

## Геолого-геохимическая несостоятельность газсланцевого бума

© А. В. Кудельский, 2014

Институт природопользования НАН Беларуси,  
Минск, Беларусь

Поступила 7 мая 2013 г.

*Представлено членом редколлегии В. И. Старостенко*

Установлено просторовий і структурно-геологічний зв'язок так званих газосланцевих родовищ США з нафтогазоносними басейнами (НГБ), які характеризуються високим теплоенергетичним потенціалом. З урахуванням надзвичайно низького власного (або мігрантного?) газовмісту сланців (від 1,2 до 10,5 м<sup>3</sup>/т) високі запаси вуглеводневих газів у місцях їх залягання пов'язані з "перехопленням" субвертикальних газових потоків із глибокозанурених зон сучасного (або недавнього, за геологічною шкалою часу) нафтогазоутворення. Інакше кажучи, світовий газосланцевий бум, спровокований засобами масової інформації США, не має під собою підстав, а високий приріст газодобування в цій країні останніми роками зумовлений не експлуатацією так званих родовищ сланцевого газу, а освоєнням раніше законсервованих родовищ вільного газу (наприклад, Вудфорд та ін.) і (або) з перехопленням газопотоків з глибокозанурених зон сучасного нафтогазоутворення і нафтогазових родовищ НГБ (Хайнесвілл та ін.).

Ключові слова: нафтогазоносні басейни, теплоенергетичний потенціал, газові потоки, перехоплення газових потоків, безпідставність газосланцевої концепції.

## Geological-geochemical inconsistency of gas-shale boom

© A. V. Kudelsky, 2014

The so-called shale gas deposits of the USA were found to be both spatially, and structural-ly- geologically correlated with oil and gas basins containing high heat and energy resources. Considering an extremely low native (or migration?) gas content of shale (from 1,2 to 10,5 m<sup>3</sup>/t) high recoverable reserves of hydrocarbon gases in their deposition places are due to the "interception" of sub-vertical gas flows from deep-seated zones of the present-day or the geologically recent (according to geological scale) oil and gas generation. In other words, the global shale gas sensation provoked by the USA mass media does not have any substantiation, and an increase of gas extraction in this country is not associated with exploitation of the so-called shale gas deposits, but with development of earlier suspended free gas deposits (for instance Woodford, etc.), and/or with the interception of gas flows from deep-seated zones of recent oil and gas generation and oil and gas deposits of oil and gas basins (Haynesville, etc.).

Key words: oil and gas basins, heat and power potential, the gas flows, gas flows interception, insolvency gazoslantsevoy concept.

**Введение.** Поскольку ресурсы нефти рас-  
ходятся ускоряющимися темпами, поиск ее  
возможных заменителей как энергетического

сырья становится все более интенсивным. Осо-  
бую роль в этом отношении могут сыграть го-  
рючие (битуминозные) сланцы, которые с дав-

них пор используются и для прямого получения тепловой энергии, и для получения продуктов, подобных нефтяным. В последнее время с горючими сланцами связываются определенные перспективы геологических поисков, вскрытия и промышленной эксплуатации сланцевого углеводородного газа (СГ), продуцируемого на современном геологическом этапе или ранее накопленного в пластовых условиях залегания этих пород. Бум подобных геологических ожиданий спровоцирован впечатляющими успехами американских газодобывающих компаний в добыче так называемого СГ на месторождении Барнет и некоторых других месторождениях в пределах развития сланцевых толщ на Северо-Американском континенте. По данным обстоятельного специального обзора работ А. Е. Лукина [Лукин, 2010 а, б, 2011], добыча природного газа в США в 2008 г. неожиданно для международных экспертов возросла на 7,5 % (или 41,7 млрд м<sup>3</sup>), что связывается с освоением СГ [Лукин, 2011 и др.], запасы которого оценены в 1500 трлн м<sup>3</sup>. Планируется добывать в 2015 г. около 180 млрд м<sup>3</sup> СГ, к 2020 г. — около 220 млрд м<sup>3</sup>, что составит половину всей добычи газа в США.

Изложенная информация впечатляет, однако при отсутствии достаточной официальной геологической информации по проблеме газоносности сланцевых формаций она порождает недоверие и скептические оценки перспектив обнаружения и использования СГ как в США [Лукин, 2010 а и др.], так и в других странах. Иначе говоря, с геологических позиций необходима достоверная информация о глубинном геологическом строении районов распространения газосланцевых толщ, теплофизических условиях и возрасте осадочных бассейнов, в разрезе которых находятся указанные толщ, а также о времени и интенсивности возможных тектонических и тепловых активизаций бассейнов в связи с масштабами газообразования и с условиями сохранения углеводородных газов термодеструкции сланцевого керогена. Одно дело — молодые бассейны с активно протекающими процессами современного газообразования в результате термодеструкции рассеянного органического вещества (РОВ) осадочных пород и керогена сланцев, другое — древние осадочные бассейны (например Припятский), в которых тепловые процессы термодеструкции РОВ и органического вещества (ОВ) горючих сланцев завершились 200—300 млн лет назад, а скопления СГ за это же время успели рассеяться ...

С геологических позиций не совсем понятный опыт добычи СГ в США заинтересовал геологические службы многих европейских стран (Германия, Польша, Украина и др.) относительно обнаружения сланцевых скоплений на своих территориях. Не осталась в стороне от решения этих проблем и геологическая служба Республики Беларусь, специалистами которой намечено несколько объектов для дополнительных исследований по проблеме СГ. Предваряя результаты подобных исследований, автор настоящей статьи предпринял еще одну попытку уточнить (вслед за работами А. Е. Лукина и др.) преимущественно геологические аспекты проблемы СГ и дать по возможности объективную экспертную оценку как самой вероятности существования подобных газов (в отличие от типичных углеводородных газов нефтегазоносных бассейнов (НГБ)), так и перспектив их обнаружения в разнотипных осадочных бассейнах. При этом, хотя так называемые газосланцевые толщи США по физико-химическим и минеральным свойствам (см. ниже) значительно отличаются от слабоизмененных горючих сланцев типа кукерситов, сланцев свиты Грин-Ривер и многих других, тем не менее мы полагаем, что решение поставленных задач связано именно с горючегосланцевой проблематикой.

**Горючие сланцы.** Существует множество определений понятия "горючий сланец" [Горючие ..., 1980; Месторождения ..., 1988 и др.]. Отмечается, что термин "горючий сланец" хотя и не совсем корректен, тем не менее наиболее употребителен по традиции. Столь же традиционен в англоязычной литературе термин "oil shale", хотя известно, что сланцы, так именуемые, почти не содержат сырой нефти, а могут выделять подобную нефти вязкую жидкость (сланцевое масло) лишь при нагревании до 500 °С и выше. В контексте наших исследований наиболее полным и удачным представляется определение В. А. Котлукова [Геологический ..., 1978]: "Сланцы горючие — осадочная порода, глинистая, известковистая, кремнистая, тонкослойная, при выветривании листоватая или массивная, содержащая органическое вещество (кероген) в количестве от 10—15 до 60—80 %; окраска коричневатая-серая, коричневатая-желтая, оливково-серая. Обладает способностью в тонкой пластинке или куске загораться от спички, издавая специфический запах горящей резины. Горючая часть сланцев сапропелевая или гумусово-сапропелевая". Уместно заметить, что горючие слан-

цы представляют собой сильно уплотненную минерально-органическую систему, лишенную существенной микропористости, макропор, внутренних поверхностей, сланцеватости и какой-либо водно-газовой проницаемости. Теплопроводность сланцев также очень низкая, около 1 Вт/(м·К). Сланцеватость свойственна только очень бедным органическим веществам образованиям или же минеральной матрице "горючих сланцев", лишенных ОВ в результате его промышленной или естественной (метаморфизм) термодеструкции.

К.Э. Уров и Ю.И. Горький [Уров, Горький, 1984] определяют горючие сланцы как осадочную породу, содержащую преимущественно аквагенное ОВ, **стадия преобразования которого не превышает начальной мезокатагенетической** (выделено нами — авт.), малорастворимое в низкокипящих органических растворителях, но генерирующее значительное количество жидких органических продуктов при термической деструкции.

Водным происхождением горючих сланцев определяется многообразие их фашиально-генетических типов. Основные типы следующие [Месторождения ..., 1988]:

- глубоководноморские, открытоморские, лагунные (пресноводные и солоноватоводные);
- озерные фитопланктониты и фитопланктониты с участием фито- и зообентоса, а также зоопланктона в целом;
- морские фитопланктониты и зоопланктониты.

Сланцы образуются преимущественно в мелководных морских и озерных водоемах в результате одновременной седиментации тонкозернистого минерального материала (кварц, полевые шпаты, глины, карбонаты) и продуктов преобразования ОВ, возникающих при разрушении биоценозов. Следовательно, условия формирования горючих сланцев включают избытие органической жизни, раннее установление анаэробной среды и отсутствие организмов, разрушающих ОВ, а также климат, подобный климату, благоприятному для угленакопления.

Непрерывная седиментация, протекавшая на фоне погружения дна водоемов, обуславливала формирование относительно мощных перекрывающих толщ, необходимых для уплотнения и диагенеза обогащенных ОВ отложений. Химические процессы при повышенных температурах (приблизительно до 70 °С) приводили к потере летучих компонентов и формированию осадочной породы с высоким содержанием остаточного ОВ (битумоида) и не-

растворимого в слабых органических растворителях керогена.

Большинство исследователей сходятся во мнении о том, что кероген и битумоид имеют биологическое происхождение — главным образом за счет липидной фракции донных водорослей и фоссилизированного фито- и зоопланктона.

Говоря о типах липидов, имеют в виду прежде всего сложные эфиры жирных кислот и углеводов (УВ). Представляется, что и те, и другие играли существенную роль в формировании керогенов. Предполагают (Р.Ф. Кейн и др.), что некоторые из них образовались почти целиком из углеводородных липидов, а другие — из жирных кислот. Широкое распространение и химические свойства жирных кислот создают вещественную основу формирования керогена. Соответствующие представители этой группы соединений наделены достаточной химической активностью, чтобы полимеризоваться, и образуют твердое нерастворимое инертное вещество, сходное с керогеном.

Общая примерная формула керогена  $[C_{12} \times H_{12} ON_{0,16} S_{0,43}]_x$  предложена [Эрдман, 1978]. Подчеркивается, что кероген — это не индивидуальное соединение и не гомогенное вещество, а сложная смесь полимерных органических молекул, нерастворимая в сероуглероде (CS<sub>2</sub>). Обобщенный элементарный состав керогена, %: углерод 64—89; водород 7,1—12,8; азот 0,1—3,1; сера 0,1—8,7; кислород 0,8—24,8. Элементарный состав эстонских кукерситов, %: углерод 76,5—78,4; водород 9,2—9,4; кислород 11,8—14,6.

Как упоминалось выше, горючие сланцы представляют собой осадочные тонкозернистые карбонатные, кремнистые или глинистые горные породы, содержащие около 16—40 % ОВ в виде керогена. По его содержанию выделяют следующие группы пород: 5—15 % — керогенсодержащие; при 40 % и более — сапропелевый уголь; менее 5 % — РОВ-содержащие. Многие авторы относят к горючим сланцам осадочные породы с нижним пределом содержания керогена 5—10 %, верхним — 30, 40, 50 и даже 60—80 % (торбаниты Австралии). Торбаниты обычно встречаются в форме линз, часто приурочены к залежам угля. Это указывает на седиментацию в мелководной, частично береговой сухопутной обстановке.

Еще один тип горючих сланцев — Грин-Ривер — образует специфическую категорию сланцев, пожалуй, наиболее интересную. Эти сланцы имеют озерное происхождение и пере-

слаиваются с вулканическими пеплами, алевролитами, пластами галита, троны и нахколита. Отложения свиты Грин-Ривер накапливались главным образом в крупных эоценовых озерах (оз. Юинта в Колорадо и оз. Госьют в Вайоминге) на территории следующих **глубоких впадин** (подчеркнуто нами — авт.): Юинта, Пайсенс-Крик, Сэнд-Уош, Грин-Ривер, Грейт-Дивайд, Уошейки и Фоссил (рис. 1).

Характер геологического разреза и вещественный состав сланценосной осадочной толщи Грин-Ривер свидетельствуют о весьма значительной роли вулканических и гидротермальных процессов в формировании горючих сланцев, а также об их генетической связи с верхними частями геологических профилей глубоких осадочных НГБ впадин Грин-Ривер, Уошейки, Юинта и Пайсенс-Крик с высоким современным и (или) палеотепловым потенциалом. С этими бассейнами, в соответствии с оценками 1970-х годов, связаны крупные запасы газа (до 2,4 трлн м<sup>3</sup>) и нефти (более 108 млн т).

Разведочной скважиной в штате Колорадо вскрыта зона Мэхогени пористых туфогенных пород (361,8—366,9 м). На глубине 420 м расположен маркирующий горизонт — пласт черных сланцев, залегающий в подошве зоны Мэхогени. Горизонт сложен доломитистыми или

известковистыми глинами, обогащенными пиритом, реже ОВ. Глины иногда переслаиваются с тонкими пропластками песчаников или битуминозных известняков.

Появление туфогенных пород и многочисленных пепловых прослоев в разрезе свиты Грин-Ривер связывается с наземными извержениями в вулканической провинции Йеллоустон-Абсерока на севере территории.

В местах глубокого залегания свиты Грин-Ривер температура составляет 90—125 °С. Основная масса ОВ горючих сланцев (13,8%) представлена нерастворимым керогеном (11,04%). Он состоит из полициклических подгрупп, связанных между собой алканами и изопреноидами с длинными цепями. В матрице керогена, кроме того, содержится значительное количество захваченных конденсированных алканов и жирных кислот. Согласно аналитическим данным о керогене эоценовой свиты Грин-Ривер, его эмпирическая формула имеет вид



Преобразование ОВ донных осадков водоемов в кероген происходит преимущественно в восстановительных условиях под воздействием анаэробных бактерий при температурах до 70—80 °С (предел жизнедеятельности бактериальных сообществ). На этой сравнительно ранней стадии преобразования ОВ биохимический этап сменяется геохимическим — метаморфизмом, превращение части ОВ в нерастворимый кероген полностью заканчивается при следующих граничных тепловых и геохимических условиях формирования и существования собственно горючих сланцев: на стадиях седиментогенеза при температуре 10—25 °С на глубинах до 200—600 м и подстадии протокатагенеза при температуре 50—75 °С на больших глубинах.

Современное использование горючих сланцев ориентировано в основном на получение сланцевого масла. Метод его промышленного производства заключается в дроблении породы и нагревании ее до 500 °С или выше. При такой температуре ОВ разлагается (пиролизуется), образуя масляный пар, который после конденсации дает вязкое жидкое сланцевое масло, а также горючий газ и углистый остаток на частицах отработанной породы. Этот процесс называется перегонкой, или ретортированием. Углистый остаток можно сжигать в качестве топлива. Подсчитано, что из каждых 2 тыс. т высокосортного сланца (с выходом масла 113 л/т) можно получить около 23 т сланце-

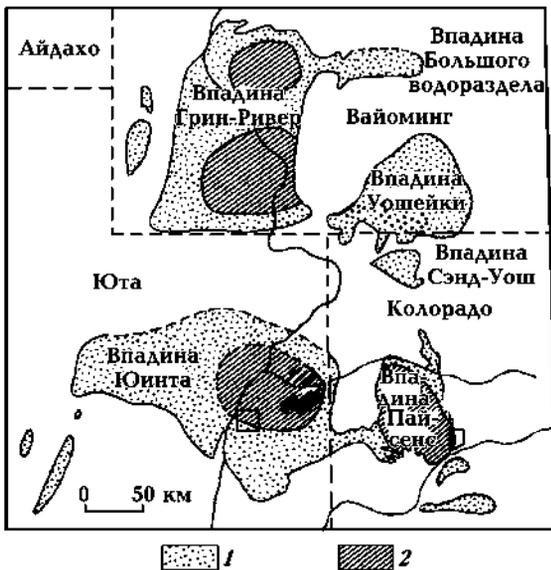


Рис. 1. Обзорная схема размещения горючих сланцев типа Грин-Ривер (по данным Департамента внутренних дел США, 1973): 1 — район развития неогенных либо низкосортных горючих сланцев; 2 — район развития сланцев мощностью более 3 м с выходом сланцевого масла 95 л/т и больше.

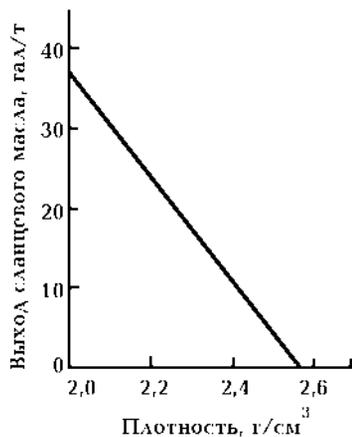


Рис. 2. Эмпирическая зависимость между плотностью ( $\delta$ ) горючих сланцев и выходом из них сланцевого масла.

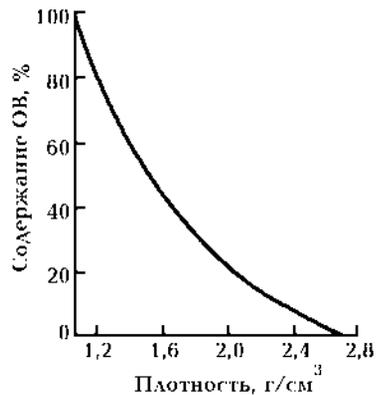


Рис. 3. Теоретическая зависимость плотности горючих сланцев ( $\delta$ ) типа Грин-Ривер (Колорадо) от содержания в них органического вещества.

вого масла, 40 т горючего газа, 30 т воды и 80 т углистого остатка.

Залежи горючих сланцев свиты Грин-Ривер — крупнейшие в США и составляют около 80 % выявленных мировых запасов. Залежи распространены на площади 65 тыс. км<sup>2</sup>, в том числе на площади 44 тыс. км<sup>2</sup>, как полагают, имеют промышленное значение. Содержание в сланцах масла эквивалентно 285 млрд т извлекаемой нефти.

В ходе промышленных экспериментов со сланцами свиты Грин-Ривер было установлено [Горючие ..., 1980], что их плотность и пористость — одна из важнейших характеристик этого объекта при прогнозировании выхода сланцевого масла (рис. 2):

$$G = 144,39 - 56,05\delta,$$

где  $G$  — выход сланцевого масла, гал/т (1 гал = 3,8 л);  $\delta$  — плотность сланцев, г/см<sup>3</sup>. Плотность сланцев контролируется содержанием ОВ в сланце (рис. 3).

Принципиальное значение приведенных данных состоит в том, что максимальным выходом сланцевого масла отличаются сланцы плотностью от 1,7 (по данным комплексного каротажа скважин) до 2,0—2,4 г/см<sup>3</sup> (см. рис. 2), при плотности минеральной матрицы сланцев 2,55—2,6 г/см<sup>3</sup> сланцевое масло в ней практически отсутствует. Примерно так же распределяется (относительно плотности сланцев) и ОВ (см. рис. 3), хотя при плотности минеральной матрицы более 2,55 г/см<sup>3</sup> в ней может еще сохраняться определенное количество ОВ (по-видимому, первые проценты). От наличия ОВ во многом зависят физические свойства горю-

чих сланцев. Обогащенные органическим веществом горючие сланцы — плотные, упругие, не растрескиваются, деформируются пластично. Бедные органическим веществом горючие образования приобретают сланцеватость, становятся хрупкими и растрескиваются под давлением.

**Метаморфизм горючих сланцев и их участие в процессах нефтегазообразования.** Выяснение вопросов метаморфизма горючих сланцев важно в связи с их поисками среди осадочных пород определенной степени преобразования, а также в связи с проблемой происхождения жидких и газообразных УВ, в том числе так называемых сланцевых газов.

Как упоминалось выше, к горючим сланцам относятся тонкозернистые глинистые, кремнистые или карбонатные горючие породы, содержащие около 16—40 % и более ОВ в виде керогена и до 5 % — в виде битумоидов. В условиях устойчивого глубинного погружения геологических формаций горючих сланцев в интенсивно прогретые зоны осадочных бассейнов ("зоны крекинга", по В. Б. Порфирьеву и И. В. Гринбергу) процесс их термометаморфизма сопровождается потерей сапропелевого вещества и продуктов его разложения. При этом возрастает плотность минеральной матрицы (глинистой, карбонатной и др.) горючих сланцев. По степени уплотнения глинистые минералы представляют ряд: глины — уплотненные глины — аргиллиты сланцеватые аргиллиты — глинистые сланцы, при этом глины и уплотненные глины обладают пластичностью и обменными свойствами, что обусловлено наличием электрических зарядов и обменных катио-

нов на планарных (межслоевых) и торцевых частях глинистых минералов. С уплотнением снижаются пористость, пластичность, обменная и сорбционная способность глинистых минералов, появляются признаки сланцеватости и кливажа. Изложенное связано со структурной деградацией глинистого материала и формированием смешанослойных минералов в результате воздействия высоких температур. Так, переход глин в аргиллиты наблюдается при температуре 145—180 °С (эксперименты С.П. Малинина), переход монтмориллонита из прибрежной зоны Галф-Коста в смешанослойный иллит-монтмориллонит фиксируется при температуре 150—490 °С и давлении 200 МПа (эксперименты D. D. Eberl, H. Hower).

На стадиях, соответствующих угольным стадиям К, ОС (поздняя стадия мезокатагенеза), Т и А (апокатагенеза), сланцы практически полностью теряют сапропелевую составляющую и превращаются в чистую породу (карбонатную либо глинистую) либо, при наличии в исходном сапропеле гумусового материала, — в углистую породу или уголь. **Поэтому обнаружение типичных горючих сланцев возможно лишь в разрезе слабоизмененных (диагенез — ранняя стадия мезокатагенеза) осадочных пород** (выделено нами — авт.). В разрезах НГБ, где осадочные горные породы подвергаются (или подвергались в геологическом прошлом) воздействию высоких температур (свыше 125 и до 250—600 °С), типичные горючие сланцы глубокими буровыми скважинами не обнаружены.

Горючие сланцы, как и другие нефтепродуцирующие осадочные породы, формируются в сходных водных обстановках — морской, солоноватоводной и пресноводной. Генетических и геохимических различий между ними не существует, более того — высокий углеводородный потенциал керогена горючих сланцев (см., например, эмпирическую формулу  $C_{215} \times H_{330} O_{12} N_5 S$  керогена сланцев свиты Грин-Ривер) свидетельствует об их очень высоком нефтегеологическом потенциале. Поэтому в начале XX в. теория происхождения нефти из концентрированных форм керогена горючих сланцев привлекала многих русских и зарубежных исследователей (М. Д. Залесский, И. М. Губкин, А. Ф. Добрянский, Крам-Броун и др.). Однако когда при разбуривании НГБ не были обнаружены горючие сланцы, данная теория была отодвинута на второй план. При этом упускалось из виду, что горючие сланцы, давшие однажды нефть, могли существенно изменить свой об-

лик (черные сланцы и другие литолого-петрографические различия).

Во второй половине XX в. основную роль в процессе нефтеобразования отводили рассеянному в осадочных породах ОВ.

В этой связи представляют интерес данные исследований (по методу Rock-Eval)<sup>1</sup> пиролиза образца кукурсита, месторождение которого разрабатывается шахтным способом (Эстония), и осадочных горных пород (известковистые черные сланцы) из разрезов глубоких нефтепоисковых скважин: Сибирежской-1 и Людвигинской-1, пробуренных на одноименных геологических площадях Припятского НГБ (Беларусь).

Содержание  $C_{орг}$  в кукурсите составляет 34,16 % (табл. 1), свободные УВ ( $C_7—C_{33}$ , параметр  $S_1$ ) в породе отсутствуют, углеводороды крекинга керогена ( $S_2$ ) составляют 304 мг на 1 г кукурсита, что свидетельствует о его очень высоком нефтегенерационном потенциале.

Какая-то часть приведенных в табл. 1 физико-химических характеристик образцов черных сланцев из разрезов Сибирежской и Людвигинской площадей, следует отметить, что пиролитические исследования осадочных пород бассейнов с установленной нефтегазоносностью не имеют особого смысла, хотя в данном случае они представлены с целью иллюстрации возможного физико-химического превращения горючих сланцев в условиях природного нефтегенерационного метаморфизма. Наблюдаются широкомасштабная потеря органического вещества ( $C_{орг}$ ), расходуемого на процессы нефтегазообразования, и связанное с этими процессами увеличение плотности минеральной матрицы (до 2,82 г/см<sup>3</sup>), отсутствие или чрезвычайно малое содержание как свободных углеводородов, так и УВ термодеструкции керогена (см. табл. 1).

В настоящее время геохимии и геологии-нефтяники вернулись к идее И. О. Брода, Н. А. Еременко, Н. Д. Залесского, И. М. Губкина, А. Ф. Добрянского и других исследователей о генерации УВ (газо- и жидкофазных) из РОВ и керогена горючих сланцев не только сапропелевого, но и гумусового происхождения. При этом было установлено, что сапропелевое вещество генерирует в 4 раза больше нефти, чем гумусовое (эксперименты В. Тиссо и Ж. Эспиталье, 1975 г.).

<sup>1</sup>Лаборатория Белорусского научно-исследовательского геолого-разведочного института (Беларусь, Минск), данные И. Р. Захарии и Е. В. Бибикиной.

Т а б л и ц а 1. Пиролиз (по методике Rock-Eval) горючего сланца (кукерсит, Эстония) и черных сланцев из разрезов Припятского нефтегазонасного бассейна (Беларусь)

Страна. Геологический объект	Горная порода	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Возраст порода	Содержа- ние $S_{орг}$ , %	Температура выхода УВ, °С		Количество УВ на породу, мг/г		
					начало	максимум	свободных УВ, $S_1$	УВ термо- деструкции (крекинг) керогена, $S_2$	
Эстония. Месторождение горючих сланцев (открытый карьер)	Кукерсит	1,69	S—O	34,16	—	429	—	304	
Беларусь. Припятский НГБ: Сибирежская площадь, скв. 1, 3685 м	Черный сланец известковистый	2,40	$D_3^2$ fm, pt	1,35	—	7,7	436	1,26	1,97
								0,0	2,92
Людвиновская площадь, скв. 1, 3760,5 м	Черный сланец известковистый	2,82	$D_3^2$ fm, zd	0,47	—	—	434	—	

В естественных геолого-тектонических условиях осадочных бассейнов распад концентрированных форм керогена происходит начиная с температур, превышающих 70—80 °С, при температурах 150—300 °С и выше горючие сланцы (как и РОВ осадочных пород) генерируют основное количество УВ и превращаются в черные сланцы.

**Нефтегазонасные бассейны и геофлюидодинамическая миграция углеводородов.** Разнофациальный и сложно построенный комплекс осадочных образований литосферы является генетическим источником и (или) вмещителем всевозможных полезных ископаемых — горючих (твердых, жидких и газообразных), рудных и нерудных, разнотипных по составу и свойствам подземных вод и рассолов. Формирование многих из них (нефти, газа, высококонцентрированных йодных вод и др.) рассматривается как необходимое следствие литогенеза терригенных песчано-глинистых пород, происходящего в условиях высоких температур и давлений. Установлено [Кудельский и др., 1997; Кудельский, 2011], что и происхождение этих полезных ископаемых, и их распределение в разрезе определяются, с одной стороны, мощностью осадочных песчано-глинистых образований, с другой — уровнем и продолжительностью теплового воздействия на связанный с ними комплекс минеральных и органических веществ.

Мощность осадочных образований литосферы варьирует в весьма широких пределах: от нескольких и сотен метров до 3—4 км в осадочных бассейнах неглубокого заложения и свыше 4—5 км (до 20—25 км) в разрезе типичных нефтегазонасных бассейнов. Именно при такой мощности осадочного выполнения (в том числе с учетом мощности пород промежуточных фундаментов в разрезе молодых платформ — Западно-Сибирской и др.) достигаются необходимые геохимические и термобарические условия ( $T > 200 \div 250$  °С;  $P > 40 \div 50$  МПа) для термической деструкции рассеянного в осадочных породах органического вещества, ОВ горючих сланцев, а также объемной аккумуляции глубинных продуктов коромантийной дифференциации и их последующей структурной ассоциации в молекулярные углеводородные и неуглеводородные комплексы собственно нефти, газоконденсатов и газов.

Значительная часть осадочных пород НГБ залегает в зоне современных (или палео-) температур, превышающих 200—250 °С. Часть осадочных бассейнов характеризуется суб- и над-

критическими (для воды и рассолов) температурами в основании осадочных толщ (Предкордильерская нефтегазоносная впадина провинции Альберта, свыше 300 °С; нефтегазоносные бассейны Пермского и Западного внутреннего бассейнов США, например, НГБ Анадарко с мощностью осадочных образований более 11 км и температурами в их подошве 250—300 °С; НГБ Северного Галф-Коста с максимальной мощностью осадочных образований до 15 км и температурами в их основании свыше 300 °С; Днепровско-Донецкая и Паннонская впадины, свыше 300 °С; Северо-Крымский прогиб, 250—370 °С; Ферганская впадина, 300—360 °С; Западно-Кубанский и Терско-Каспийский краевые прогибы, 300—430 °С; Предкарпатский прогиб, 340—380 °С; Южно-Каспийская впадина, свыше 600 °С). При этом тепловое состояние осадочной толщи литосферы как опосредованное выражение энергетики земной коры и верхней мантии подвержено значительным изменениям во времени. Вариации интенсивности тепловых полей в первом приближении соответствуют интенсивности глубинных тепловых процессов и тектонических активизаций [Артюшков, Безр, 1986] и с определенным отставанием во времени охватывают этапы их нарастания (относительно смежных геологических мегаформ), активного проявления и общей деградации, выражающейся в тенденции к выравниванию теплоградиентных характеристик осадочного бассейна и вмещающих более крупных блоков земной коры.

Рассматривая тепловую эволюцию материальной системы осадочного бассейна как историческую трансформацию структуры, вещественного состава и теплового состояния осадочных толщ в пространстве и времени, следует указать на спонтанное упорядочение ниже некоторого уровня температур (200—250 °С) и интенсивное развитие деформаций материальной системы выше этого уровня. Деформации, физическое выражение и частичная реализация которых связаны с фазовыми переходами, переводят вещество из одной области пространственной структуры осадочной толщи в другую.

Вопрос о фазовых переходах как важнейшем механизме эволюции структуры, вещественного состава и теплового состояния осадочных толщ литосферы рассматривался нами в связи с проблемами нефтегазообразования и литогенеза [Кудельский, 1983, 1985]. В объеме осадочного выполнения НГБ легко расслаивающаяся система представлена органическим ве-

ществом (РОВ), в результате термической деструкции которого при температурах 250—450 °С формируются гомогенные квазигазовые смеси на основе углеводородов (метан и более тяжелые) и подземного испарения пластовых вод в атмосферу газовых глобул. В результате субвертикального перемещения подобных обводненных, "перегретых" и высоконапорных геофлюидов и их расслоения в местах пониженных давлений и температур разломных и приразломных зон формируются газовые, газоконденсатные и нефтегазовые месторождения с пресноводными конденсатами в их подошвенных частях [Кудельский, 2011].

Причинная взаимообусловленность теплового состояния, деформаций, фазовых переходов и неустойчивости осадочных толщ неравновесного происхождения позволяет, в соответствии с [Николис, Пригожин, 1979], рассматривать осадочный бассейн как диссипативную структуру, образующуюся и сохраняющуюся вследствие обмена энергией и веществом с внешней средой в неравновесных условиях. Конвективный вынос тепла и массы легкоподвижных продуктов литогенеза (в том числе так называемого сланцевого газа) из нижних частей разреза осадочных толщ в верхние и даже за пределы этих толщ и подземной гидросферы (грязевой вулканизм и связанные с ним выбросы свободных углеводородных газов) — вполне достаточное свидетельство правомочности [Гогель, 1978] сопоставления материальной системы осадочного бассейна с тепловой машиной, производительность которой, в соответствии с принципом Карно, при прочих равных условиях зависит от разности температур в основании и на вершине конвективной системы. С функционированием "тепловой машины" глубоких осадочных бассейнов на активных этапах их тепловой эволюции связано происхождение скоплений жидкофазных и газообразных УВ, других типов литогенных полезных ископаемых. Достаточно определенно об этом свидетельствуют закономерные и тесные связи распределения нефти и газа (в том числе "сланцевого") с такими характеристиками НГБ, как мощность осадочных толщ и температура поверхности фундамента в их основании [Кудельский и др., 1977].

**"Сланцегазоносные свиты" и их геологическая позиция на территории США.** Все важнейшие свиты "газосодержащих сланцев" залегают на территории крупнейших нефтегазоносных бассейнов США (рис. 4). Сланцы свит Барнет, Хайнесвилл-Босьер широко рас-

пространены в пределах ближних и дальних побережий Мексиканского залива (НГБ Галф-Кост); сланцы свит Барнет и Вудфорд — на территории Пермского и (совместно со свитой Файетвилл) на территории Западного внутреннего нефтегазоносного бассейнов. Сланцы свиты Грин-Ривер широко представлены в пределах НГБ Уиллистон, Восточных Скалистых гор и Юта-Невадийском, а сланцы Марцеллус и Нижний Гурон — в геологических разрезах Пред-аппалачских НГБ. С НГБ Иллинойс пространственно связаны сланцы свиты Нью-Олбани.

Все перечисленные нефтегазоносные бассейны отличаются весьма значительными мощностями осадочных пород в их наиболее погруженных частях (свыше 7—10 км) и высокими температурами (200—300 °С и выше) на поверхности кристаллических или складчатых фундаментов. С наиболее крупными из них (Западный внутренний, Пермский и бассейны Мексиканского залива) связаны крупнейшие ресурсы нефти и газа в США. Так, в Западном внутреннем бассейне (с впадиной Анадарко) насчитывается более 4 тыс. нефтяных и свыше 1,2 тыс. газовых месторождений. Верхний газоносный этаж осадочных пород впадины представлен газовым месторождением Панхандл-Хьюготон с кровлей на глубинах 650—2400 м. Глубже, до 5 км, залегает газонефтяной этаж, в интервале глубин 5—5,8 км прослеживается

этаж газоконденсатных месторождений, глубже 5,8 км вертикальная углеводородная зональность бассейна завершается нижним газоносным этажом. В целом, по впадине Анадарко позднекембрийский платформенный чехол имеет мощность свыше 10—11 км. При бурении скважины Бейден-1 (округ Бэкхэм, штат Оклахома) на глубине 9159 м зафиксирована температура 220 °С, на поверхности кристаллического фундамента экстраполяцией температур установлено 300 °С. В осадочном чехле впадины газоносны известняки нижнего девона на глубинах от 4 до 7 км (месторождения Милс-Ранч, Норт-Уэст-Рейден, Аledo, Буфало-Уиллоу и др.).

В Пермском НГБ с впадинами Делавер, Мидленд и прогибами Вал-Верде, Керр и Форт-Уэрс газовые залежи преобладают над нефтяными как по количеству, так и по размерам. В ареале нефтегазоаккумуляции Делавер продуктивны пермские отложения на глубинах около 1000 м, в остальных — кембрий-ордовикские доломиты свиты Элленбергер с залежами на глубинах 4,5—7 км.

НГБ Мексиканского залива — один из крупнейших на земном шаре. Северная континентальная окраина впадины залива (Галф-Кост) входит в состав эпигерцинской Северо-Американской плиты, регионально погружающейся (мегамоноклиналь) к Мексиканскому зали-

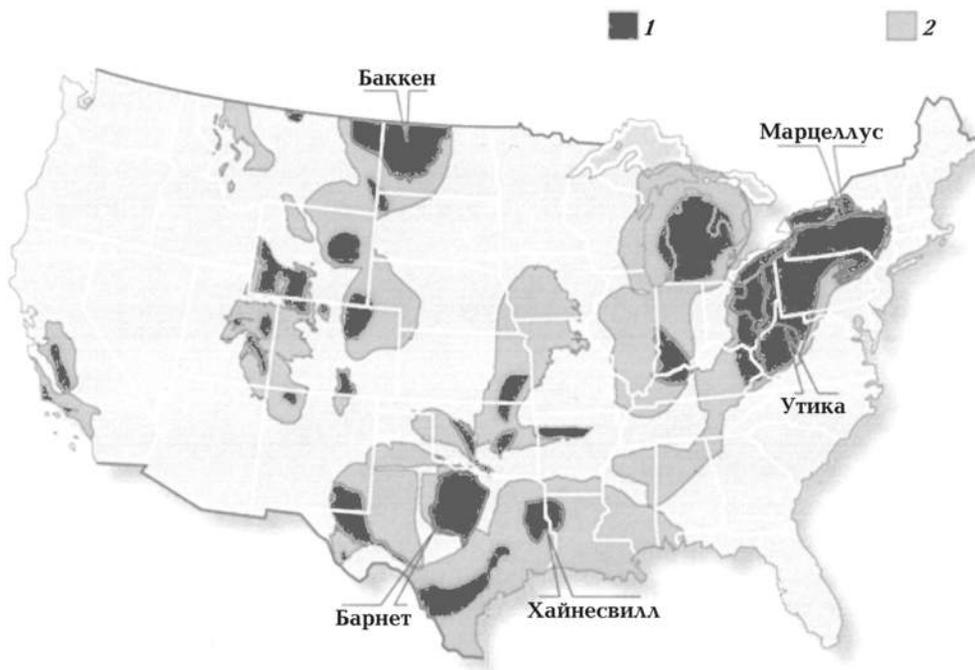


Рис. 4. Территориальное соотношение сланцевых (1) и нефтегазоносных (2) бассейнов США.

ву. Общая мощность осадочного чехла мегамоноклинали в Северном Галф-Косте возрастает в южном направлении до 9—10 км (прогиб Аркома) и свыше 15 км — на побережье штата Луизиана и в смежной части морского шельфа. Тектоническими движениями в мелу—предэоценовом времени сформированы Северная и Южная зоны разломов, между которыми расположены высокоподнятые своды Сабин и Монро, в строении которых принимают участие и геологические образования одной из интересующих нас "сланцегазоносной" свиты Хфанесвилл.

Во вскрытой бурением части осадочного чехла Северного Галф-Коста для вертикального ряда залежей характерна интенсивная обогащенность газом. Это связано с чрезвычайно широкими масштабами газообразования в данной части бассейна, обусловленными огромным объемом осадочных пород, залегающих на глубинах теплофизической зоны юра-мел-палеогенового и современного нефтегазообразования.

В бассейне Мексиканского залива расположены все нефтегазовые месторождения Мексики и около 8000 месторождений США, в том числе 40 из 100 крупнейших по текущим извлекаемым запасам нефти. Основные нефтегазоносные горизонты — песчаники мелового и в меньшей мере палеогенового возраста, в северной части мегамоноклинали — юрские и меловые известняки. На территории объединенного свода Сабин-Монро расположены нефтяные месторождения Смаковер, Коттон-Валли, Хайнесвилл и др., месторождения свободного газа Монро (с начальными запасами до 270 млрд м<sup>3</sup>), Ричленд (до 215 млрд м<sup>3</sup>), Картридж и Слайго, а также месторождение "сланцевого" газа Хайнесвилл.

**Физико-химические и петрологические свойства "газосланцевых" толщ.** Выше показано, что типичные горючие сланцы в естественном залегании представляют собой достаточно плотную (1,6—2,55 г/см<sup>3</sup>) минерально-органическую низкопористую систему, лишенную каких-либо внутренних поверхностей и, тем более, сланцеватости. Последняя свойственна только очень бедным органическим веществам образованиям или же минеральной матрице горючих сланцев, лишенных ОВ в результате его промышленной или естественной (мегаморфизм) термодеструкции. По мере структурной деградации глинистых минералов под воздействием высоких температур и давлений в разрезе нефтегазоносных бассейнов снижаются их удельные поверхности, обменные и сорб-

ционные свойства на планарных (the planar sorption sites) межслоевых и торцевых (the frayed edge sites) частях минералов, возрастают, как следствие, плотность и степень сланцеватости глинистых и глинисто-карбонатных пород. При достаточно высокой плотности минеральной матрицы сланцев (более 2,65 г/см<sup>3</sup>) их пористость, проницаемость, содержание ОВ и углеводородных газов снижаются до незначительных. Согласно К. Катахаре [Katahara, 2008], исследовавшему единичные образцы кернового материала черносланцевых толщ, их "пористость и проницаемость соответствует диапазону нанозначений". К сожалению, это определение, касающееся крайне ограниченной выборки данных, с подачи средств массовой информации было принято в качестве общей физико-химической характеристики неких гипотетических газосланцевых толщ, разработка которых требует специфических и дорогостоящих технологий (горизонтальное бурение, гидроразрыв пластов с применением пропантов и пр.).

Этим была допущена методологически ошибочная экстраполяция плотностных характеристик отдельных образцов керна буровых скважин на всю толщу черносланцевых пород США, хотя на самом деле в естественном пластовом залегании этим породам свойственны литологическая и физико-химическая неоднородности, а также тектонически обусловленные зоны повышенной трещиноватости в виде флексур или разломов с высокой газо- и водонепроницаемостью. Так, по данным компании "Halliburton", сланцы месторождения Нижний Гурон в их естественном залегании — "мягкие и податливые бурению". Карбонатные породы месторождения Вудфорд интенсивно трещиноваты, и с ними связано крупное месторождение свободных газов, которое до "газосланцевого бума" эксплуатировалось одиночными скважинами.

В соответствии с русскоязычными публикациями [Лукин, 2010 а; б; 2011 и др.], наиболее известные в настоящее время в США газосодержащие сланцы (табл. 2) представлены преимущественно темноцветными глинистыми (30—70 %) породами с невысоким содержанием ОВ (0,6—5 %), карбонатов (0—30 %), SiO<sub>2</sub> (0—5 %), FeS<sub>2</sub> (0,1—10 %) и других веществ. Основные геолого-стратиграфические интервалы развития "газосланцевых" толщ — D<sub>2</sub>, D<sub>3</sub>—C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>—C<sub>3</sub> и J<sub>3</sub>. Различаются они геохимической специализацией и, в очень малой мере, литолого-геохимическими и плотностными характеристиками, содержанием ОВ и степенью

Т а б л и ц а 2. Важнейшие формации (свиты) "газосодержащих" сланцев США. Месторождения "сланцевого газа"

Параметры и свойства месторождений	Свиты «газосодержащих» сланцев						Энтрим	Нью-Олбани
	Файетвилл (верхний карбон)	Хайнесвилл (верхняя юра)	Марцеллус (девон)	Вудфорда (нижний карбон — девон)	Барнет (нижний карбон — девон)			
Площадь проведения работ, м <sup>2</sup>	23 310	23 310	245 050	28 490	12 950		31 080	112 665
Глубина изучения, м	600—1800	3500—4500	1500—2400	3600—4500	2000—2600		180—670	150—610
Суммарная мощность сланцев, м	15—100	60—100	30—60	37—67	31—180		21—37	15—30
Общее количество органических веществ, %	Менее 3	0,5—4,0	5	4,9	1—5		1—20	1—25
Общая пористость, %	2—8	8—12	10	3—9	0,5—6,0		9	10—14
Содержание газа, м <sup>3</sup> /т	1,8—6,6	3—9,9	1,8—3,0	6—9	9,0—10,5		1,2—3,0	1,2—2,4
Плотность буровой сети, 1 скв./тыс. м <sup>2</sup>	320—650	160—2270	160—650	2590	240—650		160—650	320
Геологические запасы газа, млрд м <sup>3</sup>	1560	21 510	15 000	690	9810		2280	4800
Извлекаемые запасы газа, млрд м <sup>3</sup>	1248	7530	7860	342	1320		600	576

его катагенетических превращений. Несопоставимо резче "газосланцевые" толщи различаются по углеводородному газовому потенциалу отдельных месторождений (см. табл. 2), который, как полагаем, определяется не какими-либо петрологическими или геохимическими особенностями этих толщ, а структурно-геологическими условиями их залегания и флюидогеологической связью с глубокопогруженными зонами нефтегазоносных бассейнов (см. ниже).

В соответствии с данными табл. 2, глубины залегания "газосодержащих сланцев" самые разные и варьируют от 150—160 (свита Нью-Олбани) до 3600—4500 м (свиты Хайне-свилл, Вудфорд). Мощность (толщина) газоносных толщ, по геологическим меркам, незначительна — от 15—30 (свита Нью Олбани) до 60—100 м (свита Хайнесвилл). Примечательно также низкое содержание ОВ в сланцах (от 1 до 5 % преимущественно); их пористость 0,5—6 % и только в разрезе глубокозалегающих пород достигает 8—12 % (свиты Хайнесвилл, Вудфорд и др.).

Глубокий генетический смысл имеет чрезвычайно низкое собственное (или мигрантное?) газосодержание так называемых сланцегазоносных толщ — от 1,2—2,4 (свита Нью-Олбани) до 9—10 м<sup>3</sup>/т (свиты Хайнесвилл, Барнет, Вудфорд), что свидетельствует об отсутствии какой-либо связи огромных извлекаемых запасов газа месторождений (см. табл. 2) со сланцевыми толщами свит Файетвилл, Хайнесвилл, Барнет, Марцеллус и др. Последние, судя по их физико-химическим и петрологическим свойствам, не являются источниками так называемого сланцевого газа и служат только в качестве относительно газоупорных толщ (газовое подпруживание) на пути глубинных потоков углеводородных газов, корни зарождения которых находятся в зонах нефтегазообразования, современного или недавнего по геологическим меркам.

**Месторождения "сланцевого газа" на потоках тепломассопереноса из глубокопогруженных осадочных толщ нефтегазоносных бассейнов.** В 1980-е годы на территории США было известно более 20 тыс. месторождений нефти и около 10 тыс. газовых месторождений, приуроченных к бассейнам, мощность осадочных образований в которых превышает 5—7 км в их наиболее погруженных центральных частях. При этом 73,1 % ресурсов природного газа связывалось с терригенными коллекторами, 25,6 — с карбонатными и 1,3 % — со смешанными терригенно-карбонатными. Относительно геологических мегаформ США ресурсы углеводородных газов рас-

пределялись таким образом: 41,1 % — Мексиканская впадина и ее борта; 38,6 % — Северо-Американская докембрийская платформа; 14,3 % — межгорные впадины альпийского пояса складчатости. Геолого-стратиграфическое распределение ресурсов газа выглядело следующим образом: в разрезе палеозойских отложений 37,1%, мезозойских 16,3, кайнозойских 46,1 % суммарных запасов газа.

Крупнейшие месторождения газа связаны, как уже упоминалось, с Западным внутренним мегабассейном (на территории штатов Канзас, Оклахома и Техас), Восточным внутренним (Мичиган, Иллинойс, Кентукки, Индиана), Аппалачским (Пенсильвания, Огайо, Нью-Йорк, Западная Виргиния) и мегабассейном Мексиканской впадины (штаты Техас, Луизиана, Миссисипи, Арканзас и др.). В первом из мегабассейнов наибольшей плотностью газовых месторождений отличается впадина Анадарко, выполненная отложениями кембрия, ордовика, силура, девона, карбона, триаса и мела, палеоген-неогеновыми и четвертичными отложениями общей мощностью свыше 11 км. Основные ресурсы газа приурочены к каменноугольным песчаникам и известнякам девонско-силурийского возраста преимущественно на глубинах 4500—9150 м. В разрезе отдельных месторождений газоносны и менее погруженные отложения: Хьюгтон-Панхендл — 430 ÷ 1160 м, пермские и каменноугольные коллекторы; Макейн-Лаверн — 650 ÷ 2400 м, песчаники и известняки карбона; Камрик — 1350 ÷ 2450 м, карбоновые песчаники. Во впадине Аркома с мощностью осадочного выполнения около 9 км газоносны каменноугольные отложения на глубинах 3000—4000 м.

На территории Пермского нефтегазонасного мегабассейна (Западный Техас и юго-восточная часть штата Нью-Мексико) наиболее крупные газовые месторождения связаны с впадинами Делавер и Вал-Верде, мощность осадочного чехла мезо-кайнозоя и палеозоя более 9 км. Газоносны кембрий-ордовикские известняки и доломиты свиты Элленбергер на глубинах от 3700—4570 до 5790—6000 м (месторождения Паккет, Гомес, Гуаноза, Браун-Бассет).

Высокой газонасыщенностью характеризуется и осадочный чехол Мексиканского нефтегазонасного мегабассейна. Газоносны отложения от верхнеюрских до современных, но большинство месторождений связано с песчаниками нижнего миоцена, олигоцена и эоцена на глубинах от 890 (Картидж) до 3500 м и глубже (Бастиан-Бей). Из наиболее крупных газовых месторождений Галф-Коста можно на-

звать Монро, Картидж, Агуа-Дольче, Ла-Глориа, Олд-Ошен, Бастиан-Бей, Байю-Сейл и др.

Приведенным здесь и выше анализом геологического позиционирования основных "газосланцевых" свит в системе крупных осадочных бассейнов США устанавливается повсеместная связь "газосланцевых" месторождений с нефтегазонасными бассейнами. Последним свойственны современное или недавнее (по геологическим меркам) нефтегазообразование и, как следствие, интенсивные вертикальные газопотоки из глубокопогруженных зон тепловой газогенерации в результате массовой термодеструкции РОВ терригенных осадочных комплексов и ОВ древнесланцевых толщ. Подобным газофлюидодинамическим тепломассопереносом по профилю палеозойских—кайнозойских отложений объясняется не только геолого-стратиграфическое распределение ресурсов природного газа (37,1 % в первых и 46,1 % во вторых), но и перманентный подток газообразных УВ к так называемым газосланцевым месторождениям в разрезе черносланцевых свит Барнет, Марцеллус, Хайнесвилл и др. Компонентный состав "сланцевого газа" этих месторождений не отличается от состава природных газов типичных газовых месторождений США [Газовые ..., 1983].

Газопереточные явления свойственны всем нефтегазонасным бассейнам мира, хорошо известны они и на Северо-Американском континенте. Так, в процессе разработки газового месторождения Дип-Бейси (Западная Канада) отмечалось, что отбор газа здесь постоянно восполняется за счет притока метана из глубокопогруженных газоматеринских меловых сланцевых толщ [Elmworth ..., 1984].

Резюмируя, следует еще раз подчеркнуть, что установленная структурно-геологическая связь так называемых газосланцевых месторождений с теплоэнергетически активными нефтегазонасными бассейнами свидетельствует о том, что при очень низком собственном газосодержании сланцевых толщ высокие извлекаемые запасы УВ могут быть обеспечены только "перехватом" субвертикальных газовых потоков из глубокопогруженных зон современного (или недавнего по геологической шкале времени) нефтегазообразования. Отсюда понятно, что случившийся мировой газосланцевый бум геологически несостоятелен, а высокий прирост газодобычи в США в последние годы связан не с эксплуатацией неких "газосланцевых месторождений", а с освоением ранее консервированных месторождений свободного га-

за (например, Вудфорд и др.) и (или) с перехватом газопотоков из глубокопогруженных зон современного нефтегазообразования и нефтегазовых месторождений НГБ (Хайнесвилл и др.).

**Заключение.** В 2008 г. в США резко увеличилась газодобыча, что средства массовой информации связывают с эксплуатацией так называемых газосланцевых толщ. Однако при чрезвычайно низкой собственной газоносности подобных толщ, обусловленной их исчезающе низкой сорбционной емкостью, пористостью и проницаемостью в диапазоне "нано значений" [Katahara, 2008], любые попытки добычи "сланцевого газа", в соответствии с законами физики и подземной газодинамики, бесперспективны и могут приводить только к "нанорезультатам". Если же феномен резкого увеличения газодобычи в США все же имел место, то объяснить его представляется возможным только признанием:

- эксплуатации ранее законсервированных газовых месторождений из энергетического фонда страны, как это случилось с газовым месторождением Вудфорд, переведенным в последние годы в разряд "газосланцевых" месторождений (см. выше), эксплуатирующихся в основном с помощью наклонных и горизонтальных скважин с гидроразрывом вмещающих пород, что существенно повышает приемистость и степень проточности глубинных газовых потоков;
- эксплуатации "газосланцевых" месторождений методом перехвата субвертикальных газовых потоков из глубокопогруженных зон современного или недавнего, по геологическим меркам, нефтегазообразования в разрезе типичных нефтегазовых бассейнов США. В этом случае так называемые газосланце-

вые толщи играют роль относительно газопорных (газоподпруживающих) покрышек на пути глубинных потоков углеводородов.

Принимая в качестве наиболее вероятного второе объяснение, приходим к выводу, что активно разрабатываемые в последние годы проекты поисков так называемого сланцевого газа неприемлемы для осадочных бассейнов с низкой тепловой активностью. Проекты поисков дополнительных ресурсов природного газа в виде углеводородов глубинного происхождения могут быть реализованы с большей или меньшей эффективностью только в бассейнах, в которых происходят или происходили процессы современного или недавнего (по геологической шкале времени) нефтегазообразования. В качестве подобных бассейнов можно назвать Южно-Каспийскую мега-впадину, нефтегазоносный бассейн Черного моря, нефтегазоносные бассейны Предкавказья, Северного Галф-Коста и другие бассейны с мощностью осадочных образований от 4—5 до 15—25 км и высокими температурами переработки РОВ (250—600 °С) в их подошвенных частях, что, несомненно, обусловлено тепломассопереносом из теплофизической зоны верхнемантийного заложения.

В природе не существуют как отдельные типы ни сланцевый газ, ни газосланцевые толщи. В разрезах осадочных бассейнов с высокой тепловой активностью присутствуют только газообразные углеводороды термодеструкции органического вещества, рассеянного в горных породах (в горючих сланцах средних степеней метаморфизма в том числе), а также, что вполне возможно для глубокопогруженных осадочных бассейнов, углеводороды верхнемантийного происхождения.

### Список литературы

- Артюшков Е. В., Беэр М. А. Геодинамические условия образования нефтегазоносных бассейнов. *Геология и геофизика*. 1986. № 6. С. 3—13. [Artjushkov E. V., Bejer M. A., 1986. Geodynamic conditions of formation of oil and gas basins. *Geologija i geofizika* (6), 3—13 (in Russian)].
- Газовые и газоконденсатные месторождения / Под ред. И. П. Жабрева. Москва: Недра, 1983, 375 с. [Gas and gas condensate fields, 1983. (Ed. I. P. Zhabrev). Moscow: Nedra, 375 p. (in Russian)].
- Геологический словарь / Отв. ред. К. Н. Паффенгольц. Москва: Недра, 1978. Т. 2. 455 с. [Geological dictionary, 1978. (Ed. K. N. Paffengol'c). Moscow: Nedra, Vol. 2, 455 p. (in Russian)].
- Гогель Ж. Геотермия. Пер. с франц. Москва: Мир, 1978, 178 с. [Gogel' Zh., 1978. Geothermal. Translation from French. Moscow: Mir, 178 p. (in Russian)].
- Горючие сланцы / Под ред. Т. Ф. Йена, Дж. В. Чилингаряна. Пер. с англ. Ленинград: Недра,

- 1980, 262 с. [Oil shales. 1980. (Eds T.F. Jen, Dzh.V. Chilingarjan). Translation from English. Leningrad: Nedra, 262 p. (in Russian)].
- Кудельский А.В. О роли подземных вод в нефтегазообразовании и миграции нефти. Изв. АН СССР. Сер. геол. 1983. №3. С. 105—118. [Kudelsky A. V., 1983. On the role of groundwater in the oil and gas generation and migration of oil. *Izvestija AN SSSR. Ser. geol.* (3), 105—118 (in Russian)].
- Кудельский А.В. Вода, поровые растворы и литогенез. В кн.: *Подземные воды и эволюция литосферы*. Москва: Наука, 1985, Т. 1, С. 106—124. [Kudelsky A. V., 1985. Water, pore solutions and lithogenesis. In: *Groundwater and the evolution of the lithosphere*. Moscow: Nauka, Vol. 1, 106—124 (in Russian)].
- Кудельский А.В. Региональная гидрогеология, тепловой режим и нефтегазоносность фанерозойских осадочных бассейнов. *Литосфера*. 2011. № 1. С. 32—53. [Kudelsky A. V., 2011. Regional hydrogeology, thermal regime and hydrocarbon Phanerozoic sedimentary basins. *Litosfera* (1), 32—53 (in Russian)].
- Кудельский А.В., Гарецкий Р.Г., Айзберг Р.Е. Геофлюидодинамика и нефтегазообразование. Минск: Ин-т геол. наук НАН Беларуси, 1997, 148 с. [Kudelsky A. V., Gareckij R. G., Ajzberg R. E., 1997. Geoflyuidodinamika and oil and gas generation. Minsk: IGS NAS of Belarus, 148 p. (in Russian)].
- Лукин А.Е. О природе и перспективах газоносности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли. *Доп. НАН України*. 2011. № 3. С. 114—123. [Lukin A. E., 2011. On the nature and prospects of low-permeability gas-bearing rocks of the sedimentary shell of the Earth. *Dop. NAN Ukraine* (3), 114—123 (in Russian)].
- Лукин А.Е. Современное состояние проблемы сланцевого газа (в свете опыта освоения его ресурсов в США). *Геол. журн.* 2010 а. № 4. С. 7—24. [Lukin A. E., 2010 а. Current state of shale gas (in the light of experience of development of its resources in the United States). *Geologicheskij zhurnal* (4), 7—24 (in Russian)].
- Лукин А.Е. Черносланцевые комплексы Украины и перспективы их газоносности в Волин-Подоллии и Северо-Западном Причерноморье. *Геол. журн.* 2010 б. № 3. С. 17—33. [Lukin A. E., 2010 b. Black shale complexes of Ukraine and the prospects for their gas content in the Volyn-Podolia and North-Western Black Sea region. *Geologicheskij zhurnal* (3), 17—33 (in Russian)].
- Месторождения горючих сланцев мира* (Под ред. В.Ф. Череповского). Москва: Наука, 1988, 263 с. [The oil shale deposits of the World, 1988 (Ed. V.F. Cherepovskij). Moscow: Nauka, 263 p. (in Russian)].
- Николис Г., Пригожин И. Самоорганизация в неравновесных системах: от диссипативных структур к упорядоченности через флуктуации. Москва: Мир, 1979, 512 с. [Nikolis G., Prigozhin I., 1979. Self-organization in nonequilibrium systems: from dissipative structures to order in terms of fluctuations. Moscow: Mir, 512 p. (in Russian)].
- Уров К.Э., Горький Ю.И. К вопросу о содержании терминов "горючий сланец" и "кероген". *Горючие сланцы*. 1984. Т. 1. № 1. С. 16—23. [Urov K. Je., Gor'kij Ju. I., 1984. To a question about the content of the terms "oil shale" and "kerogen". *Gorjuchie slancy* 1 (1), 16—23 (in Russian)].
- Эрдман Дж. Геохимические аспекты образования нефти. В кн.: *Нефтегазоносность и глобальная тектоника*. Пер. с англ. Москва: Недра, 1978, 161—175. [Erdman J. G., 1978. Geochemical aspects of oil origin. In: *Petroleum and Global tectonics*. Translation from English Moscow: Nedra, 1978, 237 p. (in Russian)].
- Elmworth — Case Study of a Deep Basin Gas Field (Ed. I.A.Masters). 1984. Tulsa: AAPG, USA, 312 p.
- Katahara K., 2008. What is shale to a petrophysicist? *The Leading Edge* 27, 738—741.