” и “трещинная пористость” возникли на заре нефтегазодобывающей индустрии [1]. Именно из трещиноватых пород были получены первые притоки газа (1821 г., Пенсильвания, пос. Фредония, черные сланцы миссисипия) и нефти (1850–60-е гг., Пенсильвания, Ухтинское Притиманье, Бориславский район Предкарпатья, Грозненский район СЗ Кавказа). Автор указанных понятий американский геолог Е. Эндриус еще в 1861 г. 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” [1, с. 5]. В последующие годы основная добыча природных углеводородов была связана в основном с матрично-поровыми гранулярными преимущественно терригенными коллекторами, а трещинные коллекторы отошли на второй план. Однако в период с 1925 по 1965 гг. на территории Ирака, Ирана, Саудовской Аравии в антиклинальных структурах, сложенных интенсивно-трещиноватыми карбонатными породами мезозоя и кайнозоя были открыты такие уникальные нефтяные гиганты, как Гавар, Киркук, Асмарийская группа месторождений, а также получены высокодебитные притоки из трещиноватых гидрокарбонатитов (черных сланцев) в США (месторождения Спраберри, Биг Сэнди и др.) и СССР (коллекторы кизенбулатовского типа в Предуральском прогибе, бажениты Среднеширотного Приобья и др.). Это стимулировало изучение как трещинных коллекторов нефти и газа, так и в целом развитие науки о диаклазах и трещинообразовании в горных породах. 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, 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 связывающих ориентировку трещин скалывания и трещин отрыва с полями напряжения на диаграмме Мора (работы М. В. Гзовского, О. И. Гуценко, П. Н. Николаева, Ю. Л. Ребецкого, Р. Сибзона, С. Юнги, О. Б. Гинтова). В нефтегазовой геологии такой подход был эффективен при моделировании нефтегазоносных природных резервуаров, связанных с четкими антиклинальными структурами. На современном же этапе освоения углеводородного потенциала земных недр, основные направления которого в значительной мере связаны с глубокозалегающими комплексами депрессионных областей, блоками кристаллического фундамента и “плотными коллекторами” (центральнобассейновый и сланцевый газ, а также угольный метан), односторонность такого подхода становится вполне очевидной [2]. На основании указанных тектонофизических критериев и методов структурного анализа напряжений нельзя объяснить природу таких феноменов, как суперколлекторы (со сверхвысокой проницаемостью, обусловленной: а) системой открытых субгоризонтальных трещин, разделяющей породу на тонкие пластины (эффект “дискования” керна), б) катаклазированными массивно-рыхлыми породами [3]) и “sweet spots” (дилатансионные подушки в черносланцевых толщах и центральнобассейновых отложениях [4]). А это необходимо для эффективного прогноза нефтегазоносности¹.

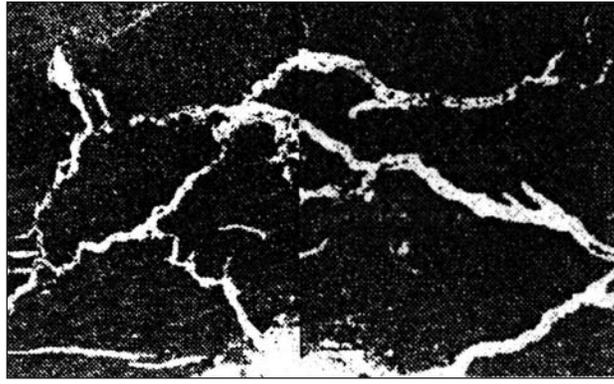
Собственно тектоническая трещиноватость в традиционном понимании, как известно, связана с процессами скалывания и отрыва вследствие объемной тектонофизической деформации породных массивов. Распределение тектонофизических напряжений в земной коре характеризуется тремя напряжениями — неравными, главными, нормальными, конкретные соотношения между ними — суть соотношения литостатического давления и стресса. Однако при этом необходимо учитывать, что реальная геотектоническая среда представляет собой не просто ассоциацию породных тел, но 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 [5]. Собственно тектоническая трещиноватость характеризуется в целом прямолинейными диаклазами и наличием регулярных ортогональных или ромбических систем — “более или менее правильных геометрических сеток” [6, 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 флюидопроводящей до изолирующей и экранирующей.

¹К 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.

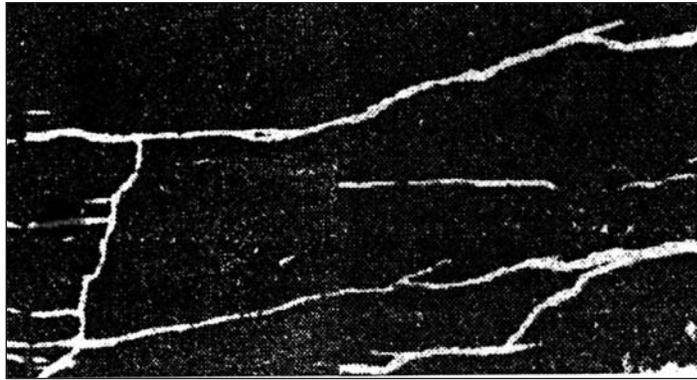
В условиях релаксации тектонических напряжений при длительных тектонических процессах обеспечивается изотермический режим и соответствующие условия минерализации (от “тектонических глинок” в трещинах скалывания до карбонатных, кварцевых, сульфидных и полиминеральных жил в трещинах отрыва), приводящие в конечном счете к закрытому характеру тектонической трещиноватости. Это обуславливает отмеченную амбивалентную роль систем тектонической трещиноватости в формировании залежей нефтидов. Непосредственно в процессе нарушения сплошности литом при их тектонической деформации они играют флюидопроводящую роль, а после закрытия вследствие сжатия и (или) минерализации становятся факторами компартиментализации и блочности природных резервуаров, превращаясь таким образом в фактор, осложняющий разработку залежей.

Существенно иную роль в нефтегазонакоплении играет адиабатическое трещинообразование, связанное с сейсмотектоническими импульсами и явлениями естественного флюидо-разрыва [5, 7]. 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 высокоэнтальпийного флюида, сопряженные с сейсмотектоническими импульсами. Поэтому именно эта 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 (здесь следует учитывать, что взаимосвязанные сейсмотектонические и флюидодинамические импульсы являются также фактором активизации более древних систем трещин отрыва и скалывания).

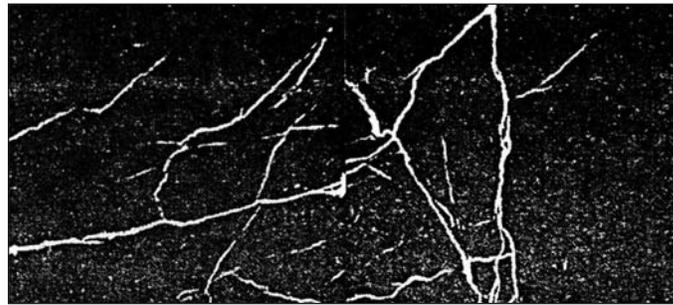
Ведущую роль в формировании адиабатической трещиноватости играют взаимосвязанные сейсмотектонические и флюидодинамические факторы, обусловленные плюмтектоникой, что подтверждается различными индикаторами (трассерами) глубинных флюидов [8]. Они локализуются в центральных частях нефтегазоносных осадочных бассейнов, породы которых в различной степени гидрофобизованы вследствие: а) мобилизации нефтяных углеводородов (масел) из керогена гидрокарбопелитов (в частности, при трансформации горючих сланцев в черные сланцы [2]) и б) непосредственного воздействия на породы безводного (супер)глубинного флюида (сверхсжатого поликомпонентного газа на углеводородной основе) и продуктов его конденсации [8]. 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, кардинально отличающаяся от тектонической и литогенетической трещиноватости. Особенно ярко она проявляется в гидрокарбопелитовых породах (доманикоидах, баженитах, черных сланцах), где наряду с (палео)сейсмогенной [5, 9] трещиноватостью (рис. 1) присутствует хаотичная микротрещиноватость (рис. 2), формирование которой обусловлено нагнетанием углеводородов в гидрофобизованную микропористую породу [2]. Большую роль при этом играет имманентный накоплению гидрокарбопелитовых отложений эвксинского типа режим повышенной сейсмичности, индикаторами которого являются турбидиты, подводно-оползневые текстуры и приуроченная к изохронным уровням трещиноватость характерной морфологии [10]. При этом наблюдается ее пространственно-временная связь с очагами матричной хаотичной трещиноватости (рис. 3). Это позволяет предположить, что помимо обусловленной указанными физико-химически-



a



б



в

Рис. 1. Открытая сейсмогенная трещиноватость в доманиките (силицит-карбонатно-глинистая порода с повышенным содержанием керогена).

Фото (микроскоп “Neophot”) образцов, насыщенных люминофором, в ультрафиолетовом цвете: *a* — Червонолуцкая скв. 1, гл. 5520–5525,2 м, верхний визе, гор. В-22; *б, в* — Шедиевская скв. 486, гл. 5150–5158,3 м, франский ярус

ми факторами перманентной накачки углеводородов в гидрофобную (суб)капиллярно-пористую породу [2], определенную роль играют сейсмоэлектрические явления. Еще в классических исследованиях Я. И. Френкеля, первооткрывателя сейсмоэлектрического 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 —

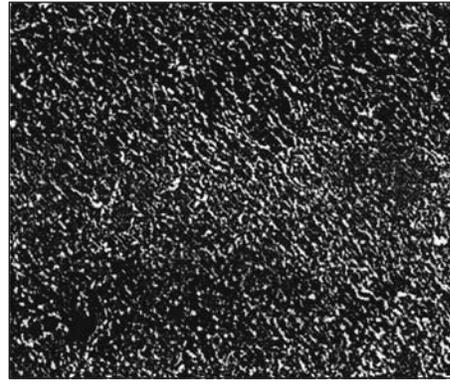
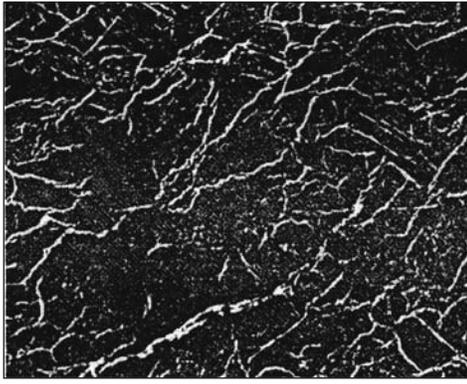


Рис. 2. Хаотическая открытая микротрещиноватость в доманиките, обусловленная накачкой углеводородов в гидрофобную матрицу (физико-химическое трещинообразование).

Фото (микроскоп “Neophot”) образцов, насыщенных люминофором, в ультрафиолетовом цвете. Руденковская скв. 18, гл. 4856–4858,2 м, верхний турне

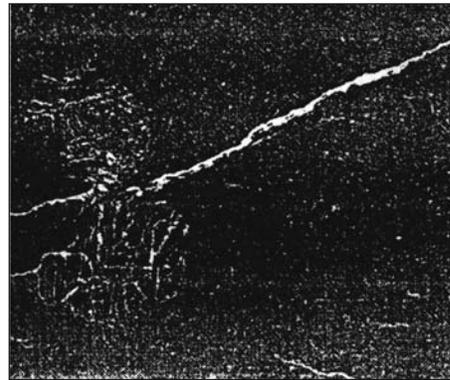
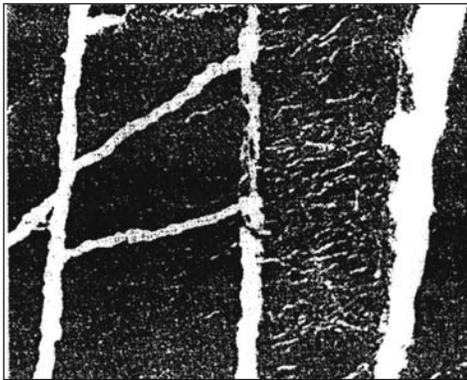


Рис. 3. Соотношение сейсмической и физико-химической трещиноватости.

Фото (микроскоп “Neophot”) образцов, насыщенных люминофором, в ультрафиолетовом цвете. Руденковская скв. 18, гл. 4856–4858,2 м, верхний турне

движение флюидов, заполняющих капиллярные поровые каналы. При этом сейсмичность воздействует на гидрофильный и гидрофобный капиллярно-поровый коллектор существенно по-разному [11]. В гидрофильном коллекторе это способствует просачиванию углеводородов 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 углеводородов 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 “микронепти” 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 [12]. 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 обла-

дают фрактальностью и могут быть количественно охарактеризованы размерностью Хаусдорфа [12]. 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 дилатационные “подушки” [4], 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 варьировать 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 элизионными, эксфильтрационными, 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” [12, с. 90] закладывает ту матрицу литофизических и физико-химических неоднородностей, которая контролирует трещиноватость, обусловленную накачкой газообразных углеводородов в неравномерно гидрофобизованные породы [2, 10]. 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 [7, 8]) микротрещины образуют разветвленные кластеры (рис. 4), которые по предварительным данным, возможно, являются фрактальными структурами.

Таким образом, фундаментальное отличие охарактеризованной автором в данном сообщении 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

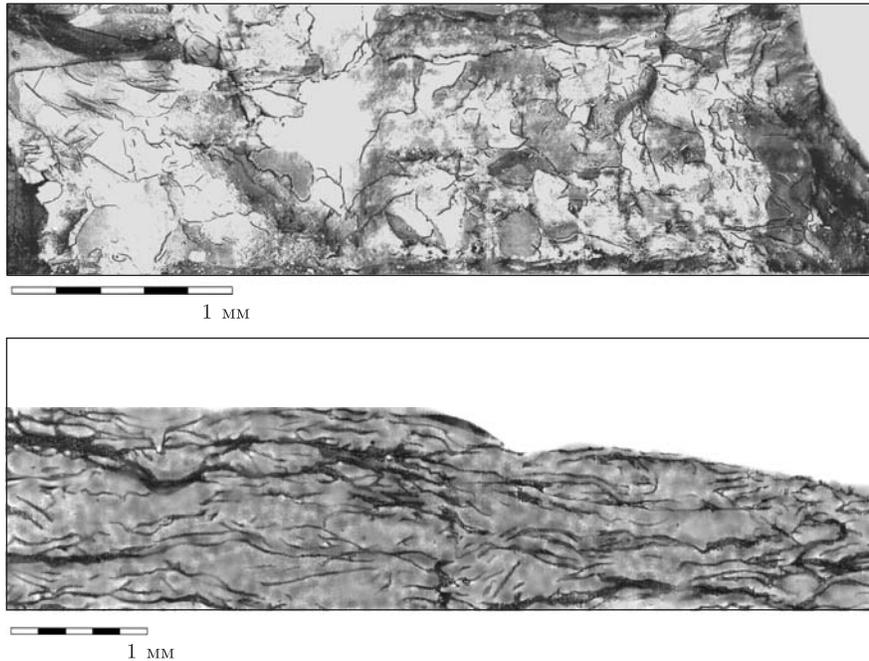


Рис. 4. Трещиноватость глубокозалегающих (6500–6550 м) нижнекаменноугольных терригенных пород в центральной части Днепровско-Донецкой впадины (растровый электронный микроскоп РЭМ-106, панорамное сканирование сколков пород при малых увеличениях)

с пригожинитами — инъекционными минеральными образованиями, которые отличаются от горных пород и жильной минерализации аномальной минералогией и геохимией и наличием специфических микро- и наноструктур самоорганизации [13].

Именно указанные механизмы трещинообразования лучше всего объясняют закономерности локализации и особенности морфологии так называемых *sweet spots* — ареалов с повышенной газоотдачей сланцевого и центральнобассейнового газа [2, 10]. Большую роль трещиноватость указанного генезиса играет и как фактор нефтегазоносности глубокозалегающих комплексов. В частности, присутствие разветвленных кластеров трещиноватости в породах на глубинах свыше 6,5 км существенно расширяет перспективы освоения углеводородного потенциала земных недр.

Цитированная литература

1. Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. — Москва: Недра, 1986. — 608 с.
2. Лукин А. Е. О природе и перспективах газоносности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли // Доп. НАН України. — 2011. — № 3. — С. 114–123.
3. Закиров С. Н., Рощина И. В., Индрупский И. М., Рощин А. А. Разработка месторождений нефти и газа с суперколлекторами в продуктивном разрезе. — Москва: Контент-пресс, 2011. — 248 с.
4. Лукин А. Е. Геофизические методы и проблема выявления нетрадиционных источников природного газа // Геол. журн. — 2014. — № 1. — С. 7–22.
5. Лукин А. Е., Ларин С. Б. Генетические типы трещиноватости пород глубокозалегающих нефтегазоносных комплексов // Геол. журн. — 2003. — № 3. — С. 9–25.
6. Словарь по геологии нефти и газа. — Ленинград: Недра, 1988. — 679 с.
7. Лукин А. Е. Инъекции глубинного углеводородно-полиминерального вещества в глубокозалегающих породах нефтегазоносных бассейнов: природа, прикладное и гносеологическое значение // Геол. журн. — 2000. — № 2. — С. 7–21.

8. *Лукін А. Е.* Самородно-металлические микро- и нановключения в формациях нефтегазоносных бассейнов – трассеры суперглубинных флюидов // *Геофиз. журн.* – 2009. – **31**, № 2. – С. 61–92.
9. *Методика* изучения трещиноватости пород закрытых платформенных территорий (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты). – Новосибирск: Наука, 1972. – 65 с.
10. *Лукін А. Е.* Черносланцевые формации эвксинского типа – мегаловушки природного газа // *Геология и полез. ископаемые Мирового океана.* – 2013. – № 3. – С. 5–28.
11. *Большаков Ю. Я.* Капиллярно-экранированные залежи нефти и газа. – Новосибирск: Наука, 1989. – 126 с.
12. *Nittmann J., Daccord G., Stanley H.* When do “viscous fingers” have fractal measurement? // *Nature.* – 1985. – No 314. – 141 p.
13. *Лукін А. Е.* Пригожиниты – особый генетический тип флюидогенных минеральных агрегатов // *Геохимия литогенеза: Материалы Рос. сов. – Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2014.* – С. 51–53.

References

1. *Golf-Racht T. D.* Fundamentals of fractured reservoir engineering, Moscow: Nedra, 1986 (in Russian).
2. *Lukin A. E.* *Dopov. NAN Ukraine*, 2011, No 3: 114–123 (in Russian).
3. *Zakirov S. N., Roschina I. V., Indrupsky I. M., Roschin A. A.* Development of oil and gas fields with superreservoirs in productive section, Moscow: Kontinent-press, 2011 (in Russian).
4. *Lukin A. E.* *Geol. J.*, 2014, No 1: 7–22 (in Russian).
5. *Lukin A. E., Larin S. B.* *Geol. J.*, 2003, No 3: 9–25 (in Russian).
6. *Glossary of petroleum geology*, Leningrad: Nedra, 1988 (in Russian).
7. *Lukin A. E.* *Geol. J.*, 2000, No 2: 7–21 (in Russian).
8. *Lukin A. E.* *Geol. J.*, 2009, **31**, No 2: 61–92 (in Russian).
9. *Methods of investigation of rocks fracturing in closed platform territories (by the example of Western-Siberia plate)*, Novosibirsk: Nauka, 1972 (in Russian).
10. *Bolzhakov Yu. J.* Capillary-screened pools of oil and gas, Novosibirsk: Nauka, 1989 (in Russian).
11. *Lukin A. E.* *Geologija i poleznyi iskopaemye Mirovogo okeana*, 2013, No 3: 5–28 (in Russian).
12. *Nittmann J., Daccord G., Stanley H.* *Nature*, 1985, No 314.
13. *Lukin A. E.* Geochemistry of lithogenesis: Materials of Rus. conf., Syktyvkar: Inst. Geol. Komy NC UrO RAN, 2014 (in Russian).

Институт геологических наук НАН Украины, Киев

Поступило в редакцию 02.02.2015

Академік НАН України **О. Ю. Лукін**

Про природу тріщинуватості нафтогазоносних порід-колекторів із низькопроникною матрицею

Інститут геологічних наук НАН України, Київ

Схарактеризований новий генетичний тип тріщинуватості порід з низькопроникною матрицею, який обумовлений імпульсним розтріскуванням гідрофобізованих породних тіл. З тріщинними колекторами саме такого походження пов'язані основні перспективи освоєння нетрадиційних джерел вуглеводнів.

Ключові слова: нафтогазоносність, тріщинні колектори, породи з низькопроникною матрицею, нетрадиційні джерела вуглеводнів.

Academician of the NAS of Ukraine **A. E. Lukin**

On the nature of the fracturing of petroliferous rocks-reservoirs with low-permeable matrix

Geological Institute of the NAS of Ukraine, Kiev

A new genetic type of the fracturing of rocks with low-permeable matrix is defined. It is caused by the impulsive cracking of hydrophobized rock bodies. The main prospects of the development of unconventional hydrocarbons sources are connected just with this genetic type of fractured reservoirs.

Keywords: petroleum potential, fractured reservoirs, rocks with low-permeable matrix, unconventional hydrocarbons sources.