

КОНЦЕПЦИЯ ФОРМИРОВАНИЯ РЕСУРСОВ СЛАНЦЕВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ *EX-SITU* – КЛЮЧ К ИХ РЕНТАБЕЛЬНОМУ ОСВОЕНИЮ

Ю.И. Пиковский¹, М.П. Гласко²

¹МГУ им. М.В.Ломоносова, ²Институт географии РАН,
e-mail: lummggu@mail.ru

Рентабельное освоение нетрадиционных ресурсов углеводородов, помимо решения чисто экономических и технологических проблем, зависит от успешности выбора участков с наиболее высокой концентрацией извлекаемых запасов. Такой выбор, помимо экономических преимуществ, приведет к сокращению объемов бурения при разведке и эксплуатации месторождений, что уменьшит ущерб, наносимый окружающей среде.

Толщи горных пород, которые могут быть объектами добычи сланцевого газа или сланцевой нефти, имеют региональное распространение. Известно, что только одна баженовская свита в Западной Сибири залегает на площади не менее, чем миллион квадратных километров. Поровое пространство слабопроницаемых пород на всем их протяжении не может быть равномерно заполнено свободными углеводородами. Традиционные методы геофизической разведки для выявления в сланцевых толщах участков с высокой концентрацией углеводородных ресурсов малоэффективны. Для снижения затрат и сокращения времени на освоение месторождения необходимы способы локального прогноза нетрадиционных месторождений, основанные на знании процессов их формирования. Концепция генерации сланцевых углеводородов *in-situ* за счет захороненного в осадках автохтонного органического вещества не дает реального ключа к локальному прогнозу участков с наиболее высокой концентрацией извлекаемых углеводородов. Самым достоверным способом выбора таких участков остается площадное оценочное глубокое бурение и лабораторное исследование керна.

Концепция *ex-situ*

Альтернативой концепции *in-situ* служит концепция прорыва в осадочные толщи крупных масс глубинного нефтегазового флюида, растворенного в перегретых парах воды (*ex-situ*). Вторгаясь по глубинным разломам в толщи осадочных горных пород, часть этого флюида формирует скопления углеводородов в традиционных природных резервуарах, а его основная масса рассеивается в обширных объемах окружающих слабопроницаемых горных пород и заполняет в них изолированные пустоты. Наиболее высокие концентрации углеводородов в таких пустотах создаются непосредственно в области прорыва глубинного вещества. Эта концепция согласуется с фактом нахождения крупных месторождений сланцевых углеводородов исключительно в тех частях нефтегазоносных

бассейнов, в которых уже имеются месторождения углеводородов традиционного типа. Поиски мест внедрения глубинного флюида и должны быть целью первоочередных геологоразведочных работ на сланцевые углеводородные ресурсы.

Сама идея возможности вторжения глубинного углеводородного флюида в толщи осадочных горных пород была выдвинута еще в последней четверти XIX века Д.И. Менделеевым. В XX веке она получила широкое развитие в трудах Н.А. Кудрявцева, П.Н. Кропоткина, В.Б. Порфирьева и других российских и зарубежных исследователей. П.Н. Кропоткин оформил эту идею в концепцию «труб дегазации» – дискретных субвертикальных зон в литосфере, по которым осуществляется углеводородная дегазация Земли. «Трубы дегазации» располагаются в дизъюнктивных узлах – наиболее проницаемых участках литосферы. Они обнаруживают себя многопластовыми месторождениями нефти и газа, аномально высокими пластовыми давлениями и другими многочисленными признаками миграции углеводородов (Кропоткин, 1986; Кропоткин, Валяев, 1965).

Непосредственные следы внедрения углеводородных флюидов в толщи глинистых горных пород были изучены К.А. Аникиевым (1971). Автор выявил признаки вторжения углеводородов в глинистые покрывки нефтяных залежей с аномально высокими пластовыми давлениями («ореолы вторжения»). Результат активного воздействия флюидов с высокой пластовой энергией на глинистые породы выражается в разных видах эпигенетических изменений пород: интенсивного прогресса, метасоматоза, формирования разуплотненных пластов со сверхвысоким поровым давлением, увеличения пористости. Над ореолом вторжения, в зоне нормальных пластовых давлений, может развиваться «ореол рассеяния», выраженный широко развитой зоной высокой битуминозности горных пород.

Глинистые толщи, из которых были получены промышленные притоки нефти, известны во многих регионах мира. Возраст таких толщ охватывает весь фанерозой от кембрия до неогена. Независимо от возраста, литологического состава, тектонического и географического положения они имеют общие существенные признаки, определяющие предрасположенность к аккумуляции углеводородов (Большаков, 1995). Это сравнительно небольшая (до 50 м) мощность продуктивных пород, находящихся во внутренней зоне глинистой формации, гидрофобность пород и их обогащение углеродистым веществом, горизонтальная сланцеватость, определяющая фильтрационно-емкостные свойства продуктивных глин, разуплотнение, аномально высокие пластовые и поровые давления, повышенные температуры 60–120 °С (Кривошеева, Соколов, 1980; Большаков, 1995).

Признаки продуктивных глинистых толщ и признаки «ореолов вторжения» углеводородных флюидов в глинистые покрывки. независимо от их трактовки разными авторами, совпадают между собой.

Особенно пристальное внимание как возможный крупный источник нетрадиционной нефти привлекает верхнеюрская баженовская свита Западной Сибири, из которой были получены промышленные притоки на Салымском месторождении. Гипотеза формирования нефтеносности пород баженовской свиты генерацией углеводородов *in-situ* не может объяснить многие ее геохимические и физические особенности. К числу таких «загадок» А.Н. Гусева и Л.П. Климушина (1999) относят повышенные содержания урана, кремнезема и ванадия, наличие включений твердых битумов и прослоев чистого углерода, чередование уплотненных и тонкослоистых прослоев, неоднородность аномальных пластовых давлений и температуры в разных частях залежей, особенности состава органического вещества пород и нефти и другие. Эти особенности лучше объясняются поступлением в нефтеносный пласт баженовской свиты снизу по тектоническим нарушениям нефтегазовых растворов в составе нагретых флюидных потоков. В итоге авторы приходят к выводу, что «не баженовские глины продуцировали нефть из захороненного ОВ, а нефтяные поступления прошлого создали такое специфическое образование, как баженовская свита» (Гусева, Климушина, 1999, с. 81–82).

А.Е. Лукин (2011) характеризует резервуары сланцевого газа как гидрофобные породы, потерявшие свою гидрофильность и часть автохтонного органического вещества в процессе катагенеза при нагревании в интервале 100–170 °С. При этом объем уже добытого газа из таких резервуаров намного превосходит автохтонный газ, который мог образоваться при нагревании содержащегося в породах керогена. Поэтому ресурсы сланцевого газа должны были дополнительно пополняться из разных источников, в том числе из глубинного флюида.

Таким образом, концепция формирования сланцевых углеводородных скоплений путем внедрения масс глубинного нефтегазового флюида не встречает противоречащих ей фактов. Вторжение глубинного флюида в локальную область глинистой формации приводит к результатам, которые объясняют многие особенности продуктивных глинистых толщ и ореолов вторжения углеводородов в покрывки нефтегазовой залежи. Область воздействия глубинного флюида подвергается конвективным тепловым потокам, которые локально переводят породы в более высокую стадию катагенеза. Внедрение в пустотное пространство углеводородов увеличивает гидрофобность горных пород, уменьшает их плотность, увеличивает пористость и сланцеватость, создает аномально

высокие пластовые давления. Все эти явления наблюдаются на конкретных месторождениях, что позволяет принять концепцию формирования месторождений сланцевых углеводородов *ex-situ* в качестве руководящей для геологического прогноза мест залегания наиболее богатых ресурсов.

Прогностические признаки сланцевых ресурсов углеводородов

Для большинства нефтегазоносных бассейнов установлен молодой возраст месторождений нефти и газа, формирование которых, в основном, связано с неотектоническими движениями. В связи с этим важное значение для поисков флюидопроводящих каналов имеют дизъюнктивные узлы – участки сочленения границ блоков земной коры, активизированные в новейшее геологическое время.

Эффективным способом выявления дизъюнктивных узлов в новейшей блоковой структуре земной коры стал метод морфоструктурного районирования по формализованным информативным признакам рельефа (Ранцман, Гласко, 2004). Морфоструктурное районирование выявляет иерархически упорядоченные блоки земной коры, их границы (морфоструктурные линеаменты) и места сочленения (состыковки) этих границ – морфоструктурные узлы. Самым крупным блокам (макроблокам) соответствуют границы 1-го ранга. Макроблоки разделяются по формализованным признакам на мезоблоки, которым соответствуют границы 2-го ранга. Мезоблоки разделяются на блоки 3-го ранга с соответствующими границами. Чем крупнее блок, тем глубже его граница уходит в литосферу. Морфоструктурные узлы рассматриваются как отражение в современной блоковой структуре земной коры активизированных в новейшее время дизъюнктивных узлов. Они представляют собой некоторые области вокруг мест стыковки границ блоков разных рангов. Это основной объект прогнозирования. Чем крупнее ранги пересекающихся в этой области границ и чем больше границ стыкуются в этой области, тем больший интерес как возможный канал миграции глубинных флюидов представляет собой морфоструктурный узел. Для прогноза имеет значение и активность новейших тектонических движений в узле.

Установлена приуроченность самых крупных в нефтегазоносном бассейне традиционных месторождений нефти и газа к морфоструктурным узлам, обладающим специфическим набором признаков. Такая связь при радиусе узлов 50–75 км выявлена в бассейнах Анд Южной Америки, в ряде бассейнов США (Калифорнии, Мидконтинент, Техас, континентальный склон Мексиканского залива) в бассейне Альберта в Канаде, на шельфе Северного моря, в Западно-Сибирском бассейне (Губерман и др., 1986; Guberman et al., 1997; Губерман, Пиковский, 2004 г.).

Согласно концепции *ex-situ* массовое внедрение углеводородов в осадочную толщу по дизъюнктивным узлам одновременно приводит к формированию скоплений нефти и газа в традиционных коллекторах и к «накачиванию» углеводородов в слабопроницаемые пласты горных пород. В таком случае традиционные и нетрадиционные месторождения углеводородов должны быть связаны в бассейнах с одними и теми же морфоструктурными узлами. В тех частях бассейнов или в межбассейновых пространствах, в которых отсутствуют традиционные природные резервуары, внедрившиеся углеводороды могут стать источником крупных нетрадиционных месторождений.

По составленным ранее и частично опубликованным региональным картам морфоструктурного районирования проведено сопоставление мест нахождения крупных сланцевых плеев с положением ближайших морфоструктурных узлов с радиусами 50–75 км. Приуроченность к морфоструктурным узлам установлена для крупных плеев в разных районах США (формации Монтерей, в бассейнах Сан-Хаокин, Вентура и Лос-Анжелес в Калифорнии, Барнетт и Игл Форд в Техасе, Хейнесвил в Луизиане, Баккен в Северной Дакоте и канадской провинции Саскачеван), а также для формаций *Vaca Muerta* и *Los Moles* в бассейне Неукен (Аргентина).

На рис. 1 показано положение крупных плеев сланцевого газа Мидконтинента и северного Техаса (США) относительно элементов современной блоковой структуры этого региона. Приуроченность плеев, независимо от возраста резервуаров, к морфоструктурным узлам, образованным границами блоков 1-го и 2-го рангов, видна довольно отчетливо. В этих же узлах находятся и крупные традиционные месторождения нефти и газа. Есть основания считать, что с данными морфоструктурными узлами были связаны основные каналы внедрения глубинных флюидов, подпитывающих сланцевые формации углеводородами.

На рис. 2 приведен фрагмент карты морфоструктурного районирования пояса Анд Южной Америки, составленной в начале 1980-х годов Е.Я. Ранцман и М.П. Жидковым для целей прогноза мест сильных землетрясений (Жидков, 1981). Эта карта была использована и для выявления связи крупных месторождений нефти и газа в бассейнах этого региона с морфоструктурными узлами. На основе карты был составлен прогноз расположения крупных месторождений нефти и газа в бассейнах, где такие месторождения еще не были известны (Губерман и др., 1986). Этот прогноз полностью оправдался. В последующие годы все гигантские месторождения в бассейнах этого региона были открыты только в прогнозируемых узлах (Губерман, Пиковский, 2004 г.).

На представленном фрагменте показана блоковая структура бассейна Неукен в Аргентине. Три перспективных морфоструктурных узла захватывают область распространения сланцевой формации *Vaca Muerta* юрского и мелового возраста, в которой в 2011 году было открыто крупное месторождение сланцевой нефти и сланцевого газа. Крупные запасы сланцевой нефти (126 млн т) позволяют предполагать, что «накачка» этой формации дополнительными углеводородами связана с этими узлами.

Выводы

Концепция формирования месторождений сланцевых углеводородов из внешних источников (*ex-situ*) путем вторжения в осадочную толщу глубинных нефтегазовых флюидов дает ключ к разработке стратегии выявления мест наиболее высоких концентраций углеводородов в слабо проницаемых резервуарах, что позволяет существенно повысить рентабельность их освоения. В качестве каналов миграции глубинного флюида можно рассматривать морфоструктурные узлы – места, отвечающие наиболее проницаемым и раздробленным зонам земной коры. В области узлов, обладающих признаками их современной активности, создаются крупные традиционные и нетрадиционные углеводородные ресурсы. Освоение нетрадиционных ресурсов углеводородов в таких зонах позволит сократить число горизонтальных скважин и увеличить сроки их эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

Аникиев К.А. Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ. Л.: Недра, 1971. 168 с.

Большаков Ю.Я. Теория капиллярности нефте-газонакращения. Новосибирск: Наука, 1995. 184 с.

Губерман Ш.А., Жидков М.П., Пиковский Ю.И., Раницман Е.Я. О некоторых критериях нефтегазоносности морфоструктурных узлов (Анды Южной Америки) // Доклады АН СССР. 1986. Т. 291, № 6. С. 1436-1440.

Гусева А.Н., Климушина Л.П. «Загадки» баженовской свиты Западной Сибири // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные бассейны как саморазвивающиеся нелинейные системы. М.: Изд-во Моск. ун-та, 1999. С. 80-82.

Жидков М.П. Поперечные морфоструктурные линеаменты Анд // Геоморфология, 1981. № 2. С. 47-55.

Кривошеева З.А., Соколов Б.А. Образование нефтяных залежей в глинистых толщах в результате процессов разуплотнения // Геология нефти и газа, 1980, № 1, с. 26-29.

Кропоткин П.Н. Дегазация Земли и генезис углеводородов // Журн. Всес. хим. общ. им. Д.И. Менделеева. 1986. Т. 31, № 5. С. 540-547.

Кропоткин П.Н., Валяев Б.М. О природе аномально-высоких пластовых давлений нефтяных и газовых месторождений // Изв. АН СССР, Сер. Геологическая. 1965. № 11. С. 29-46.

Лукин А.Е. Природа сланцевого газа в контексте проблем нефтегазовой литологии // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. 2011. № 3. С. 70-85.

Ранцман Е.Я., Гласко М.П. Морфоструктурные узлы – места экстремальных природных явлений. М.: Медиа-Пресс, 2004. 224 с.

Guberman S., Pikovski Y., Rantsman E. Methodology for Prediction of the Locations of Giants oil and Gas Reservoirs; Field Results // SPE, Western Regional Meeting held in Long Beach, California, 25-27 June 1997. SPE, 1997. P. 321-330.

ПРИЛОЖЕНИЕ

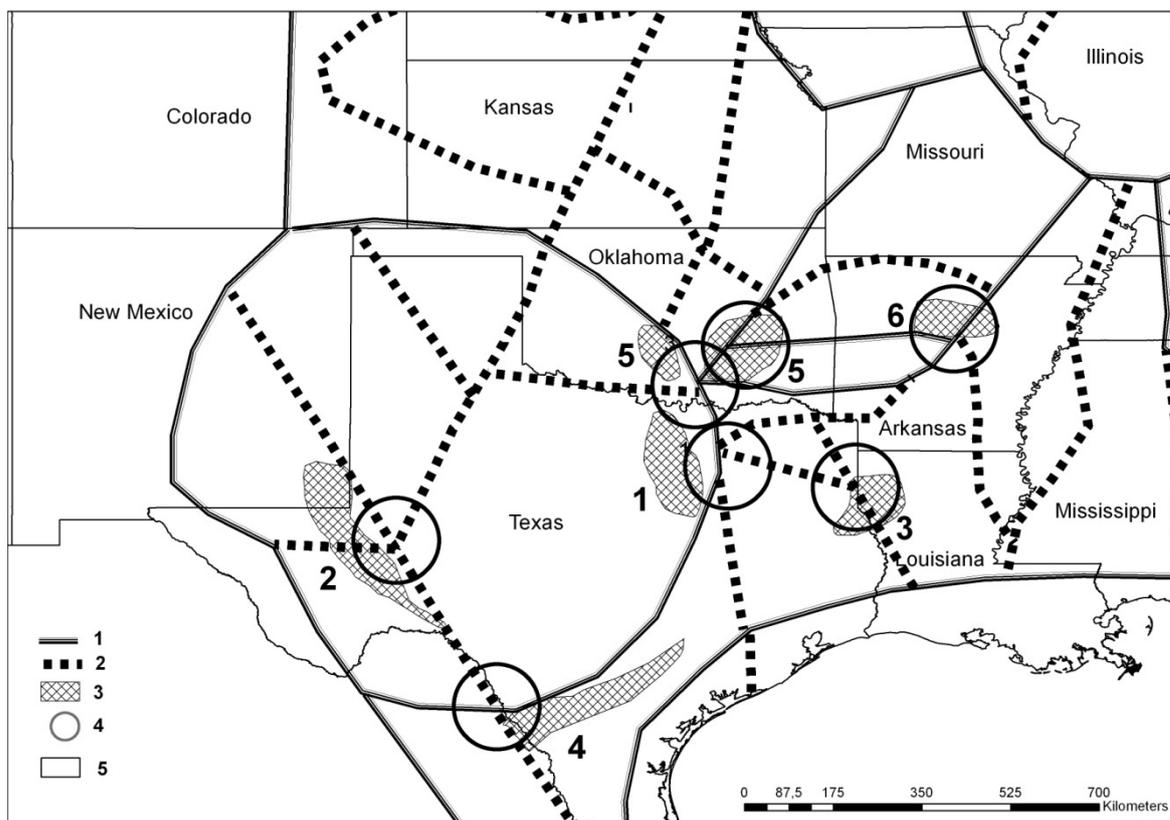


Рис. 1. Положение плеев сланцевого газа в Техасе и Мидконтиненте (США) в современной блоковой структуре земной коры региона.

Схема блоковой структуры составлена Е.Я. Ранцман и М.П. Гласко

Обозначения: 1 – границы блоков 1-го ранга; 2 – границы блоков 2-го ранга; 3 – плеи сланцевого газа (1– Barnett, Worth basin, C; 2– Barnett, Perm basin, C; 3 – Haynesville, Gulf basin, J; 4 – Eagle Ford, Gulf Basin, K; 5 – Wood Ford, Anadarko basin, D; 6 – Fayetteville, Arcoma basin, C); 4 – ближайшие к плеям крупные морфоструктурные узлы; 5 – границы штатов США

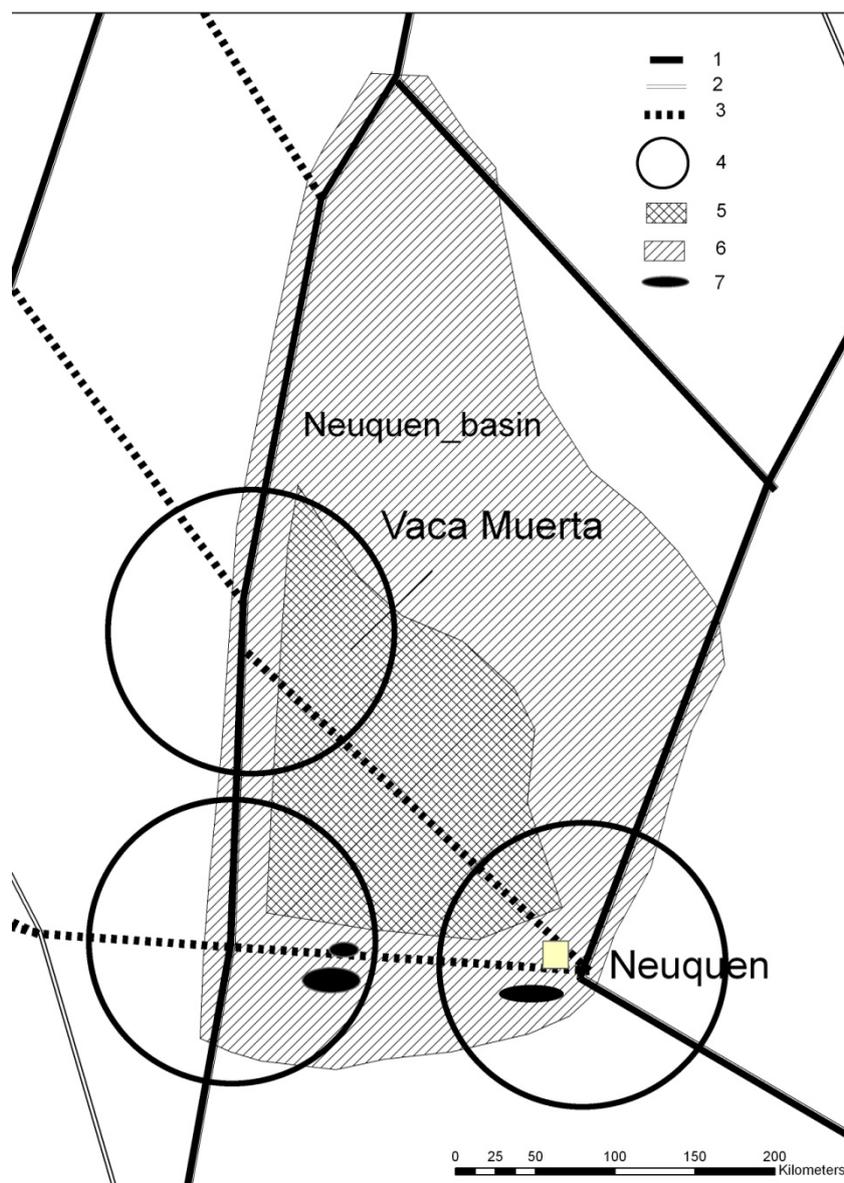


Рис. 2. Фрагмент карты современной блоковой структуры Анд Южной Америки (Губерман и др., 1986) и положение формации Vaca Muerta (J–K) относительно морфоструктурных узлов (бассейн Неукен, Аргентина)

Обозначения: 1 – границы блоков 1-го ранга; 2– границы блоков 2-го ранга; 3 – границы блоков 3-го ранга; 4 – формация Vaca Muerta; 5 – бассейн Неукен; 6 – крупные месторождения нефти