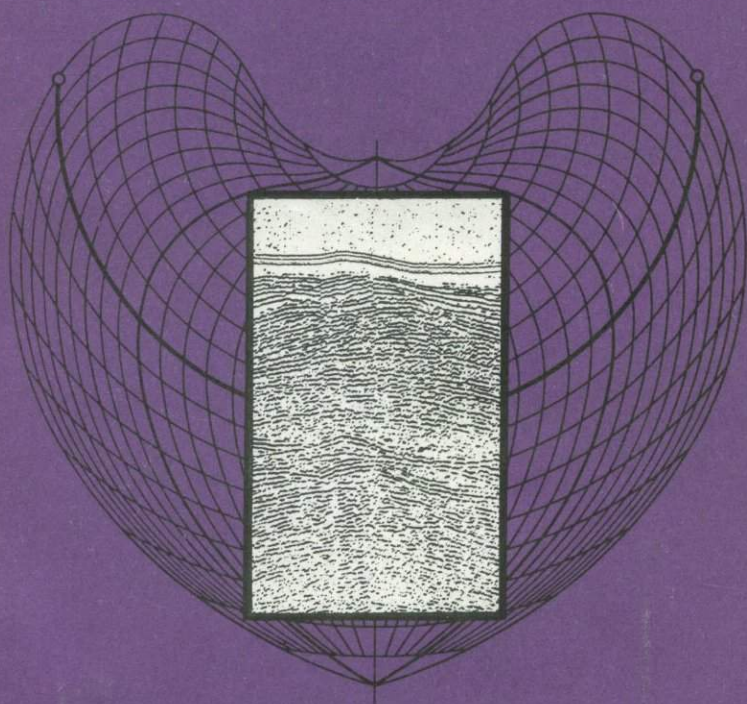


ГЛОБАЛЬНЫЕ ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ



ИЗДАТЕЛЬСТВО НАУКА

АКАДЕМИЯ НАУК СССР
НАУЧНЫЙ СОВЕТ ПО ПРОБЛЕМАМ ГЕОЛОГИИ
И ГЕОХИМИИ НЕФТИ И ГАЗА
МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

4384

ГЛОБАЛЬНЫЕ ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Ответственные редакторы
член-корреспондент АН СССР *В.Е. Хаин*
член-корреспондент АН СССР *К.Р. Чепиков*
доктор геолого-минералогических наук *О.Н. Мкртчян*



МОСКВА
«НАУКА»
1985



Глобальные тектонические закономерности нефтегазонакопления. М.: Наука, 1985.

В сборнике определены тектонические закономерности нефтегазонакопления на платформах, в складчатых и орогенных областях, на континентах и их окраинах и в глубоководных зонах Мирового океана. Рассмотрены вопросы нефтегеологического районирования на историко-тектонических принципах. Дано районирование нефтегазоносных бассейнов.

Для геологов, геофизиков, геологов-нефтяников.

Рецензенты:

О.А. Мазарович, В.И. Дитмар

ПРЕДИСЛОВИЕ

Важной особенностью современного этапа развития наук о Земле является их глобальность, что связано с широкими геолого-геофизическими исследованиями и бурением глубоких и сверхглубоких скважин не только в различных тектонических зонах континентов, но и в пределах дна Мирового океана. Значительный вклад вносит также космическая геология, позволяющая по-новому увидеть строение Земли в целом, более объективно оценить общий характер выраженности ее отдельных элементов.

Все это предопределило заметный прогресс в развитии различных геологических дисциплин, в том числе тектоники и региональной геологии нефти и газа. Появились конкретные возможности установления тектонических закономерностей нефтегазонасыщенности недр не только на локальных и региональных уровнях, что успешно проводилось и ранее, но и в масштабе всей планеты.

Глобальному уровню организации тектонической науки отвечает понятие тектоносферы, включающей земную кору и слои верхней мантии.

В нефтегазовой геологии наиболее крупной иерархической единицей является углеводородная сфера (увосфера или гидрокарбосфера) Земли, представление о которой недавно введено в обиход. Под углеводородной сферой понимается оболочка Земли, состоящая из углеводородных и углеродных соединений, которые могут находиться в газовом, жидком, полужидком и твердом состояниях, в растворенной в воде форме и в виде газожидких включений в минералах, и происхождение которых связано с трансформацией в земной коре погребенных частей биосферы. Углеводородная сфера, как биосфера и подземная гидросфера, не имеет своего обособленного пространства нахождения, а располагается в трещинно-поровом пространстве осадочного, а также частично метаморфического и кристаллического слоев литосферы.

Увосфера, таким образом, представляет собой дискретную среду в земной коре, в пределах которой осуществляется образование, перемещение и эволюция углеводородных соединений. Ее существование во многом предопределяется взаимодействием с тектоносферой.

Выделение увосферы, как справедливо отметил недавно академик Ю.А. Косыгин, "имеет большое значение для разработки обобщенных представлений об образовании нефти, природного газа и их

залежей, а также является залогом более широкого подхода к их поискам"¹.

Настоящая книга содержит материалы Всесоюзного совещания "Глобальные тектонические закономерности нефтегазонакопления", которое состоялось в сентябре 1981 г. в Одессе. В ней проанализированы глобальные связи тектоники и нефтегазовой геологии, тектонические закономерности нефтегазонакопления на платформах, в складчатых и орогенных областях, на подводных окраинах континентов, в пределах окраинных и внутренних морей, в глубоководных частях Мирового океана. Показано влияние разрывных нарушений и степени раздробленности литосферы на формирование залежей нефти и газа. Показано как тектонические процессы разносторонне влияют на нефтегазонасыщенность недр, создавая осадочные бассейны, предопределяя направленность их развития и превращение в нефтегазонасыщенные.

Тектонические процессы регулируют особенности распространения мощностей отложений, формационно-фациальный их облик, геотермическую, геохимическую и другие черты строения нефтегазонасыщенных бассейнов, динамику генерации углеводородов, их миграцию и аккумуляцию в залежи.

В ряде статей подчеркнута значительная нефтегазонасыщенность современных и ископаемых подводных окраин континентов, обращено особое внимание на широкое распространение покровно-надвиговых структур в периферийных частях многих горно-складчатых сооружений, указана большая роль рифтовых прогибов как очагов нефтегазообразования. Впервые описана связь глубинного теплопереноса с мощным осадконакоплением как следствие дробления и прогибания литосферы.

Материалы настоящей книги окажут несомненное влияние на создание единой теории нефтегазонасыщенности недр.

Б.А. Соколов

¹ См. "Вопросы философии", 1984, N 7, с. 49.

В.Е. Хаин

ГЛОБАЛЬНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ: СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ

На предыдущих совещаниях, проведенных тектонической секцией Научного совета АН СССР по проблемам геологии и геохимии нефти и газа, были последовательно рассмотрены тектонические условия нефтегазонакопления в пределах основных структурных элементов континентальной коры: древних и молодых платформ, передовых и межгорных прогибов складчатых горных сооружений. Теперь настало время для анализа наиболее общих, глобальных закономерностей нефтегазонакопления. Знание этих закономерностей особенно важно для предварительной оценки еще не разведанных потенциальных ресурсов нефтегазодобычи на территории нашей страны, а также в пределах тяготеющих к ней акваторий, для сравнительной оценки отдельных типов нефтегазоносных бассейнов и в конечном счете для правильного определения общей стратегии поисково-разведочных работ.

Вопрос о существовании общих закономерностей распределения залежей нефти в земной коре был поставлен еще на рубеже прошлого и нынешнего столетий, когда видный французский геолог Л. де Лонэ, основываясь на известном в то время географическом распределении нефтяных месторождений, указал, что нефтяные месторождения тяготеют к окраинным частям горных хребтов или, иначе, складчатых систем [7].

Значительно более полную и геологически обоснованную разработку проблема общих закономерностей нефтегазонакопления получила уже в 20—30-е годы в трудах немецкого ученого Э. Блюмера [2] и нашего выдающегося геолога-нефтяника И.М. Губкина [4]. Э. Блюмер и И.М. Губкин справедливо подчеркнули региональность нефтегазоносности. По сравнению с Л. де Лонэ они указали на более широкую область распространения нефтяных месторождений: И.М. Губкин писал о расположении нефтяных месторождений в окраинных зонах горных цепей и на их погружениях, в местах развития "вторичной", значительно ослабленной, складчатости и о нахождении многочисленных месторождений "в больших депрессиях между большими горными областями". Таким образом, у И.М. Губкина речь идет уже не только о передовых и периклиналильных, в современном понимании, но и о межгорных прогибах. Более того, полемизируя с Л. де Лонэ, Губкин указывал, что

равнинные области должны привлекать не меньшее внимание в отношении поисков нефти, чем краевые зоны. Руководствуясь на практике этим положением, он и призывал к поискам нефти сначала в Волго-Уральской области, а затем и в Западной Сибири. Примерно о том же писал и Э. Блюмер, отмечая, что сохранившиеся нефтеносные районы лежат в сравнительно более простых складчатых частях древних геосинклиналей, в предгорных зонах, а палеозойские месторождения еще менее нарушены и покоятся в настоящих равнинных областях.

Объясняя причины преимущественной концентрации нефтяных месторождений по периферии горных хребтов, И.М. Губкин отмечал, что в краевых зонах горных хребтов во все геологические эпохи создавались условия, благоприятные для накопления органического материала, который и послужил исходным веществом для образования нефти. Здесь именно возникали бассейны типа лагун, лиманов, эстуариев и тому подобных, в которых развивался растительный и животный планктон.

Все современные крупные нефтяные районы расположены в областях древних мелководных морей. В большинстве случаев эти древние заливы и моря являлись вместе с тем геосинклиналями, в которых на протяжении эпох происходило отложение осадков и накопление их в виде значительных толщ при одновременном опускании морского дна. Необыкновенная мощность однообразных осадочных пород на этих древних морских пространствах объясняется именно одновременными процессами опускания и седиментации. Температура и давление в таких опускающихся осадочных массах также повышаются, сильно влияя на их цементацию, выжимание воды, короче говоря, на весь процесс возникновения породы [2].

Все эти высказывания Э. Блюмера и И.М. Губкина звучат достаточно современно; они содержат указания на геоморфологическую приуроченность нефтеносных районов (предгорья, межгорья, равнины), на палеогеографические условия (мелководные морские бассейны, их краевые части), на тектоническую обстановку (периферические зоны геосинклиналей, интенсивное опускание с накоплением мощных осадочных толщ). Последний фактор несколько позже был особенно выделен И.О. Бродом [3], который возвел интенсивное прогибание в ранг "основного закона нефтегазонакопления".

Новый этап в разработке проблемы общих закономерностей нефтегазоносности наступил с началом освоения морских месторождений и в особенности с накоплением достаточно достоверных и полных данных о строении подводных окраин континентов и ложа океанов, полученных сейсмическими методами и глубоководным бурением. Именно с этого времени, т.е. с 60—70-х годов, появилась объективная возможность для установления подлинно глобальных закономерностей нефтегазонакопления, что нашло свое отражение в новейших классификациях нефтегазоносных бассейнов [6, 10], начало учению о которых было положено И.О. Бродом (1964 г.). Изменился и общий подход к анализу рассматриваемой

проблемы — он стал определяться новой, мобилистской тектонической концепцией "тектоники плит".

В наиболее общем плане нефтегазоносность является прежде всего функцией осадконакопления — чем больше мощность осадков, скорость их накопления, тем больше при прочих равных условиях (эта оговорка имеет, как мы увидим ниже, существенное значение) в них должно содержаться нефти и газа. Но где на земном шаре наблюдается максимальное накопление осадочных толщ? В глобальном масштабе это, безусловно, переходные зоны от континентов к океанам. Именно сюда сбрасывается основная масса обломочного материала, сносимого с суши, именно здесь (на шельфе) существуют оптимальные условия карбонатакопления, здесь же, в области подводной окраины континентов, захороняется, очевидно, и основной объем органического вещества как аллохтонного, гумусового (с суши), так и автохтонного происхождения. Переходные зоны по своей физико-географической обстановке вполне соответствуют тем областям, на которые И.М. Губкин и Э. Блюмер указывали как на наиболее благоприятные для нефте- и газообразования.

Но сами переходные зоны от континентов к океанам не однотипны. Среди современных окраин в настоящее время принято различать 4 типа. К первым из них, наиболее важным с точки зрения нефтегазонакопления, относятся как называемые пассивные окраины, или окраины атлантического типа, поскольку они наиболее типично выражены в Атлантическом океане. Пассивные окраины характеризуются большой шириной, в основном за счет очень широкого шельфа, составляющей сотни, а иногда более 1000 км, а также четко выраженными континентальным склоном и подножием. Иногда профиль окраины осложняется наличием дополнительной ступени — подводного плато, лежащего на глубине 1—3 км: например плато Блэйк у побережья Флориды, плато Воринг у побережья Норвегии, плато Эксмут у северо-западного побережья Австралии и многие другие.

Современные пассивные окраины формировались начиная с конца палеозоя—начала мезозоя. Формирование это протекало в две стадии. Начальный период — это период интенсивного рифтообразования, сопровождающегося образованием сложных систем грабенов и горстов. Грабены заполнялись сначала континентальными обломочными отложениями, далее, когда в них начинали проникать соленые воды океана, толщами эвапоритов, затем темными обогащенными битумоидами глинисто-алевролитовыми осадками. С оформлением океанской впадины рифтообразование сменялось более однообразным погружением континентальной окраины в сторону океана, нередко с постепенным разрастанием шельфа и продвижением склона в этом направлении (так называемый проградационный шельф) за счет интенсивного накопления мелководных осадков, превышающего скорость прогибания дна. В противном случае, если скорость погружения больше скорости накопления осадков, наблюдается отступление склона в сторону континента,

сокращение шельфа. Тогда в области континентального подножья образуются зоны особенно мощного накопления осадков, в данном случае уже более глубоководных. Начало второй стадии развития современных пассивных окраин — поздняя юра—ранний палеоген. Суммарная мощность отложений пассивных окраин достигает 12—14, а местами и 20 км; они обычно образуют два максимума — в области внешнего шельфа и в области континентального подножья. На границе шельфа и склона нередко протягиваются барьерные рифы, а в области склона развиты глиняные или соляные диапиры (последние известны и на шельфе).

В настоящее время пассивные окраины занимают значительную площадь акваторий, а так как их проксимальные части во многих районах находятся на суше, действительная их площадь еще больше. Нефтегазоносность многих участков этих окраин доказана на суше и в море. На западе Атлантического океана это месторождения Канады (район о-ва Ньюфаундленд), Бразилии, Аргентины; на востоке — месторождения Нигерии, Камеруна, Габона, Народной Республики Конго, Анголы. В Индийском океане нефтяные и газовые месторождения открыты в пределах пассивных окраин Индостана — в районе Бомбея, а также северо-западного побережья Австралии. Типичной пассивной окраиной является и северная, средиземноморская, окраина Африки (Ливия и Египет), а также западная окраина Аравийского полуострова, в большей или меньшей степени богатые нефтяными и газовыми месторождениями. Следует упомянуть и арктический шельф Северной Америки с месторождениями Аляски и бассейна Свердруп.

Кроме современных пассивных окраин, непосредственно граничащих с открытым океаном, широко развиты древние пассивные окраины, ныне ограниченные складчатыми сооружениями, часто надвинутыми в сторону внутренних районов континента и нередко сопровождаемыми передовыми прогибами. В то время как внутренние, эвгеосинклинальные зоны этих сооружений содержат реликты океанической коры в виде офиолитов и отвечают, таким образом, ложу океанов и вулканическим островным дугам, внешние, миогеосинклинальные, зоны образуются на месте дистальных частей пассивных подводных окраин, т.е. внешнего шельфа, континентального склона и подножья, а передовые прогибы распространяются и на внутренний шельф (область перикратонных опусканий). Именно в такой обстановке возникли "гетерогенные" нефтегазоносные бассейны Аляски, Скалистых гор Канады и прилегающих равнин, Преаппалачского прогиба Венесуэлы, Персидского залива, северо-западного склона и периферии Индостанской платформы, Алжира, Волго-Уральской области, Предкавказья и др.

Обращает на себя внимание тот факт, что древние пассивные окраины оказались более богаты нефтью (достаточно назвать район Персидского залива!), чем современные, где, в частности, ни одного месторождения пока не открыто вдоль всего восточного побережья Африки и Аравии, побережья Северо-Западной Африки, восточного побережья Индостана и т.п.

Это свидетельствует в первую очередь о недостаточной раз-

веданности современных пассивных окраин. Но существует и другая, объективная, причина. Поддвиг платформы под складчатое горное сооружение (субдукция типа А, по А.В. Балли) или надвиг последнего на платформу создают условия для дополнительного по отношению к простому погружению образования углеводородов и их миграции вверх по восстанию пластов, в сторону платформенных крыльев передовых прогибов и зон перикратонных опусканий за пределами последних [5].

Вместе с тем было бы неправильным думать, что пассивные окраины континентов равномерно насыщены нефтью и газом на всем обширном их протяжении. Это, безусловно, не так, ибо строение, мощность и состав слагающих их толщ существенно меняются по простиранию. Прежде всего нефтегазоносность этих окраин, очевидно, тем выше, чем шире возрастной диапазон слагающих их толщ, т.е. чем раньше они образовались и чем больше мощность осадочного чехла. В частности, богатые запасы нефти и газа средиземноморской окраины Африки и Аравии, включая район Персидского залива, в немалой степени связаны с тем, что эта окраина сформировалась еще в венде-кембрии и затем развивалась практически в течение всего фанерозоя.

Другим обстоятельством должно являться благоприятное сочетание фациальных, т.е. тектонических и климатических условий. Так, многие крупнейшие залежи в отложениях мелового возраста обязаны своим возникновением накоплению богатых органическим углеродом темных тонкообломочных осадков в нижней части континентального склона и в пределах континентального подножия с одновременным образованием органогенных, в том числе рифовых, и известняков на шельфе, сопровождаемых предрифовыми брекчиями в верхней части континентального склона.

Нефтегазоносность должна повышаться и на участках расположения крупных речных дельт, как это доказывает пример Нигерии, Габона (дельта р. Огауэ) и др. В свою очередь, значительные речные артерии нередко приурочены к поперечным прогибам, часто авлакогенам, "вклинивающимся" со стороны континентов в область собственно пассивной окраины. Эти авлакогены, как доказывается в современной тектонике, являются недоразвитыми ветвями тройных рифтовых сочленений, две другие ветви которых дали начало океанским впадинам. Такими поперечными или косо ориентированными к общему простиранию континентальной окраины рифтами являются грабены Реконкаво в Бразилии, Бенуэ в Нигерии, Сирт в Ливии, Суэцкий в Египте, Камбейский в Индии и другие, причем некоторые из них очень богаты нефтью, например Сиртский. При дальнейших поисках нефти в пределах континентальных окраин на такие участки должно быть обращено особое внимание.

Если рассматривать пассивные окраины в еще более широком плане, то нельзя не обратить внимание на тяготение к ним таких важных нефтегазоносных бассейнов, как Западно-Сибирский или Североморский (и в целом Среднеевропейский). Оба эти бассейна представляют собой крупнейшие относительно плоские впадины,

вытянутые в меридиональном направлении и открывающиеся на север, соответственно в сторону Карского и Норвежского морей, т.е. океанских акваторий Северной Атлантики и Евразийского бассейна Арктики. В основании обоих бассейнов вдоль их осевых частей проходят мощные рифтовые системы, которые, очевидно, сочленяются, вернее, сочленялись с рифтами, породившими Норвежский и Евразийский бассейны. На эти рифты как бы нанизаны цепочки основных нефтяных и газовых месторождений Северного моря и Западной Сибири. И не случайно период развития обоих бассейнов совпадает с периодом развития Атлантики и Северного Ледовитого океана (в целом).

Таким образом, с пассивными континентальными окраинами, современными и древними, прямо или косвенно связана большая часть значительных нефтегазоносных бассейнов мира.

Разновидностью пассивных окраин или, вернее, самостоятельным типом континентальных окраин являются трансформные окраины, т.е. края континентов, включая вообще их подводное продолжение, обрезанные протягивающимися из центральных частей океана и (или) параллельно побережью трансформными разломами. Две такие окраины наиболее известны: северная окраина Гвинейского залива и западная окраина Калифорнии и п-ова Нижняя Калифорния. К этому же типу, очевидно, относится юго-восточная окраина Аравийского полуострова и п-ова Сомали.

Трансформные окраины, как правило, узкие, за счет уости как шельфа, так и континентального склона, представляющего собой тектонический уступ или систему кулисообразно подставляющих друг друга уступов. Поэтому потенциал нефтегазоносности окраин этого типа в общем ограниченный, но, как показывают открытия у берегов юга Западной Африки, отнюдь не нулевой. Вдоль трансформных разломов, косо пересекающих континентальные окраины, могут развиваться локальные структуры, образуя протяженные зоны нефтегазонакопления.

Наряду с пассивными окраинами различают активные окраины, или окраины тихоокеанского типа, если пользоваться более старой терминологией. Своим названием "активные" они обязаны высокой и разнообразной тектонической подвижности, сейсмичности и вулканизму, в свою очередь, связанным с существованием сверхглубинных наклонных разломов — зон Беньофа (правильнее — Вадати—Заварицкого—Беньофа, или ВЗБ), вдоль которых происходит поддвиг океанической коры под кору континентов (или островных дуг) или надвиг последней. Среди активных окраин, в свою очередь, выделяют два существенно различных типа. Один из них — западно-тихоокеанский — имеет наиболее сложное строение и в поперечном сечении слагается в наиболее простом случае из триады окраинное море—островная дуга—глубоководный желоб. Нередко, однако, вместо одной островной дуги наблюдаются две или три, соответственно возрастает и число желобов и окраинных морей. Наряду с активными дугами известны отмершие, типа Кюсю-Палау в Филиппинском море или Авес в Карибском; особое место занимают так называемые внутридуговые бассейны рифтового типа —

продукты расщепления вулканических дуг (примеры: Западно-Марианский, Колвелл-Лау, Гренада).

С точки зрения нефтегазоносности важно, что расположенные на тыльной стороне континентальных окраин данного типа внутренние борта краевых морей нередко построены совершенно аналогично пассивным окраинам и обладают широким шельфом и хорошо выраженными континентальным склоном и подножием. Таковы, например, западные окраины Восточно-Китайского и Южно-Китайского морей, северная, восточная и отчасти южная периферии Мексиканского залива. Эти "пассивные участки активных окраин" отличаются высокой нефтегазоносностью как сами по себе, так и примыкающие к ним периферические части континентов (например, район низовьев Хуанхэ и залива Бохай в Китае). Значительно более низкими перспективами нефтегазоносности обладают, очевидно, узкие прогибы в зонах разломных сопряжений впадин окраинных морей и континентов или островных дуг. Эти перспективы несколько выше для тех участков склонов островных дуг, обращенных к желобам (промежуток дуга—желоб), где на интенсивно дислоцированные в зоне субдукции образования несогласно ложатся относительно слабо нарушенные осадочные толщи, выполняя так называемые внешнедуговые прогибы.

Второй тип активных окраин и третий тип континентальных окраин — так называемый андский тип. Для данного типа характерен наиболее резкий переход от океана к континенту — глубоководный желоб непосредственно граничит с краем континента, подстилающимся сейсмофокальной поверхностью зоны Беньофа. Глубоководные желоба лишь на некоторых участках заполнены мощными толщами осадков, например у побережья Колумбии и Эквадора, а на других остаются почти пустыми (речь идет о современных желобах). Кроме того, на отдельных отрезках окраин андского типа (пример — Центральные Анды) к глубоководному желобу непосредственно примыкает область древней континентальной коры, нередко надстроенная краевым вулканоплутоническим поясом, на других же участках (например, Северные Анды) между ними простирается более или менее широкая полоса сложно смятых отложений зоны субдукции, накопившихся в условиях смещения желоба в направлении океана, с несогласно наложенными впадинами и прогибами, выполненными более слабдеформированными осадками. Именно эти депрессии и представляют собой нефтегазоносные бассейны, иногда, например в Калифорнии, обладающие значительными ресурсами углеводородов.

Сравнивая нефтегазоносный потенциал пассивных и активных окраин, нельзя не прийти к выводу о значительно более высоком потенциале первых. Определяется это в первую очередь значительно бóльшим объемом накопившихся и сохранившихся осадков. Асимметрия континентальных водоразделов такова, что основной речной сброс идет в направлении пассивных окраин, в то время как активные окраины отгорожены от внутренних областей горными хребтами или островными дугами. Значительно бóльшая

часть крупнейших дельт приурочена либо к пассивным окраинам, либо к пассивным тыльным частям активных окраин западно-тихоокеанского типа, например Миссисипи, Амур, Хуанхэ, Янцзы, Меконг и некоторые другие. Не менее важно то, что значительная часть осадков активных окраин, особенно андского типа, подвергается субдукции и как бы надстраивает континентальную кору не сверху, а снизу. Это вытекает из отмеченного Дж. Гиллули и А.П. Лисицыным факта несоответствия объема накопленного вдоль активных окраин обломочного материала тому объему, который должен был поступить в их пределы с континента, даже если последний и был относительно невелик. Далее, обращают на себя внимание значительно бóльшие размеры осадочных бассейнов по сравнению с бассейнами активных окраин.

Однако одно немаловажное преимущество активные окраины перед пассивными все же имеют — это значительно более высокий тепловой поток. Именно этим, очевидно, объясняется высокая нефтегазонасыщенность даже сравнительно небольших и относительно не очень глубоких бассейнов, какими являются, например, бассейны Калифорнии. Имеет, вероятно, значение и первично более высокое содержание органического вещества, в частности, в составе толщ диатомовых сланцев по северной периферии Тихого океана. Вполне возможно, что процесс генерации нефти стимулируется повышением температуры и давления в зонах субдукции, как об этом писали некоторые американские [9] и советские исследователи, но значение этих явлений ограничивается данными зонами.

В целом же можно уверенно утверждать, что именно континентальные окраины, т.е. включая и их наземную часть, являются в основном родиной нефти и газа.

Что касается распределения залежей нефти и газа во времени, то при этом основные нефтегазовые ресурсы связаны с верхнемезозойскими и кайнозойскими отложениями, т.е. отложениями, отвечающими основному периоду формирования современных океанов. Отсюда следует вывод, что наиболее богаты нефтью окраины современных (молодых) океанов. Меньшее значение имеют отложения подготовительной фазы раскрытия современных океанов — пермские и раннемезозойские, а также палеозойские, в основном девонско-каменноугольные и рифейские. Следует еще принять во внимание подчеркнутое рядом исследователей (Л.Н. Розанов, 1979 г.) значение новейших (олигоцен-четвертичных) движений, вызвавших переформирование многих древних залежей. Поддерживая ведущую роль континентальных окраин в нефтегазообразовании и нефтегазонакоплении, нельзя игнорировать и нефтегазонасыщенность внутриконтинентальных областей: платформ (кратонов) и орогенов. Нефтегазонасыщенные бассейны этих областей имеют в основном рифтогенное происхождение, причем рифтовые системы простираются на платформах преимущественно, а в орогенных областях исключительно параллельно краям континентов (на платформах, кроме того, и перпендикулярно им). Поэтому и на краях платформ, и в их центральных частях образуются тройные сочленения типа Р—Р—Р (рифт—

рифт—рифт). Над платформенными рифтами, обычно именуемыми авлакогенами, и над их тройными сочленениями возникают синеклизы, а над орогенными в эпиплатформенных орогенах — межгорные впадины. В авлакогенах на ранней стадии их развития, а в эпиорогенных рифтах и впадинах на протяжении всей или большей части их истории, накапливались не морские, а в основном озерные и лагунные формации. Высокий тепловой поток, характерный для рифтовых структур, способствовал генерации углеводородов, создавая в некоторых случаях значительные их запасы (межгорные впадины Китая и Восточных Скалистых гор США и др.). Повышенный тепловой поток наблюдается и в орогенах, являясь уже функцией процессов, связанных с коллизией континентальных плит.

На платформах наибольшим нефтегазовым потенциалом обладают окраинные синеклизы, более ограниченным — внутренние, ибо первые могут питаться углеводородами за счет дальней миграции окраин континентов и, кроме того, накапливать большие мощности осадков по сравнению со вторыми. В передовых и межгорных прогибах эпигеосинклинальных орогенов нижнюю часть их осадочного выполнения слагают темные глинистые толщи "эвкеинского" типа, обогащенные органическим веществом, — классические нефтематеринские формации (например, майкопская серия Кавказа). Их гомологом на платформах являются карбонатно-глинистые бурминольные формации "доманикового" типа (девон Русской плиты, кембрий — Среднесибирской); к ним относится, в частности, бафеновская свита Западной Сибири. Все эти формации образуются в условиях некомпенсированного погружения, в относительно глубоководных бассейнах.

Таким образом, нефтегазообразование и нефтегазонакопление не ограничиваются континентальными окраинами, а распространяются на большую площадь как в пределах континентов, так и, возможно, океанов. Предпосылками этих процессов являются, как отмечалось, мощное и относительно быстрое накопление субаквальных осадков и достаточно высокий тепловой поток, создаваемый либо восходящими ветвями мантийных конвекционных течений (в рифтах), либо переходом в тепло механической энергии, генерируемой в зонах столкновения литосферных плит. Континентальные окраины, особенно на поздних стадиях их развития, когда они пододвигаются или на них надвигаются складчатые горные сооружения, характеризуются наиболее благоприятным сочетанием этих условий. Как показали У.Р. Дикинсон [8] и О.Г. Сорохтин, нефтегазообразованию и миграции углеводородов здесь дополнительно способствует давление края надвигающейся плиты, тектонически перекрывающей дистальную часть континентальной окраины с ее наиболее мощными и наиболее богатыми органикой осадками.

ЛИТЕРАТУРА

1. Белоусов В.В. Переходные зоны между континентами и океанами. М.: Недра, 1982. 324 с.
2. Блюмер Э. Нефтяные месторождения. М.; Л.: Нефт. изд-во, 1929. 441 с.

3. Брод И.О. Основы учения о нефтегазоносных бассейнах. М.: Недра, 1964. 48 с.
4. Губкин И.М. Учение о нефти. М.: ГОНТИ, 1932. 354 с.
5. Сорохтин О.Г., Баланюк И.Е. О связи нефтегазоносности с зонами поддвига литосферных плит. — Океанология, 1982, N 2, с. 236—245.
6. Bally A.W. A geodynamic scenario for hydrocarbon occurrences: Proc. IX world petrol. congr. — Geology, 1976, vol. 2, p. 930—939.
7. De Launay L. Formation des gites metalliferes. P., 1893, vol. 3, p. 117—131.
8. Dickinson W.R. Subduction and oil migration. — Geology, 1974, vol. 1, p. 19—33.
9. Hedberg H. Continental margins from the viewpoint of the petroleum geologist. — Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1970, vol. 54, N 1, p. 3—43.
10. Perrodon A. Geodynamique petroliere. Pau; Paris: Elf Aquitaine et Masson, 1980.
11. Pratsch J.-C. Future hydrocarbon exploration on continental margins and plate tectonics. — J. Petrol. Geol., 1978, vol. 1, N 2, p. 95—105.

УДК 553.98

Б.А. Соколов

РАЗВИТИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ О ТЕКТОНИЧЕСКИХ ЗАКОНОМЕРНОСТЯХ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В ЗЕМНОЙ КОРЕ

Давно отмечено, что тектонические закономерности непосредственно влияют на размещение скоплений нефти и газа в земной коре. Большинство геологов-нефтяников ставят тектонический фактор на первое место среди других факторов, влияющих на нефтегазоносность недр, считая, что он определяет региональные условия образования и перемещения углеводородов, формирования и сохранности их скоплений.

Так, И.М. Губкин [11] отмечал, что "общее направление движения нефти в конечном счете определяется тектоникой". Он сделал важный вывод о глобальности распространения углеводородов (УВ). Он неоднократно отмечал, что диффузно рассеянная нефть и нефтяные залежи распространены по всей земле и их образование произошло во все времена, с тех пор как возникли нормальные осадочные породы.

Опираясь на эти представления, автор данной статьи и Ф.П. Мельников [20], помимо общепринятых понятий о сферических оболочках Земли, таких, как атмосфера, гидросфера, литосфера, биосфера и другие, сочли возможным выделить понятие о еще одной реально существующей сфере — углеводородной, или увосфере. Тогда геологию нефти и газа можно рассматривать как науку о строении и развитии увосферы.

Под увосферой понимается пространство существования углеводородных соединений, которые могут находиться в газовом, жидком, полужидком и твердом состояниях, а также в виде аквабитумоидов [13] в подземных, преимущественно минерализованных водах и в виде газожидких включений в жильных или гнездовых

минералах. Концентрация углеводородных соединений может колебаться в очень больших пределах: от гигантских скоплений газа, нефти и других битумов, достигающих триллионов кубических метров и миллиардов тонн, до микроскопических нефтяных капель и ничтожнейших количеств углеводородных газов, растворенных в подземных водах.

По условиям сохранности нижняя граница увосферы находится на глубинах с температурой до 300—400°С, где происходит деструкция углеводородов [12]. Верхняя граница совпадает с приповерхностной зоной, в пределах которой свободный кислород превращает углеводороды в воду и углекислый газ. Мощность увосферы меняется от первых сотен метров до 15 и более километров в углощениях стратисферы.

Увосфера по истории формирования, характеру и масштабу концентрации углеводородных соединений распадается на внешнюю, активную, и внутреннюю, пассивную, части, связанные между собой эволюционным переходом. Активная увосфера приурочена к осадочному слою Земли, в процессе литогенеза которого происходит энергичная генерация УВ. В ней сосредоточена подавляющая часть жидких, газовых и твердых скоплений УВ. Пассивная увосфера, представлявшая собой в прошлом активную увосферу, сейчас находится в преобразованных процессах метаморфизма осадочных толщ и содержит в ограниченных количествах в основном метан, а также скопления твердых углеродсодержащих соединений (шунгит и др.), являющихся продуктами глубокого метаморфизма нефтяных скоплений.

Характерной чертой увосферы является постоянное ее обновление. На смену разрушающимся углеводородным соединениям и скоплениям в процессе эволюции земной коры появляются все новые и новые порции УВ, образующие новые скопления. Формирование новых залежей нефти и газа может происходить в геологическом отношении достаточно быстро, в течение первых миллионов лет. Другая черта увосферы связана с подвижностью углеводородных соединений, их способностью перемещаться в пределах стратисферы. Третья особенность связана с фазовыми превращениями углеводородных скоплений, чутко реагирующих на изменения физико-химических параметров их существования.

Части внешней увосферы, располагающиеся в мощных линзах осадочных пород, где происходят процессы энергичного нефтегазообразования за счет рассеянного органического вещества и нефтегазонакопления, выделяются в качестве углеводородных (нефтегазоносных) осадочных бассейнов, или увобассейнов.

Увосфера возникла на ранних стадиях существования Земли одновременно с появлением биосферы более 3,5—4,0 млрд. лет назад и является результатом взаимодействия биосферы, гидросферы и тектоносферы. За это время в первую очередь за счет катагенетического преобразования рассеянного органического вещества осадочных пород было произведено колоссальное количество нефти и газа, насыщающих верхнюю часть литосферы. Часть этого коли-

чества разрушилась, другая часть пополнила запасы существующих ныне месторождений. Качественный состав увосферы претерпел определенное изменение, обусловленное в первую очередь эволюцией состава биосферы [14].

Анализируя вышесказанное, мы приходим к выводу о том, что взаимосвязь между тектоникой и региональной геологией нефти и газа представляет собой закономерное явление и определяется взаимоотношением двух материальных систем глобального ранга: тектоносферы и увосферы.

Верхняя мантия, нагретая до температур свыше 900—1200°С, является основным источником тепловой энергии, необходимой для процесса нефтегазообразования. Кроме того, она за счет своей дегазации способствует обогащению литосферы дополнительными количествами водорода, метана, углекислоты, воды, которые принимают участие в создании увосферы. И хотя пока нет еще качественных и количественных оценок влияния газовых струй, возникающих при дегазации мантии, на процессы нефтегазообразования и создание увосферы, тем не менее можно предполагать, что поток метана и других летучих веществ, попадающий в осадочные бассейны, оказывает определенное воздействие на качество увосферы и перемещение в ней углеводородов.

Таким образом, создание увосферы, а в ее пределах крупных концентраций УВ различных порядков: бассейнов, нефтегазоносных зон, месторождений и залежей, — является результатом развития и взаимодействия увосферы с тектоносферой, а также биосферой. Следовательно, законы формирования тектоносферы оказывают прямое влияние на образование и размещение скоплений нефти и газа.

Последнее обстоятельство хорошо прослеживается при рассмотрении истории взглядов на тектонические закономерности нефтегазоносности недр, в которой с определенной долей условности можно выделить четыре этапа: 1) описательно-эмпирический, до середины XIX в.; 2) структурный, вторая половина XIX—первая треть XX в.; 3) структурно-генетический, или "классический", вторая треть XX в.; 4) эволюционно-динамический, или "релятивистский", начиная с конца 60-х годов XX в.

На первом этапе геология представляет собой недифференцированную ветвь естествознания. Трудями М.В. Ломоносова, Д. Геттона, Л. Буха, У. Лайеля в борьбе непунистов и плутонистов развивается гипотеза поднятий и обрушений (прообраз теории вертикальных движений) за счет "жара земного". На этом этапе появляются и первые соображения о нефтеобразовании, которые связаны с именем М.В. Ломоносова. М.В. Ломоносов в 1757 г. объяснил образование нефти из растительных остатков в осадочных породах под действием "подземного огня".

На втором этапе происходит начальная дифференциация геологической науки, господствующее место в которой занимает концепция контракции (сжатия) Земли. Развитие тектоносферы рассматривается как результат процессов сжатия планеты за счет ее охлаждения. Это приводит к горизонтальному давлению, образованию

4384

геосинклинальных прогибов и горных складчатых сооружений, появлению континентов и океанов. На базе этих взглядов, выдвинутых Эли де Бомоном, развиваются представления об основных тектонических элементах земной коры и о тектоническом районировании. Э. Зюсс выделяет жесткие плиты и подвижные зоны. Работами А. Гейма, Дж. Холла и Дж. Дэна закладываются основы современных представлений о складчатости и геосинклиналях. Закономерности строения платформ и геосинклиналей формулируются в трудах А.П. Павлова, А.П. Карпинского, А.Д. Архангельского, Э. Аргана, Г. Штилле и других. К концу рассматриваемого этапа контракционная гипотеза начинает уступать место представлениям о периодичности процессов сжатия и расширения. В 30-е годы возникают теории пульсаций В. Бухера, колебаний Э. Хаармана, ундаций Р. Ван-Беммелена. Несколько раньше, сначала Ф. Тейлор (1910 г.), а затем А. Вегенер (1915 г.) выдвинули и разработали принципиально иную идею о дрейфе континентов.

На этом этапе закладываются основы нефтяной геологии, в первую очередь тектонического плана. Благодаря работам Г. Абиха, Г. Гефера, У. Логана, Х. Роджерса, С. Ханта возникает антиклинальная теория размещения нефтяных месторождений и их классификация по структурному принципу. Был сформулирован первый принцип нефтегазовой геологии о площадном размещении месторождений: в районе с нефтепроявлениями все антиклинальные складки нефтеносны.

Рассматривая распространения месторождений в региональном плане, Л. де Лонэ в 1893 г. приходит к выводу о приуроченности месторождений к перифериям горных сооружений. Этот вывод позднее И.М. Губкин назвал законом распределения нефтяных месторождений [1].

Важным достижением явилось введение в 1919 г. Э. Вудрофом и У. Шухертом понятия о нефтегазоносной провинции как региональной единице нефтегеологического районирования. Под ней понимается крупная территория, объединенная единством тектонических и геоморфологических признаков, содержащая скопления нефти и газа. Таким образом, следует отметить, что следствием разработки принципов тектонического районирования явилось создание нефтегеологического районирования на тектонической основе.

Другим важным следствием тектонического подхода к анализу региональной нефтегазоносности недр следует считать появление в конце этапа метода оценки перспектив нефтегазоносности недр на основе сравнительных геологических аналогий. Одним из основателей такого подхода может считаться А.Д. Архангельский, опубликовавший в 1929 г. статью "Где и как искать новые нефтеносные области в СССР" [1].

На этом этапе, кроме представлений о ловушках, залежах, месторождениях и зонах нефтегазонакопления, были также сформулированы понятия о нефтематеринских толщах, коллекторах и

¹ Этот принцип сохраняет свое значение до сих пор и, в частности, является обоснованием подсчета перспективных запасов нефти и газа категории С₂

покрышках, т.е. о всех основных элементах, определяющих нефтегазоносность недр. Эти элементы мы предлагаем относить к категории статических показателей нефтегазоносности недр.

Третий этап отличается развитием не только структурных, но и эволюционных представлений как в тектонике, так и в нефтегазовой геологии. На этом этапе происходит новая, более дробная дифференциация геологической науки и, в частности, выделяются в качестве самостоятельных научных дисциплин "геотектоника" и "геология нефти и газа".

Возникновение геологии нефти и газа связано с именем И.М. Губкина и относится к 1932 г., когда вышла в свет его книга "Учение о нефти". И.М. Губкин первым подошел к проблеме нефтегазоносности недр диалектически как к процессу, включающему генерацию, миграцию и аккумуляцию углеводородных соединений. Именно с этого времени началось развитие представлений о формировании нефтегазовых месторождений как закономерном историческом явлении, протекающем в определенных, вполне конкретных пространственных и временных границах.

Обособление геотектоники как самостоятельной геологической дисциплины произошло в 1934 г. и связано с опубликованием учебника М.М. Тетяева "Основы геотектоники". В этой работе впервые было введено понятие "геотектогенез", под которым понимался единый процесс развития земной коры, объединяющий различные формы его проявления: вертикальные колебательные движения, микроколебания, складчатость и магматизм.

Отчетливо видно, что именно диалектический подход к геологии нефти и газа, с одной стороны, и геотектонике — с другой, решающим образом способствовал обособлению их в самостоятельные крупные ветви геологической науки.

В тектоническом отношении третий этап — это время господства теории вертикальных движений, или фиксизма. Согласно представлениям сторонников этой теории А.Д. Архангельского, А.А. Богданова, В.В. Белоусова, Ю.А. Косыгина, Н.С. Шатского и других, происходит достаточно "жесткая" пространственная привязка всех основных структурных элементов земной коры, имеющих возможность развиваться лишь в вертикальной плоскости. Общая же тенденция развития имеет лишь одностороннюю направленность: активные подвижные зоны трансформируются в стабильные пассивные элементы (от геосинклиналей к платформам). Широкое распространение получают методы изучения отдельных регионов путем построения литолого-фациальных, палеогеографических карт, карт мощностей отложений.

Фиксистские концепции оказали огромное влияние на исследования региональных закономерностей нефтегазоносности. Так, И.М. Губкин связывал нефтеобразование с погружением, отмечая, что родиной нефти являются депрессии. Особенно большое значение погружению придавали И.О. Брод и Н.Б. Вассоевич.

И.О. Брод в 1947 г. сформулировал основной закон нефтегазонакопления о связи нефтегазоносности с мощным и длительным

осадконакоплением, на базе которого в начале 50-х годов он приходит к учению о нефтегазоносных бассейнах. Введение такой категории, как нефтегазоносный бассейн, позволило впервые выделить на генетической основе конкретный объект нефтегеологического районирования, в котором в отличие от провинции на первое место выдвигались условия генерации, миграции и аккумуляции углеводородов, а не особенности тектонического строения. Представление о нефтегазоносных бассейнах связывало в единое целое процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления. И хотя классификации бассейнов в подавляющем своем большинстве строились на тектонической основе, тем не менее все большее значение стали приобретать условия формирования и тип "очага нефтегазообразования" [19].

Н.Б. Вассоевич один из первых показал связь катагенеза нефтематеринских отложений в результате погружения со стадийностью процесса нефтегазообразования [3]. Это, во-первых, предопределило один из важнейших принципов нефтегазовой геологии о вертикальной зональности размещения скоплений нефти и газа в недрах: в верхней части разреза бассейна располагаются газовые залежи, в средней — нефтяные, нефтегазовые и газонефтяные, ниже — газоконденсатные, а в самом низу разреза опять газовые; во-вторых, привело к фундаментальному понятию о главной фазе нефтеобразования (ГФН), установленному Н.Б. Вассоевичем в 1967 г. Эти представления значительно обогатили учение о нефтегазоносных бассейнах, подняв его на новый уровень. Нефтегазоносность осадочного бассейна стали рассматривать как его свойство, которое реализуется на определенном этапе его развития.

Если раньше образование нефти и жирных газов и формирование их месторождений связывали лишь со статическими факторами, как-то: состав исходного органического вещества и его количество, тип коллекторских и экранирующих пород, тип ловушек, то теперь к этому добавился анализ степени катагенетической превращенности нефтематеринских толщ и положение последних относительно зоны проявления ГФН. Эта зона, обычно отвечающая глубинному интервалу с температурами 60—150°С, получила название главной зоны нефтеобразования, или ГЗН [6]. Именно с этого времени в практике нефтепоисковых работ широкое распространение получил анализ вертикального погружения нефтеносных отложений и прохождения ими температурной зоны, отвечающей ГЗН. Метод такого анализа назван нами методом моделей прогрева, а сам принцип оценки нефтегазоносности недр "каноном Вассоевича" [19].

Таким образом, идеи о связи нефтегазоносности с формированием мощных осадочных толщ нашли отражение как в теории нефтегазоносных бассейнов, так и в фундаментальных принципах о стадийности нефтегазообразования и вертикальной зональности размещения залежей нефти [10]. Наиболее полно эти представления сформулированы в осадочно-миграционной теории Н.Б. Вассоевича [4], которую можно рассматривать в качестве своеобразного итога третьего этапа развития нефтегазовой геологии и геохимии.

Характерной чертой четвертого этапа развития геологических наук являются попытки выявления глобальных закономерностей. Изучение геологии Земли проводится широким фронтом и в самых различных ее континентальных и океанических частях. При этом используются космическая и аэросъемка, глубокое и сверхглубокое бурение на континентах, бурение глубоководных скважин в морях и океанах, комплексные геолого-геофизические съемки литосферы, охватывающие образования с возрастом до 4 млрд. лет. Все это, особенно результаты изучения дна Мирового океана, привело к огромному прогрессу в понимании геологического строения и геологической истории нашей планеты и предопределило появление новых теоретических понятий как в тектонике, так и геологии нефти и газа.

Успехи в глобальном изучении тектоносферы связаны в первую очередь с созданием теории мобилизма. Не случайно академик А.В. Пейве отметил, что геология сегодня — это господство идей мобилизма [17]. Теория мобилизма синтезирует глобальные идеи, получившие в начале 70-х годов название новой глобальной тектоники, или тектоники плит. В ней предпринята попытка увязать представления о горизонтальных и вертикальных перемещениях.

А.Л. Яншин и А.Е. Шлезингер считают, что хотя горизонтальным движениям принадлежит ведущая роль в формировании структуры тектоносферы, тем не менее вертикальные движения пользуются определенной автономией [22, 23]. Их проявления обусловлены как конвекционными перемещениями вещества мантии, приводящими к появлению мантийных диапиров, так и фазовыми превращениями вещества. Эти авторы приходят к выводу о том, что нижняя часть тектоносферы может быть уподоблена своеобразной "тепловой и динамической машине". Работа этой машины приводит к разрушению континентальной коры и превращению ее в океаническую за счет процессов деструкции и в результате фазовых переходов вещества земной коры при его погружении.

Идеи мобилизма расшатали классические представления об основных геотектонических элементах, сложившиеся на предыдущем этапе. Платформы перестали рассматриваться как нечто постоянное и застывшее, более дифференцированно рассматривается тектоническая природа областей мощного осадконакопления: на первое место здесь вышло представление о рифтогенезе как глобальном геотектоническом явлении, предопределяющем развитие платформ и формирование плитного чехла. Получила аргументированное объяснение покровно-надвиговая структура горных складчатых сооружений. Теория мобилизма оказала самое прогрессивное влияние на развитие региональной нефтегазовой геологии и, в частности на представления о закономерностях размещения залежей нефти и газа. Появилась возможность более аргументированно обосновывать связь формирования мощных осадочных бассейнов с их нефтегазоносностью.

Основным достижением геологии нефти и газа за последнее десятилетие является появление нового научного направления — эволюционно-динамического, базирующегося на представлениях о стадий-

ности процессов нефтегазообразования, о главной фазе и главной зоне нефтеобразования (ГФН и ГЗН), о генетической вертикальной и латеральной зональности размещения залежей нефти и газа в осадочных бассейнах [19].

Оценка нефтегазоносности недр с позиций эволюционно-динамического направления предусматривает наряду с традиционным анализом нефтегазоматеринских отложений, коллекторских горизонтов, флюидоупоров и ловушек изучение истории формирования очагов нефтегазообразования и зон нефтегазонакопления и пространственно-временных соотношений между ними, а также выявление динамики процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления и энергетических обстановок концентрации УВ в залежи. Энергия процессов образования, перемещения и накопления УВ определяется многообразными источниками, связанными с уплотнением пород, трансформацией их минералогического состава, тектоническими, сейсмическими, акустическими, гравитационными и другими формами напряжений в земной коре. Однако основной формой энергии является тепловая, поступающая за счет мощных конвективных токов, идущих из верхней мантии [18].

Для появления заметной нефтегазоносности в осадочном бассейне необходимо не только значительное обогащение рассеянным органическим веществом мощных осадочных толщ, переслаивающихся с коллекторскими горизонтами, и наличие крупных ловушек, сформировавшихся до начала проявления ГФН в бассейне, но также и достаточно высокие значения тепловых потоков, обеспечивающих активную и энергичную генерацию УВ. Практика поисков нефтегазовых месторождений показывает, что значительные месторождения приурочены к бассейнам, в которых геотермический градиент составляет от 3,3 до $5^{\circ}\text{C}/100$ м, что гораздо выше средних значений градиента в $2,5\text{--}3,0^{\circ}\text{C}/100$ м. Кроме того, необходим также достаточно высокий темп накопления генерационных толщ, характеризующийся скоростью осадконакопления в $1,5\text{--}4$ тыс. $\text{км}^3/\text{млн. лет}$ и более, или $300\text{--}900$ т/ км^2 в год [15, 16].

В процессе длительного и устойчивого прогибания, выступающего как неперемное условие нефтегазоносности недр (закон Брода), решающее значение имеет лишь тот отрезок времени и та часть бассейна, где реализуется условие относительно быстрого накопления отложений при наличии высоких значений тепловых потоков. Именно эти динамические обстановки и контролируют реальную нефтегазоносность осадочного бассейна.

По условиям их проявления бассейны можно подразделить на три типа: пассивные (низкие значения геотермического градиента, "вялый" характер неустойчивого осадконакопления); активные (геотермический градиент около $3^{\circ}\text{C}/100$ м, скорость устойчивого осадконакопления $1,5\text{--}4$ тыс. $\text{км}^3/\text{млн. лет}$); высокоактивные (геотермический градиент до $5^{\circ}\text{C}/100$ м, осадконакопление — $5\text{--}15$ тыс. $\text{км}^3/\text{млн. лет}$). Первый тип характеризуется незначительной нефтегазоносностью. Второй содержит самые различные типы залежей, располагающихся согласно нормальной генетической вертикальной зональности: газ—

нефть—газоконденсат—газ. Третий отличается растянутым диапазоном главной зоны нефтеобразования и преобладанием нефтяных залежей.

Таким образом, прогнозные оценки нефтегазоносности недр должны учитывать три группы факторов, контролирующих формирование скопелений нефти и газа в нефтегазоносных осадочных бассейнах. Первая группа охватывает индивидуальные свойства нефтегазогенерирующих толщ, характеристику коллекторов и флюидоупоров, типы зон нефтегазонакопления и ловушек в их пределах. Вторая группа рассматривает историю формирования и пространственно-временные соотношения между нефтегазогенерирующими и нефтегазовмещающими элементами региона, так как конкретная нефтегазоносность осадочных бассейнов зависит не только от наличия и "работы" факторов первой группы, взятых изолированно сами по себе, но также и от оптимального соответствия их деятельности друг с другом в пространстве и во времени. Третью группу составляют факторы, контролирующие динамику процессов концентрации рассеянных углеводородов нефтематеринских толщ в залежи нефти и газа.

Факторы первой (статической) группы являются неперменным и традиционным компонентом прогноза нефтегазоносности недр. В последние годы в связи с внедрением историко-генетического метода оценки перспектив нефтегазоносности бассейнов [7] стали использоваться факторы и второй (эволюционной) группы.

Третья (динамическая) группа факторов пока учитывается очень слабо, хотя она оказывает определяющее влияние на нефтегазоносность недр.

Эволюционно-динамические обстановки полностью определяются тектоникой, выражаются подвижностью земной коры, длительностью прогибания и скоростью накопления отложений, величиной тепловых потоков и тепловой историей бассейна, соотношением вертикальных и горизонтальных движений, приводящих к созданию унаследованных и новообразованных поднятий.

Наиболее полно указанным требованиям удовлетворяют области деструкции земной коры: рифтовые зоны и миогеосинклинали. Именно в их пределах создаются динамические обстановки, способствующие энергичному нефтеобразованию и нефтегазонакоплению: большие мощности и большая скорость осадконакопления, высокий тепловой поток, контрастность тектонических движений.

Теория мобилизма показала, что в пределах любых структурных элементов земной коры, в том числе и платформенных, могут располагаться очаги значительных тектонических движений, приводящие к формированию мощных осадочных бассейнов, а в их пределах зон дислокаций различного типа. Более того, мобилизм позволил увязать в единую систему процессы формирования крупных прогибов, интенсивность осадконакопления и энергичное прогревание, или, другими словами, объяснить условия формирования нефтегазоносности осадочных бассейнов.

Без сомнения можно считать законом, что интенсивное прогибание и сопровождающее его энергичное осадконакопление на платформах предопределяется рифтообразованием. Возникновение рифтов связано с

подъемом высокотемпературного мантийного диапира, под напором которого происходит утонение, раскол и раздвижение земной коры. В результате на первом этапе формирования осадочного чехла платформы возникает система грабенообразных впадин, заполняемых осадками, а на втором (плитном) — обширные синеклизы, центры погружения которых располагаются непосредственно над рифтовыми зонами. Именно эти наиболее опущенные участки платформенного чехла подвергаются наибольшему воздействию тепла приближенного к ним мантийного теплового источника. В результате именно здесь в палеорифтах и нижних частях синеклиз создаются очаги нефтегазообразования, откуда УВ начинают мигрировать к ловушкам.

Сходное развитие претерпели и миогеосинклинали. На первой стадии — прогибания — имело место энергичное, захватывающее и сопряженные окраины платформ прогибание (за счет горизонтальных раздвиговых движений и вертикального погружения) и накопление мощных (свыше 5—7 км) по их периферии прибрежно-морских, а в центральных частях миогеосинклиналей — морских терригенных и терригенно-карбонатных отложений. Эти отложения, образовавшиеся в доскладчатый период существования геосинклиналей, слагают осадочный бассейн, благоприятный для генерации УВ. В его составе обычно присутствуют глинистые толщи — источники УВ, и коллекторские горизонты — пути их миграции. Благоприятный разрез, интенсивное погружение — все это способствовало развитию процессов нефтегазообразования. По существу, здесь имеется нефтегазоносный бассейн, через главную зону нефтеобразования которого проходят значительные толщи нефтематеринских пород. Это способствует реализации нефтегенерационного потенциала отложений. Если в бассейне еще не сформированы зоны нефтегазонакопления конседиментационного типа (рифты, выклинивание коллекторских слоев и др.), то поток УВ будет достигать склонов платформ и образовывать в их пределах скопления битумов (типа Атабаски).

Вторая стадия — складкообразования — проявляет себя наряду с продолжающимся осадконакоплением процессами сжатия и складкообразования. На этой стадии формируются основные покровно-надвиговые зоны, наиболее развитые по периферии платформы, особенно в тех участках, где платформенный борт испытал максимальное погружение. Это благоприятствует "наползанию" на него надвиговых пластин. В свою очередь, нагрузка надвинутых масс способствует дополнительному прогибанию края платформы, его обламыванию по разломам и формированию в дальнейшем краевых (передовых) прогибов. В плане надвиговые зоны образуют выпуклую в сторону платформы дугу. Эти движения, сопровождаемые тангенциальными напряжениями, активизируют процессы УВ-образования, что приводит к формированию в аллохтонных зонах нефтяных и газовых месторождений.

Поскольку интенсивность складчатых движений ослабевает от внутренней границы миогеосинклинального прогиба к его периферии и в этом направлении уменьшается степень катагенетической преобразования породы, то именно в прибортовых надвиговых зонах создаются

наиболее удовлетворительные условия не только аккумуляции УВ, но также их сохранности. Этому во многом способствует и покровно-надвиговая природа сформированных ловушек. Во внутренних частях миогеосинклинальных прогибов высокая степень катагенетической преобразованности отложений и их дислоцированности приводит к уничтожению имевших там место скопления УВ.

Третья стадия — орогенная — проявляет себя отмиранием нефтегазоносного осадочного бассейна миогеосинклинального типа и созданием на его месте горного складчатого сооружения. Одновременно с этим происходит образование нового осадочного бассейна, генетически связанного с предгорным прогибом и смежной частью платформы. Этот новый осадочный бассейн развивается как самостоятельная нефтегазоносная единица, наследующая сравнительно незначительную часть осадочных пород внешней зоны миогеосинклинального бассейна. В его пределах происходит накопление орогенного молассового осадочного комплекса, формируется своя главная зона нефтеобразования и создаются свои генетически связанные с этим бассейном скопления нефти и газа.

Таким образом, в процессе развития миогеосинклинальных прогибов формируются два типа бассейнов: собственно миогеосинклинальный, который затем исчезает, втягиваясь в поднятие, и от которого остаются месторождения в надвиговой зоне, и бассейн передового прогиба (складчато-платформенный тип). Первый тип бассейнов, которые не сохраняются в современной структуре Земли, но их существование проявляется нефтегазоносностью надвиговых поясов, можно именовать фантомным.

Фантомные бассейны являются достаточно распространенной категорией. Поэтому и перспективы нефтегазоносности периферии складчатых сооружений следует оценивать чрезвычайно высоко. В период расцвета представлений о преобладании вертикальных движений теоретические предпосылки разбуривания периферийных горных складчатых сооружений отсутствовали. В настоящее время с широким признанием большой роли горизонтальных движений такое теоретическое обоснование, подкрепленное практическими результатами, появилось. Следовательно, появились реальные возможности открытия новых нефтяных и газовых месторождений в складчатых сооружениях нашей страны.

Таким образом, современный этап развития теоретической тектоники и региональной нефтегазовой геологии характеризуется поисками новых прогрессивных концепций, увязывающих в единое целое все разнообразие имеющихся фактических данных. Классические канонизированные представления трансформируются в более гибкие эволюционно-динамические, релятивистские теории.

Идеи о глобальности распространения углеводородных соединений позволили прийти к понятию увосферы, развитие которой определяется характером взаимодействия с тектоносферой и биосферой. Именно в этом взаимодействии скрыты законы, контролирующие создание крупных концентраций углеводородов в пределах нефтегазоносных бассейнов, нефтегазовых месторождений и залежей. Познание этих

законов во многом будет зависеть от дальнейшего прогресса в развитии геотектоники (тектоносферологии) и геологии и геохимии нефти и газа (увосферологии).

ЛИТЕРАТУРА

1. *Архангельский А.Д.* Где и как искать новые нефтеносные области в СССР. — Нефт. хоз-во, 1929, N 6, с. 791—796.
2. *Белосов В.В.* О коре и верхней мантии материков. — Сов. геология, 1965, N 1, с. 17—34.
3. *Вассоевич Н.Б.* Спутник полевого геолога-нефтяника. Л.: Гостоптехиздат, 1954. Т. 2. 564 с.
4. *Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1967, N 11, с. 135—156.
5. *Вассоевич Н.Б.* О происхождении нефти. — Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1975, N 5, с. 3—23.
6. *Вассоевич Н.Б., Архипов А.Я., Бурлин Ю.К.* и др. Нефтегазоносный бассейн — основной элемент нефтегеологического районирования крупных территорий. — Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1970, N 5, с. 13—24.
7. *Вассоевич Н.Б., Высоцкий И.В., Корчагина Ю.И., Соколов Б.А.* Историко-геолого-геохимический метод оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1971, N 11, с. 56—60.
8. *Вернадский В.И.* Очерки геохимии. Избр. соч., М.: Изд-во АН СССР, 1954. Т. 1. 394 с.
9. *Высоцкий И.В.* Основы методологии геологической науки о нефти. — В кн.: Теоретические и методологические вопросы геологии нефти и газа. Новосибирск: Наука, 1981, с. 44—55.
10. *Высоцкий И.В., Оленин В.Б.* Глубинная зональность распределения скоплений углеводородов. — Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1964, N 6, с. 20—27.
11. *Губкин И.М.* Учение о нефти. М.: Наука, 1975. 374 с.
12. *Козлов А.Л.* О нижней границе распространения углеводородов в осадочно-породных бассейнах. — В кн.: Особенности формирования залежей нефти и газа в глубоководных пластах. М.: Наука, 1980, с. 114—127.
13. *Конторович А.Э.* Аквобитумоиды. — В кн.: Научное наследие академика И.М. Губкина в нефтяной геологии Сибири. Новосибирск: Наука, 1980, с. 73—95.
14. *Лопатин Н.В.* Общая концепция образования горючих ископаемых. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1981, N 6, с. 3—18.
15. *Назаркин Л.А.* Влияние темпа седиментации и эрозионных срезов на нефтеносность осадочных бассейнов. Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 1979. 336 с.
16. *Нестеров И.И., Потерлева В.В., Салманов Ф.К.* Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. М.: Недра, 1975. 278 с.
17. *Пейве А.В.* Геология сегодня и завтра. — Природа, 1977, N 6. с. 3—7.
18. *Смирнов В.И.* Энергетические основы постмагматического рудообразования. — Геология руд. месторождений. 1981, N 1, с. 5—17.
19. *Соколов Б.А.* Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. М.: Наука, 1980. 243 с.
20. *Соколов Б.А., Мельников Ф.П.* Углеводородная сфера Земли. — Докл. АН СССР, 1981, т. 261, N 2, с. 230—234.
21. *Хаин В.Е.* Геотектонические основы поисков нефти. Баку: Азнефтеиздат, 1954. 692 с.
22. *Шлезингер А.Е., Яншин А.Л.* Тектоническая неоднородность дна Мирового океана. — Сов. геология, 1981, N 7, с. 41—50.
23. *Яншин А.Л.* Земля в кольце астеносферы. — Знание—сила, 1981, N 7, с. 7—10.

В. Ф. Раабен

ОСОБЕННОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ И ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Анализ материалов по более чем 100 нефтегазоносным регионам мира показывает, что преимущественной нефтеносностью характеризуются бассейны в пределах древних плит, молодых краевых прогибов и складчатых зон, а газоносностью — бассейны молодых плит и древних краевых прогибов. Эпиплатформенные орогены чаще нефтегазоносны.

Хотя указанные геоструктурные элементы по большей части или нефтеносны, или газоносны, они не являются в этом аспекте однородными. В их пределах можно выделить несколько типов бассейнов, различных по преобладанию скоплений углеводородов (УВ) разного фазового состояния.

На *древних плитах* преимущественно нефтеносны бассейны со сравнительно маломощным осадочным чехлом — до 4—5 км (рис. 1, а). Их нефтеносность обусловлена, во-первых, тем, что основная часть газа верхней генерационной зоны рассеялась в бассейнах, выполненных палеозойскими отложениями, вследствие главным образом длительности диффузии газа, а в грабенообразных прогибах (вне зависимости от возраста отложений осадочного чехла) — ввиду сильной нарушенности пород. Во-вторых, в этих бассейнах газ нижней зоны генерации образовывался в небольшом количестве, так как отложения не погружались глубже 4—5 км, т.е. не попадали в зону с высокими пластowymi температурами. Примерами подобных бассейнов являются Мичиганский, Иллинойский, Балтийский, Волго-Уральский, Реконкаву и др.

На *древних плитах* встречаются бассейны со значительным количеством залежей не только нефти, но и газа. К их числу относятся такие бассейны, которые выполнены главным образом палеозойскими отложениями, но большой мощности — до 8—10 км. В их пределах приблизительно до 3,5—4 км разрез в основном нефтеносен (газ верхней зоны по большей части рассеялся вследствие диффузии), а ниже распространены скопления газа и газоконденсата (газ высокотемпературного генезиса) (рис. 1, б). К числу подобных бассейнов относятся Пермский, Западный Внутренний в США и др.

Кроме указанных, на *древних плитах* распространены бассейны третьего типа, наличие залежей нефти и газа в которых обусловлено тем, что они активно формировались не только в палеозойское время, но и в более молодые периоды. В результате интенсивного молодого погружения (и накопления молодых отложений значительной мощности) палеозойские породы (полностью или частично) оказались на больших глубинах в условиях высоких пластовых температур. Это привело к образованию значительного количества газа. Поэтому в бассейнах такого типа (Сахарском, Западно-Канадском и др.) распространены скопления и нефти и газа. Дополнительным источником газа в этих бассейнах могут быть континентальные породы моложе па-

Глубина, км	Древние плиты		Молодые плиты		Крайние прогибы		Межгорные впадины				
	а	б	в	г	д	е	жс	з	и	к	
1									KZ		
2											
3									MZ		
4											
5											
6									PZ		
7											

Рис. 1 Глубинное распределение преобладающего типа залежей углеводородов разного фазового состояния в бассейнах, приуроченных к разным геотектоническим элементам
Залежи: 1 — нефтяные; 2 — газовые; 3 — газоконденсатные

леозойских с гумусовым органическим веществом (ОВ) (например, породы нижнего мела в Западно-Канадском бассейне).

Преимущественно газоносные бассейны на древних плитах распространены реже. Преобладание газовых скоплений обусловлено либо уничтожением залежей нефтеносной зоны (Ангаро-Ленский), либо наличием континентальных толщ, содержащих гумусовое органическое вещество (бассейны северо-западной части Австралии), либо внедрением магматических пород и поэтому очень высокой прогремостью недр (Тунгусский и др.).

На молодых плитах (в отличие от древних) преобладают газоносные бассейны. Основная причина подобной специфики, по нашему мнению, заключается в том, что главными генерировавшими УВ отложениями в осадочном чехле были континентальные разности, содержащие преимущественно гумусовое ОВ. Например, в ряде таких бассейнов в нижней части разреза распространены угленосные каменноугольные и пермские породы (бассейны Северо-Европейский, Восточный Внутренний в Австралии и др., рис. 1, в). Кроме того, подобные угленосные толщи часто встречаются в триас-юрских отложениях (бассейны Амударьинский, Азово-Кубанский, Боуэн-Сурат и др.). Указанные материнские породы обычно залегают в нижней части разреза в зоне повышенных температур, что приводит к генерации ими значительного количества

газа. Сохранность его обеспечивается распространением в молодых мезозойско-кайнозойских породах хороших пород-покрышек, представленных гидрохимическими отложениями или глинами, содержащими значительное количество набухающих минералов (последнее реже встречается в палеозойских породах, так как в них глины по большей части преобразовались в аргиллиты).

Помимо геохимических исследований, определивших преимущественно газогенерирующие возможности вышеуказанных континентальных отложений в бассейнах (что отмечалось во многих работах [1, 10 и др.]), существуют дополнительные данные, подтверждающие такой вывод: в бассейнах на молодых плитах, в осадочном чехле которых наряду с континентальными широко распространены и морские осадки, существенно увеличивается количество нефтяных залежей. Такие бассейны являются нефтегазоносными (бассейны Северо-Европейский, Западно-Сибирский, Среднекаспийский и др., см. рис. 1, з).

Преимущественно нефтеносные бассейны на молодых плитах встречаются редко. (Примерами подобных бассейнов являются Англо-Парижский, Рейнский.) Обычно в таких бассейнах осадочный чехол невелик (на более 4 км), вследствие чего газ нижней зоны не образуется, а газ верхней зоны в значительной степени рассеялся (вследствие нарушения пород). Материнскими породами являются морские отложения, содержащие сапропелевое ОВ [8].

На молодых плитах тип исходной органики материнских толщ в большинстве случаев определяет соотношение жидких и газообразных УВ, а на древних плитах — степень катагенного преобразования преимущественно сапропелевого ОВ. Из этого не следует, что континентальные отложения с гумусовым ОВ не накапливались в палеозойское время. Дело в том, что содержащие такое ОВ каменноугольные и пермские породы на древних плитах обычно располагаются в верхней части разреза, вследствие чего они слабо преобразованы и поэтому не играют большой роли в образовании УВ. Другая ситуация на молодых плитах, где те же каменноугольные и пермские, а также триас-юрские континентальные отложения находятся в нижней части разреза и представляют собой основные генерирующие УВ толщи.

Древние краевые прогибы, связанные с герцинидами (Предуральский, Предаппалачский) и мезозоидами (Альбертский, Предверхоанский) являются преимущественно газоносными (см. рис. 1, д). Это обусловлено высоким катагенезом ОВ и УВ даже на сравнительно небольших глубинах (2—3 км и глубже) вследствие динамометаморфизма [2, 7, 9].

Молодые краевые прогибы, образовавшиеся в альпийскую фазу складчатости и выполненные мощной толщей кайнозойских отложений, характеризуются преимущественной нефтеносностью до глубины 5—6 км (глубже прогибы обычно не разведаны. (см. рис. 1, е)). Анализ материалов по ряду подобных прогибов (Терско-Каспийскому, Индоло-Кубанскому, Предкарпатскому и др.) показал, что до больших глубин ОВ и УВ преобразованы до стадий, не превышающих $МК_2$ и $МК_3$, т.е. породы не вышли из главной зоны нефтеобразования (ГЗН). Поэтому до глубин 5—6 км и прослеживается нефтеносность. Слабый катагенез пород объясняют интенсивным молодым осадконакоплением, след-

ствие чего отложения не успели еще в достаточной степени прогреться. Отсутствие или слабая выраженность верхней газовой зоны обусловлены значительной нарушенностью осадочного чехла и, как следствие, его сильной дегазацией, особенно в верхней части разреза. По мере разведки больших глубин (более 6—7 км) вероятно вскрытие нижней газоносной зоны.

Межгорные впадины эпигеосинклинальных орогенов. Залежи нефти и газа обнаружены только в молодых межгорных впадинах. Они чаще характеризуются преимущественной нефтеносностью (см. рис. 1, ж). Причина подобного явления та же, что и в молодых краевых прогибах.

Значительно реже встречаются межгорные впадины, в пределах которых в равной степени распространены и нефтяные и газовые залежи или преобладают последние (см. рис. 1, з). Обычно такие впадины сформировались в пределах срединных массивов, вследствие чего они отличаются меньшей нарушенностью осадочного чехла, более спокойным тектоническим строением, что способствовало лучшей сохранности скоплений УВ. Кроме того, они активно развивались в плиоцен-четвертичное время, что обусловило накопление соответствующих осадков повышенной мощности (более 2—3 км). В этих молодых отложениях образовывался и накапливался газ верхней генерационной зоны. Его сохранность определяется очень молодым временем образования, причем генерация газа происходит и в настоящее время, пополняя убыль, происходящую вследствие диффузии и эффузии газа. Примерами таких бассейнов являются Трансильванский, Паннонский, Адриатический и др.

Редко встречаются преимущественно газоносные межгорные впадины и краевые прогибы, так как обычно сильная нарушенность осадочного чехла не способствует сохранности газа.

Межгорные впадины эпиплатформенных орогенов чаще являются нефтегазоносными, но со специфическим распространением залежей нефти и газа: в одних стратиграфических комплексах встречаются преимущественно жидкие, в других — газообразные углеводороды. Причина такого распределения УВ обусловлена тектоническими особенностями развития бассейнов. Например, территория, где распространены межгорные впадины в Скалистых горах (США), в палеозойское и мезозойское время представляла собой платформу, в пределах которой накапливались морские отложения. Палеозойские и мезозойские породы во всех бассейнах преимущественно нефтеносны [7]. В орогенный этап (поздний мезозой—кайнозой) формировались континентальные отложения, и, как следствие, этот комплекс пород в основном газоносен (см. рис. 1, и).

В эпиплатформенном орогене Тянь-Шаня (Ферганская, Афгано-Таджикская впадины) также из-за различий в осадконакоплении (морском, континентальном) наблюдается преимущественная нефтеносность или газоносность разных стратиграфических комплексов отложений (см. рис. 1, к).

Одной из важнейших проблем нефтяной геологии является выявление условий, от которых зависит величина запасов нефти и газа в бассейнах. Исследователи справедливо отмечают зависимость потенциала бассейна от богатства материнских отложений, от наличия крупных ловушек,

хороших коллекторов, герметичных покрышек и некоторых других условий. Однако указанные факторы, в свою очередь, определяются площадью бассейна и объемом осадочного чехла, различной интенсивностью тектонического развития и временем формирования бассейна.

Большая площадь бассейна способствует образованию регионально распространенных материнских толщ, коллекторов, покрышек, что обычно определяет формирование крупных месторождений нефти и газа. При большом объеме осадочного чехла чаще создается благоприятная обстановка для распространения нескольких материнских толщ в разрезе, увеличенного количества пластов-коллекторов, покрышек, ловушек, лучших условий сохранности и образования УВ всех генерационных зон.

Второй основной фактор — *интенсивность тектонического развития* бассейнов. Общеизвестно, что более спокойные платформенные условия развития бассейнов обычно благоприятнее для образования крупных скоплений нефти и газа, так как при подобной обстановке чаще формируются крупные ловушки, регионально распространенные коллекторы, покрышки. Последние способствуют латеральной миграции УВ на значительные расстояния с большой нефтегазосборной площади, меньшему рассеиванию УВ, большей их концентрации в отдельных ловушках и зонах.

Совсем иные, часто неблагоприятные для сохранности УВ, условия характерны для складчатых зон.

Большое значение имеет третий фактор — *время формирования бассейна* (и, как следствие, возраст пород осадочного чехла). Существует представление о наличии "старых", "зрелых" и "молодых" нефтегазосборных бассейнов. К первым относятся бассейны, формирование которых в основном завершилось в палеозойское время, вследствие чего они выполнены главным образом палеозойскими отложениями. В подобных бассейнах процессы генерации и аккумуляции УВ завершились полностью, причем давно, что обусловило значительное рассеивание УВ, особенно газообразных [7]. Ко вторым относятся бассейны, сформировавшиеся в мезозойское время и заполненные преимущественно мезозойскими породами. В их пределах также образовалось максимально возможное (при существовавших температурных условиях) количество УВ (ввиду длительности этого процесса), но в отличие от предыдущего типа бассейнов формирование залежей нефти и газа завершилось относительно недавно (чаще в неогене). Поэтому рассеивание УВ имело значительно меньшие масштабы, чем в первом типе бассейнов. Третий тип — молодые бассейны, сформировавшиеся в кайнозойское время. Процессы генерации и аккумуляции УВ в них начались сравнительно недавно, происходят в настоящее время и еще далеки от завершения.

Из изложенного следует, что потенциал бассейнов, выполненных палеозойскими и кайнозойскими отложениями, при прочих равных условиях должен быть меньше, чем бассейнов с мезозойским осадочным чехлом, вследствие либо значительного рассеивания УВ (первых), либо из-за рассеивания и еще далеко не завершившихся процессов генерации и аккумуляции УВ (вторых).

Необходимо подчеркнуть следующее: при оценке условий, определяющих величину запасов нефти и газа в бассейнах, необходимо рассматривать указанные факторы, совместно а не каждый в отдельности, так как потенциал бассейна определяет совокупное действие ряда факторов.

На примере уникального по запасам УВ бассейна Персидского залива рассмотрим влияние вышеупомянутых условий. По площади и объему осадочного чехла (соответственно 3,5 млн. км² и 18 млн. км³) он почти не имеет себе равных. В его пределах на огромной территории распространены очень богатые РОВ породы, пласты-коллекторы и покрышки (в том числе наиболее герметичные гидрохимические отложения). Рядом исследователей отмечается исключительное однообразие и приглушенность тектонических процессов, почти постоянное, без перерывов, погружение и осадконакопление. В платформенной части бассейна практически не сказывается влияние складчатого Загроса. Специфичен и Месопотамский краевой прогиб. По данным Колмана, основная причина образования огромных структур в пределах Месопотамского прогиба (включая и складчатый борт) та же, что и в платформенной части бассейна, т.е. эти поднятия по генезису и типу являются платформенными. Л. Дюберте (1967 г.) считает, что в целом Месопотамский прогиб — это платформенная структура, а Загрос представляет собой шовную зону.

Указанные условия развития бассейна Персидского залива определили небольшое количество региональных перерывов в осадконакоплении и размывов отложений, а также одноэтапное, раннее и геологически быстрое образование многих крупных структур-ловушек УВ. Значительное количество подобных ловушек способствовало концентрации в них большей части нефти и лучшей ее сохранности, так как сильное рассеивание нефти происходит при ее распределении по большому числу мелких поднятий. Наконец, основным продуктивным комплексом являются мезозойские отложения значительной мощности с ограниченным количеством продуктивных горизонтов, что благоприятнее для сохранности и концентрации УВ, чем при большом их количестве.

Уникальным по запасам свободного газа является Западно-Сибирский бассейн. Этот бассейн относится к синеклизному типу. В послепалеозойское время для него характерно очень спокойное развитие, отсутствие влияния геосинклинали или орогена, постоянное погружение, ограниченное число региональных перерывов и размывов отложений, наличие материнских толщ, обогащенных ОВ, распространение небольшого количества региональных продуктивных горизонтов, формирование многих крупных структур-ловушек. Огромны площадь и объем осадочного чехла (соответственно 3 млн. км², более 10 млн. км³). Нефтегазоносны в основном мезозойские отложения.

К другой группе — гигантских по величине запасов УВ нами отнесены бассейны Галф-Кост, Северо-Европейский, Сахаро-Ливийский. По сравнению с бассейнами предыдущей группы в этих бассейнах несколько ухудшаются факторы, влияющие на величину потенциала. Уменьшаются площади (1,5—2,0 млн. км²) и объемы осадочного чехла (4—9 млн. км³). Они характеризуются более сложным тектоническим

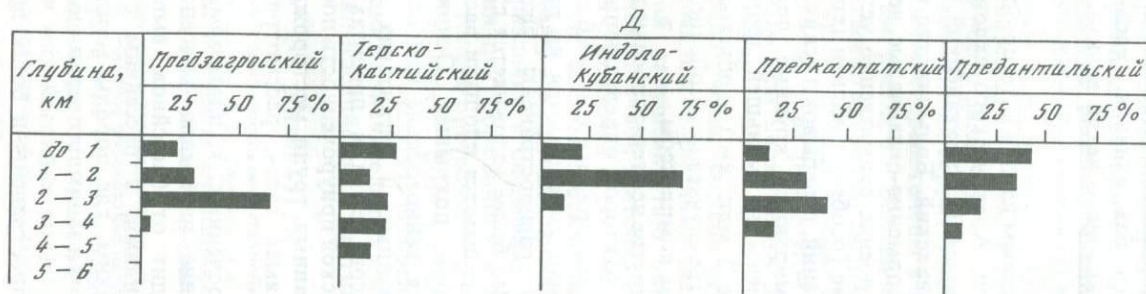
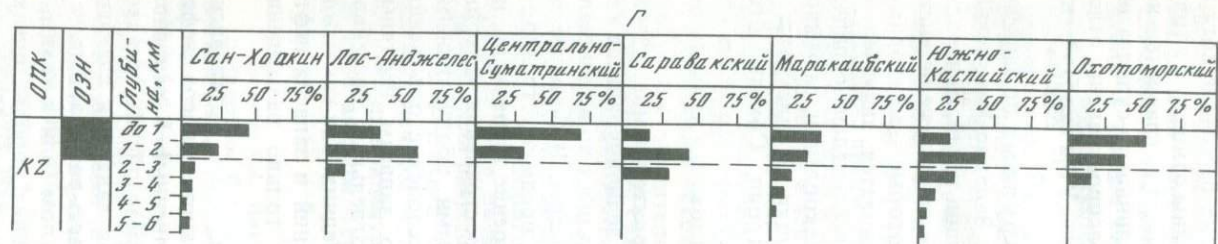


Рис. 2. Размещение запасов нефти по глубинам в бассейнах (суббассейнах), приуроченных к разным геоструктурным элементам

Бассейны: А, Б, В — платформенные, Г — межгорные, Д — краевых прогибов; ОПК — основной продуктивный комплекс; ОЗН — основная зона нефтенакопления

строением и историей геологического развития (сильнее тектоническая нарушенность, увеличивается количество перерывов в осадконакоплении, размывов пород, меньше ловушек больших размеров). Столь регионально не простираются ни материнские толщи, ни коллекторы, ни покрывки. Мезозойские породы не являются резко главенствующим по продуктивности комплексом.

Наряду с этим надо отметить, что размеры этих бассейнов хотя и уменьшаются, но сами по себе огромны. Все бассейны относятся к типу платформенных (синеклизных или перикратонных, т.е. сравнительно спокойно развивавшихся без влияния геосинклинально-складчатой области). Мощность осадочного чехла велика, распространены отложения палеозоя, мезозоя и кайнозоя, причем запасы УВ в мезозойских породах значительнее.

К бассейнам, выделяемым нами в категорию крупных по запасам УВ, относятся Свердруп, Арктического склона, Западно-Канадский, Гвинейский, Верхнеамазонский, Маракаибский, Оринокский, Центральнo-Суматринский, Саравакский. Большинство бассейнов уже не чисто платформенные, а платформенно-складчатые, некоторые — межгорные. Вследствие этого их строение существенно усложняется: значительно тектоническое дробление (особенно вблизи геосинклинально-складчатой зоны), много нарушений, перерывов в осадконакоплении, размывов отложений. Реже формируются крупные ловушки. Коллекторы и покрывки распространены на меньшей территории. Сокращаются площади (обычно менее 2 млн. км²) и объемы осадочного чехла (до 4 млн. км³). В большинстве случаев мезозойские отложения не являются основным продуктивным комплексом.

Если рассматривать другие нефтегазоносные территории мира сквозь призму указанных выше факторов, определяющих величину запасов УВ, то можно выделить группы средних и небольших по потенциалу бассейнов. Соответственно уменьшаются их размеры. Небольшие по запасам УВ бассейны распространены уже преимущественно в складчатых областях. Все более усложняется строение территорий, их дислоцированность, сокращаются площади распространения материнских пород, коллекторов, покрывок. Основными продуктивными комплексами становятся кайнозойские или палеозойские отложения.

Распространение крупных и гигантских по запасам нефтяных месторождений и запасов нефти в пределах отдельных бассейнов зависит от геотектонической приуроченности последних. Так как между распространением указанных групп месторождений и запасов нефти обычно существует прямая связь, рассмотрим только размещение запасов нефти.

В бассейнах, приуроченных к платформам, нами установлено закономерное погружение интервала концентрации запасов нефти (рис. 2). Оно происходит от бассейнов, выполненных в основном палеозойскими отложениями, к бассейнам с мезозойским осадконакоплением (или к таким, где породы мезозоя являются главным нефтеносным комплексом и занимают верхнюю часть разреза) и далее к бассейнам с преимущественно кайнозойским чехлом (или к таким, в пределах которых распространены и более древние породы, однако кайнозойские отложения имеют большую мощность). Интервалы

сосредоточения запасов нефти этих трех групп платформенных бассейнов соответственно до 2 км, 1—3 км, 1—4 км (часто 2—4 км), см. рис. 2, А, Б, В).

Подобное погружение основной зоны нефтенакпления, по нашему мнению, зависит главным образом от соответствующего погружения главной зоны нефтеобразования (ГЗН) в указанных группах бассейнов (последнее отмечалось в работах Тиссо [8] и наших [6, 7]). Связь между основными зонами генерации и аккумуляции нефти, очевидно, не случайна, а закономерна в платформенных бассейнах, характеризующихся в общем спокойным тектоническим развитием. Зависимость между нефтенакплением и распространением надежных для нефти покрышек и зон наиболее благоприятных коллекторов нами не установлена. По данным Н.А. Минского [5], наилучшие коллекторы обычно приурочены к интервалу 1—3 км, а, как указывалось выше, зоны концентрации запасов нефти различны.

В отличие от платформенных территорий в бассейнах межгорного типа запасы нефти обычно сосредоточены в основном на глубинах до 2 км (часто до 1 км, см. рис. 2, Г). Большинство подобных бассейнов выполнено преимущественно кайнозойскими отложениями, причем ГЗН в них находится в большой глубине — ниже 2,5—3 км. Концентрацию запасов нефти в верхней части разреза в этой группе бассейнов можно объяснить вертикальным притоком нефти вследствие сильной нарушенности осадочного чехла.

Подобное же сосредоточение запасов нефти по той же причине установлено в некоторых платформенных бассейнах, которые характеризуются значительной нарушенностью пород (рифты, бассейны с сильно развитой солянокупольной тектоникой).

В краевых прогибах, особенно в пределах их складчатых бортов, отмечается концентрация запасов нефти на разных глубинах: иногда в самом верхнем интервале, а в других случаях — ниже (см. рис. 2, Д). Причина подобного различия в специфике тектонического развития прогибов — в наличии платформенного и орогенного структурных этажей. Если разведан только орогенный этаж — запасы сосредоточены обычно в верхней части разреза. Если же залежи нефти выявлены и в платформенном этаже, то происходит рассредоточение запасов нефти и нередко их концентрация на значительных глубинах (что установлено в Месопотамском, Терско-Каспийском и других прогибах).

ЛИТЕРАТУРА

1. Ботнева Т.А. Цикличность процессов нефтегазообразования. М.: Недра, 1972. 254 с.
2. Казаринов В.В., Контарович А.Э., Трушков П.А. Метаморфизм и микрокомпонентный состав органического вещества верхнепермских и мезозойских отложений Вилуйской синеклизы (в связи с оценкой нефтегазоносности). — Геология и геофизика, 1973, № 6, с. 3—8.
3. Калмыков Г.С. Прогноз нефтегазоносности по стадиям преобразования угольного гумусового вещества. — В кн.: Научное обоснование направлений и методики поисковых и разведочных работ на нефть и газ в Пермском Прикамье. Пермь, 1972, с. 287—294.
4. Катагенез и нефтегазоносность / Г.М. Парпарова, С.Г. Неручев, А.В. Жукова и др. Л.: Недра, 1981. 240 с.
5. Минский Н.А. Закономерности формирования поясов оптимальных коллекторов. М.: Недра, 1979. 398 с.
6. Раабен В.Ф., Черников К.А. Условия проявления главной фазы нефтеобразования и

распределение углеводородов в разновозрастных породах. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1973, N 7, с. 57—66.

7. Раабен В. Ф. Размещение нефти и газа в регионах мира. М.: Наука, 1978. 142 с.

8. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 499 с.

9. Хэббард П. А. Корреляция между категориями углей, палеотемпературами и нефтепроявлениями в провинции Альберта, Канада. — В кн.: Тр. VIII Междунар. конгресса по стратиграфии и геологии карбона. Москва, 8—13 сент. 1975 г. Петрография и генезис угля. М.: Наука, 1979, т. 4, с. 31—39.

10. Четверякова О. П., Родионова К. Ф., Викторова Н. С. Рассеянное органическое вещество среднеюрских отложений Запада Средней Азии. — В кн.: Геолого-геохимическое изучение вопросов нефтегазоносности. М.: Недра, 1964, с. 156—168.

УДК 553.98.2.061.3 (4/6)

*Я. П. Маловицкий, М. Р. Пустильников, А. В. Семенов,
М. М. Зубков, Б. В. Сенин, М. М. Семендуев*

ПРОСТРАНСТВЕННАЯ ПЕРИОДИЧНОСТЬ РАЗМЕЩЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА В СЕВЕРНОМ СЕКТОРЕ ВОСТОЧНОГО ПОЛУШАРИЯ

Исследования пространственных связей между запасами нефти и газа и крупными тектоническими зонами в планетарном масштабе весьма актуальны, особенно в связи с выходом поисков нефти и газа в Мировой океан. Возможным путем решения этой проблемы является выделение глобальных поясов нефтегазонакопления — это начальный и обязательный этап нефтегеологического районирования, определяющий оптимальные стратегические направления поисков месторождения. В ряде работ, посвященных зональности размещения нефти и газа [1, 3, 17, 23—25], в качестве высшей категории нефтегеологического районирования принимаются пояса или зоны нефтегазонакопления, образованные относительно линейными цепями осадочных нефтегазоносных бассейнов, принадлежавших к какой-либо одной тектонической системе — складчатому или орогенному поясу, рифтовой зоне, окраине крупной глыбы, платформы, континента, литосферной плиты. На подавляющем большинстве схем нефтегеологического районирования выделяются пояса нетипичных осадочных бассейнов без учета специфики размещения собственно основных ресурсов нефти и газа, особенностей изменения геохимических свойств нефтей, фазового состава углеводородов. Предлагаемые в ряде работ пояса нефтегазонакопления охватывают далеко не все нефтегазоносные бассейны и провинции. Например, такая провинция, как Западная Сибирь, не вошла ни в один из планетарных поясов. С другой стороны, выделяемый В. А. Гориним Урало-Кавказско-Аравийский нефтегазоносный пояс разломов, объединяющий бассейны Западной Сибири, Урала, Кавказа и Ближнего Востока [7], по нашему мнению, не имеет достаточно обоснованного геодинамического, структурно-тектонического, геолого-исторического или геохимического единства.

Немаловажным условием решения проблемы пространственных

связей размещения углеводородов и крупнейших тектонических структур является, по-видимому, определение принадлежности последних к соответствующему уровню тектонического процесса. Это условие, как правило, не рассматривается в силу еще недостаточной разработанности представлений о многоуровненности тектонических взаимодействий и соответственно процессов минерации. Между тем в ряде методологических публикаций, на наш взгляд, справедливо утверждается, что для геологических систем типичны многоярусное управление, восприимчивость объектов к различным внешним воздействиям, проявление как прямых, так и обратных связей [2]. Это может означать, что каждому определенному уровню районирования соответствуют собственные отношения существенных и несущественных связей между размещением углеводородов и тектонической структурой. Таким образом, на одном уровне — внутри бассейна — в качестве существенной связи выступает приуроченность месторождений к определенной тектонической зоне, на другом — к определенному осадочному бассейну, на третьем и последующих — к их группе, объединяемой в зону или пояс нефтегазонакопления, привязанный к разнотипным окраинам глыб, платформ, континентов, литосферных плит, орогенным областям, наконец, к планетарным волнообразным структурам, их пограничным и осевым "критическим зонам" и узлам их пересечения.

Последняя группа структурных форм объединена нами в планетарный "геодинамический фон", на рассмотрении которого необходимо остановиться подробнее. Элементы этого "фона", образующие сравнительно регулярную полимасштабную регматическую сеть, имеют, как правило, линейно-дугообразную форму и глобальное непрерывно-прерывистое распространение (У. Хоббс, Г.Н. Каттерфельд, Е.В. Чарушин, В.Е. Хаин, В.А. Долицкий, Г.Н. Доленко, И.И. Чебаненко, С.С. Шульц мл., П.П. Воронов, В.И. Макаров, В.Г. Трифионов, Л.М. Расцветаев и др.). Судя по данным опубликованных в настоящее время результатов анализа материалов космических съемок, теперь можно с уверенностью говорить о наличии в структуре твердой Земли определенных систем линейных объектов. Эти объекты имеют всеобщее распространение, с одной стороны, в целом независимое от геолого-геоморфологической структуры ("трансформное"), а с другой — согласующееся с ней на разных уровнях ее упорядоченности. Однако их география, геометрия, место в современной глобальной структуре и роль в размещении минеральных ресурсов, в первую очередь нефти и газа, пока остаются предметом споров и гипотез или вовсе игнорируются.

Это побудило нас к попытке систематического изучения планетарных линейных форм, в связи с чем мы вновь обратились к анализу топографических и геологических материалов глобальных уровней генерализации (с последующим их понижением до обзорных и региональных), наиболее полно и непрерывно отражающих свойства земной поверхности. Эти данные дополнялись результатами параллельного анализа, размещения и морфологии крупнейших гравитационных аномалий Земли и схем теплового потока. В процессе работ нами построена серия карт [9, 16, 21], обобщенное и схематизированное содержание которых приведено на рисунке.

В рельефе твердой Земли планетарные линейные объекты представле-

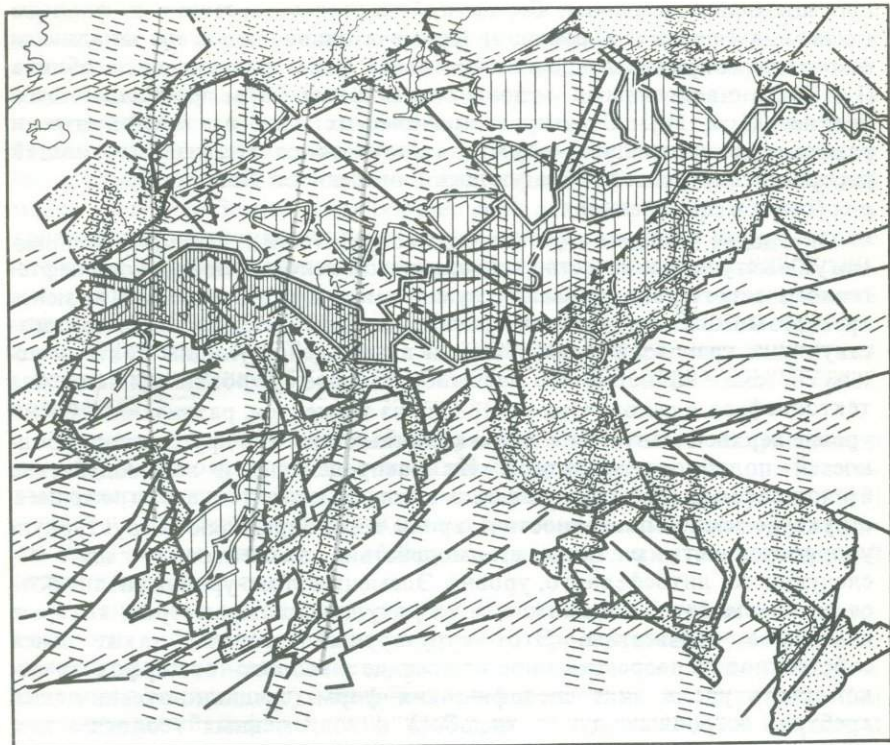
ны совокупностью протяженно-прерывистых ортогональных и диагональных волн поднятий и прогибаний, часто кулисообразных, образующих пояса шириной 3000—6000 км (I ранг) и 200—600 км (II—III ранг) и наиболее отчетливо наблюдаемые между зонами шестидесяти широт. Наличие отдельных линейно-волнообразных элементов этой совокупности форм в разное время отмечено в геолого-геоморфологической литературе [8, 11, 13—15, 19, 25].

В границах ортогональных волн в новейшей и современной структуре заметно преобладание форм, связанных с воздействием нормальных напряжений — сбросов, грабенов, рифтов, складчатых и орогенных систем, что можно наблюдать на обзорных геологических и неотектонических картах. В границах диагональных волн намечается преимущественное развитие структурных форм, связанных с воздействием касательных напряжений — сдвигов и связанных с ними деформаций. Последнее подтверждается, например, результатами дешифрирования глобальных снимков Земли [26] и структурно-геологическими исследованиями Л.М. Расцветаева [18].

К числу основных объектов I ранга нами отнесены субмеридиональные "мегавалы" — Афро-Европейский и Австрало-Восточно-Сибирский — и разделяющая их Индоокеанско-Западно-Сибирская "мегадепрессия", которая имеет положительную ундуляцию в зоне поперечной к ней Центрально-Азиатской орогенной области. Эти три элемента примерно соответствуют выделяемым В.Е. Хайным материковым и океаническим поясам [25]. Они гаснут в северном полярном секторе и осложнены двумя диагональными "волнами" — Афро-Азиатским дугообразным поясом орогенов и Исландско-Австралийским поясом депрессий.

В современной геологической структуре материков положительным "волнам" соответствуют пары докембрийских платформ, точнее, — их относительно стабильных внутренних частей ("ядер") и группировки расположенных между ними срединных массивов и субплатформ с докембрийским фундаментом. В поле аномалий геопотенциала (ундуляций геоида) субмеридиональным "волнам" коррелятны две крупнейшие положительные и одна отрицательная аномалия. Имеющиеся в литературе оценки глубин источников таких аномалий [22] указывают на глубины 900—1300 км, которые примерно соответствуют пограничной зоне между верхней и нижней мантией. Имеется ряд косвенных свидетельств о различиях в интервалах значений теплового потока [12], составляющих 30—70 ($+10^{-6}$ МВт/м²) для положительных "волн" и 60—120 ($+10^{-6}$ МВт/м²) для отрицательной "волны". Исходя из сказанного мы допускаем наличие шести глобальных конвекционных токов — трех нисходящих и трех восходящих, коррелятных трем парам "мегаволн", и соответственно — материковым и океаническим поясам, а также трем парам сопряженных аномалий геопотенциала.

Аналогичные, но более сложные системы волн II и III ранга находят отражение в более детальных геолого-геоморфологических данных и коррелируются с элементами спутниковых аномалий в разложениях высоких порядков. Характерным свойством входящих в их состав меридиональных зон является относительная регулярность их элементов, составляющая основной интервал 14—16° по широте.



Соотношение современных континентальных окраин, внутриконтинентальных орогенных поясов и элементов планетарного геодинамического фона (по результатам совместной интерпретации рельефообразующих линейментов, топографии Восточного полушария и геологического строения материков. Составил Б.В. Сенин)

1 — внутриконтинентальные орогенные пояса: а — эпигеосинклинальные, б — эпиплатформенные; 2 — области кайнозойского сводообразования; 3 — пояса современных континентальных окраин; 4 — некоторые зоны планетарных глубинных разломов; 5 — ортогональная система критических зон планетарного геодинамического фона

С осевыми и краевыми частями волн I и II ранга связаны "критические зоны" [9, 16], обязанные своим названием приуроченности к полосам наибольших предполагаемых положительных и отрицательных амплитуд и смены знака волн. В последних отмечается повышение концентрации крупнейших линейментов, разломов, складчатости, наибольшие (по данным обзорных карт) градиенты неотектонических движений, процессы новейшего рифтогенеза. Примерами таких зон являются Североморско-Гвинейская (I), которая маркируется подновленными рифтовыми системами; Урало-Омано-Мадагаскарская (II), которой соответствуют системы сводово-глыбовых поднятий и глубинных разломов; Енисейско-Индоканская, или 90—105-го меридиана (III), с которой связана система линейных грабенов и горстов, и, наконец, 140-го меридиана (IV), которой соответствуют системы орогенов и островных

дуг восточной окраины Евразии. Эти зоны тяготеют к флангам мегавалов I ранга (см. рисунок). Примечательно, что с их западными флангами сопряжены в основном зоны форм раздвигового облика (I и III), а с восточными — зоны структурных форм преобладающего сжатия (II и IV). Структура критических зон, их морфология и размещение уточнялись путем статистического анализа плотностей распределения рельефообразующих линеаментов Восточного полушария (суши и дна океанов).

Определяя в общем виде объекты современной структуры, которые могут выступать в качестве тектонической основы глобального нефтегеологического районирования, нужно иметь в виду, вероятно, не менее трех возможных уровней их проявления (или "управления"), соответствующих трем взаимосвязанным и взаимодействующим тектоническим системам планетарного масштаба. К первому уровню принадлежит тектоносфера в целом. Она построена из элементов, различающихся на уровне верхней мантии, т.е. конвекционных ячеек или других неоднородностей подобного масштаба. Их распределение и взаимодействие имеют, как мы попытались показать выше, самостоятельное отражение в структуре земной поверхности и, кроме того, определяют структурную упорядоченность и типы взаимодействия элементов — плит — следующего, литосферного, уровня. Элементы этого уровня различаются по кинематике, а возможно, и по ряду других параметров, которые нам пока неизвестны. Этот структурный уровень, также имея собственное, непосредственное отражение в геолого-геоморфологической структуре в виде специфических форм (срединно-океанических хребтов, островных дуг и желобов) и современных геологических процессов (сейсмофокальные зоны — субдукция), в свою очередь определяет структуру и типы взаимодействия элементов следующего уровня — земной коры, не исключая при этом влияния и "первого", мантийного, уровня. Элементы этого структурного уровня различаются типами коры (материки и океаны) и специфическими формами движения. Таким образом, в современной структуре верхней части тектоносферы, запечатленной в ее топографии, геологическом строении, физических полях, отражается как собственная структура этих уровней, так и результаты их взаимодействия, образуя интерференционную картину, которая на первый взгляд трудно поддается расчленению. В отношении волнообразных форм и критических зон это означает, что они строятся из тех же геолого-геоморфологических элементов, что и наблюдаемые непосредственно объекты земной коры и литосферы в целом — платформы и складчатые пояса, континенты и океаны, плиты и зоны их взаимодействия. Однако при высокой генерализации эти элементы группируются, упорядочиваются и связываются между собой иначе, чем мы привыкли видеть на региональном уровне. В этих новых комбинациях и связях они отражают, вероятно, события, происходящие в глубокой мантии, и опосредованно через перераспределение мантийного вещества и изменение конвективной структуры мантии в какой-то мере связаны с ротационно-орбитальным режимом планеты.

В качестве примера, иллюстрирующего последние положения, можно привести соотношение критических зон и континентальных окраин Восточного полушария (см. рисунок). При видимой независимости друг

от друга этих систем все же нужно отметить тяготение критических зон к осевым и краевым частям субмеридиональных континентальных и океанических поясов. Это позволяет предположить определенное генетическое единство тех и других систем, но "разорванность" их в пространственно-временном отношении: относительно прямолинейные и регулярные критические зоны, по-видимому, непосредственно и "мгновенно" отражают сегодняшние события в мантии, в каждый момент истории Земли оставляющие свой след в ее поверхности; пояса континентов и океанов, их переходные зоны и орогенные пояса — те же процессы, но опосредованно, через распределение элементов собственной специфической структуры за определенный, достаточно длинный отрезок времени (например, олигоцен—плейстоцен). Таким образом, зоны перехода от континента к океану можно рассматривать как аналоги критических зон, проявленные в более высоких этажах структуры.

Система зонально-ячеистой структуры восточного полушария, в частности, совокупность ортогональных критических зон, диагональных поясов концентрации предположительно сколовых деформаций [19] и узлов их пересечения, принята нами в качестве системы наблюдения при статистическом анализе глобального распределения месторождений нефти и газа и их свойств.

Установлена некоторая упорядоченность в размещении нефтегазоносности, обнаруживающая видимую пространственную связь с критическими зонами планетарного геодинамического фона. Эта связь позволяет предположить наличие поясной зональности в размещении месторождений нефти и газа, примерно соответствующей ширине и периодичности планетарных критических зон. Следует отметить, что с этими зонами связана продольная минерагеническая специализация эндогенных рудных месторождений. Осевые зоны Афро-Европейского и Австрало-Восточно-Сибирского мегавалов контролируют эндогенную рудную минерализацию, осевая зона Индоокеанско-Западно-Сибирской мегадепрессии — нефть и газ Западной Сибири, Пакистана и Западной Индии, разделенные рудными месторождениями Северного Казахстана, Тянь-Шаня и Памира. Краевые критические зоны контролируют рудную минерализацию (внешняя, к континенту, часть зоны) и нефтегазоносность (внутренняя часть зоны).

Такая пространственная разобщенность углеводородов и эндогенных рудных месторождений в какой-то степени может быть обусловлена различными термодинамическими условиями рудообразования и нефтегазоносности и предполагаемым фоновым геодинамическим режимом общего сжатия в пределах мегавалов и растяжения в пределах мегадепрессии. Можно предположить, что нефтегазоносность в целом более характерна для областей относительного растяжения [5, 10], а оруденение для областей сжатия. Тесная связь геохимических особенностей нефти с геодинамикой нефтегазоносного района видна из приводимой таблицы.

Такое разделение нефтей предполагает, что с областями рудной минерализации будут находиться в парагенезе нефти с высоким содержанием циклических соединений и газообразные углеводороды. Например, в нефтях осевой зоны Индоокеанско-Западно-Сибирской

**Характеристика основных показателей состояния углеводородов
в различных районах СССР**

Геодинамические условия	Na ¹ Ag ¹ /Me ^{12*}	Соотношение нефти и газа, усл. ед.	Характерные районы
Активная окраина, зона общего интенсивного сжатия	48,1	10 ⁻¹	Камчатка
Активный внутриконтинентальный орогенез, частное растяжение в зоне интенсивного сжатия	9,27—14,49	10 ⁻¹	Межгорные впадины Ферганы, Передовые прогибы Кавказа (Кубань)
Молодая платформа, чередование умеренного сжатия и растяжения	3,55—6,41	11,5 · 10 ⁻¹	Скифская и Туранская плиты
Древняя платформа, условия общего сжатия относительно малой интенсивности	0,63—1,88	1,5 · 10 ⁻¹	Волго-Уральская область

*Na¹, Ag¹, Me¹ — содержание нормированной по моде генеральной совокупности (около 500 нефтей) нафтеновых, ароматических, метановых УВ для нефтей фракций Н.К. (200°С).

мегадепрессии содержание циклических УВ возрастает по мере приближения к рудным районам Казахстана (широкое Приобье) до 11,05 (юг Западной Сибири) и 11,8 (Фергана).

Группировки полезных ископаемых в пределах критических зон геодинамического фона можно объединить в структурно-минерагенетические пояса — СМП (в которых углеводороды рассматриваются как минеральные ассоциации) как отвечающие следующим условиям:

— они имеют структурное единство, т.е. принадлежат к одной геодинамической зоне или их сочетанию;

— полезные ископаемые в их пределах образуют парагенетическую цепь — закономерное изменение типа полезного ископаемого в соответствии с изменением режима в границах пояса.

Размещение начальных доказанных запасов углеводородов восточного полушария [5, 10, 27—31] относительно СМП показано ниже.

	Афро-Европейский мегавал			Ямало-Индоканский	Австрало-Восточно-Сибирский мегавал		
	Западный СМП	Осевой СМП	Восточный СМП	СМП	Западный СМП	Осевой СМП	Восточный СМП
Запасы УВ, %	13	2	53	13	3	2	3
Соотношение нефти и газа	1,04	0,97	2,77	0,69	2,57	0,98	0,41(?)

Показанное здесь размещение запасов и фазового состава УВ относительно СМП определяет широтную периодичность распределения нефти и газа. Кроме того, по-видимому, нельзя считать реализованным на сегодняшний день углеводородный потенциал краевых СМП Австрало-Восточно-Сибирского мегавала. Этим же, вероятно, объясняется и резкое преобладание газовых УВ над нефтяными в границах восточного краевого СМП Австрало-Сибирского мегавала.

Как уже упоминалось выше, осевые СМП Афро-Европейского и

Австрало-Восточно-Сибирского мегавалов контролируют в основном размещение эндогенных месторождений. Однако при пересечении их косо и вкрест простирающихся долгоживущими и активными до настоящего времени глубинными расколами рифтогенного типа возможно, по-видимому, создание в них благоприятных геодинамических и термодинамических условий для скопления нефти и газа (Днепровско-Донецкий авлакоген, нефтегазовые проявления авлакогенов Восточной Сибири).

Фоновый геодинамический и термодинамический режим вдоль СМП, по-видимому, меняется при их пересечении с широтными и диагональными планетарными поясами концентрации разновозрастных складчато-разрывных деформаций и рельефообразующих линейментов (см. рисунок). С узлами их пересечения связаны "узлы" с уникальными запасами как нефти и газа, так и других полезных ископаемых. С изменением термодинамических условий и геодинамики (показателем которой служит степень сжатости структур, их количество на единицу площади, вертикальные амплитуды, насыщенность магматическими породами, количество перестроек структуры и их направленность и т.д.) связаны не только типы минерогенических формаций (рудная или углеводородная), но и их зональность. Парагенетический ряд, связанный с этими их изменениями, представляется следующим [9]: метановые, сернистые "низкокачественные" нефти ($K_{нф}^1 < 1,5$) — нафтеновые бессернистые "высококачественные" нефти ($K_{нф} = 1,5$) и газы — телетермальное и низкотемпературное, гидротермальное оруденение (оптимальная температура минералообразования $t_{обр}$ до 200°) — среднетемпературное оруденение ($t_{обр} = 200 \div 350$) — пегматиты, магматические руды и т.д. Из этого ряда следует, что с низкотемпературным оруденением будут ассоциировать только нафтеновые нефти, характерные для тектонически активных областей. Иллюстрацией такого положения служит повышение $K_{нф}$ нефтей юга Западной Сибири, Ферганы, Калифорнии, Камчатки, Кавказа. И даже в пределах одной нефтегазоносной области повышение значения $K_{нф}$ отвечает более активным участкам и зонам: нефти Западной Сибири, приуроченные к грабен-рифтам (Варьеганская, Самотлорская), отличаются более высоким качеством, чем нефти, удаленные от этих зон (Сургутская, Усть-Балыкская).

Повышение содержания серы в нафтеновых нефтях Ферганы, Пенджаба, Джунгарии, принадлежащих к одному СМП, связаны, вероятно, с дополнительным привнесом серы гидротермами из вмещающих пород в районах, богатых сульфидными рудами, аналогично обогащению ювенильной серой нефтей трубки "Удачная" в Якутии, кратера Узон на Камчатке, месторождений Сицилии.

Таким образом, в глобальном размещении нефтегазоносности, помимо зональности, связанной с элементами тектонической структуры литосферы и земной коры, наблюдается зональность, связанная с особенностями планетарного геодинамического фона, в частности с его периодичностью. Особенности геодинамики и термодинамики вдоль "критических зон" и связанных с ними СМП контролируют размещение типов минерогенических формаций нефти и газа.

¹ $K_{нф}$ — коэффициент нафтенизации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бакиров А.А. О классификации и геотектонических закономерностях размещения крупных территорий (региональных зон) нефтегазоаккумуляции в земной коре. — В кн.: Проблемы нефти и газа. М.: Гостоптехиздат, 1959. 363 с.
2. Богацкий В.В. Методологические основы геологических морей (моделей). — В кн.: Принципы тектонического анализа. Владивосток: ДВНЦ, 1977, с. 5—11.
3. Брод И.О. Основы учения о нефтегазоносных бассейнах. М.: Недра, 1964. 54 с.
4. Газовые и газоконденсатные месторождения: Справочник/ Под ред. В.Г. Васильева. М.: Недра, 1975. 527 с.
5. Витязь В.И. О симметрии плотности распределения нефтяных и газовых залежей по вертикали. — В кн.: Симметрия структур геологических тел. М., 1979, с. 43—52.
6. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран/ Под ред. И.В. Высоцкого. М.: Недра, т. 1, 2. 600 с., 584 с.
7. Горин В.А. Евразийский (Урало-Кавказско-Аравийский) нефтегазоносный пояс разломов земной коры и происхождение нефти и газа. — Докл. АН СССР. Сер. геол., 1967, т. 172, N 4/6, с. 909—913.
8. Долицкий В.А. Реконструкции тектонических структур. М.: Недра, 1978. 150 с.
9. Зубков М.М., Сенин Б.В., Семендуев М.М. Геодинамический фон и нефтегазоносность северного сектора Восточного полушария. — В кн.: Осадочные бассейны и их нефтегазоносность: IV Всесоюз. семинар. М.: Изд-во МГУ, 1981, с. 39—40.
10. Левченко В.А. Рифтовые системы Северного моря и их углеводородный потенциал. — В кн.: Современные проблемы морской геологии: Тез. докл. IV Всесоюз. конф. по морской геологии. М.: Наука, 1980, т. 2, с. 168—169.
11. Личков Б.Л. Основная закономерность вековых поднятий и опусканий земной коры. — Природа, 1927, N 11, с. 839—862.
12. Любимова Е.А. Тепловые потоки из коры и мантии континентов. — В кн.: Тектоносфера Земли. М.: Наука, 1978, с. 327—368.
13. Мецержков Ю.А. Избранные труды. Рельеф и современная геодинамика. М.: Наука, 1981. 277 с.
14. Одесский И.А. Волновые движения земной коры. Л.: Недра, 1972. 208 с.
15. Панов Д.Г. Общая геоморфология. М.: Высш. шк., 1966. 425 с.
16. Пустильников М.Р., Сенин Б.В., Семендуев М.М., Зубков М.М. О геодинамических предпосылках формирования осадочных бассейнов Альпийско-Гималайского пояса и их нефтегазоносности. — В кн.: Осадочные бассейны и их нефтегазоносность: IV Всесоюз. семинар. М.: Изд-во МГУ, 1981, с. 57—58.
17. Радченко О.А. Геохимическая закономерность размещения нефтегазовых областей мира. М.: Недра, 1965. 314 с.
18. Расцветаев Л.М. Горный Крым и Северное Причерноморье. — В кн.: Разломы и горизонтальные движения горных сооружений СССР. М.: Наука, 1977, с. 95—113.
19. Расцветаев Л.М. Закономерный структурный рисунок земной поверхности и его динамическая интерпретация. — В кн.: Проблемы глобальной корреляции геологических явлений. М.: Наука, 1980, с. 145—200.
20. Сенин Б.В., Гридасова И.Ю., Семендуев М.М., Зубков М.М. Пояса и узлы нефтегазоаккумуляции и планетарный геодинамический фон. Тез. II науч.-техн. конф. Баку, 1980. 8 с.
21. Сенин Б.В., Семендуев М.М. О планетарных поясах деформаций Восточного полушария класса океан—континент—океан. — В кн.: Современные проблемы морской геологии: Тез. докл. IV Всесоюз. шк. морской геологии. Т. 3. М.: ИОАН СССР, 1980, с. 163—164.
22. Тараканов Ю.А. Источники гравитационных аномалий. — В кн.: Глубинное строение и геофизические особенности структур земной коры и верхней мантии. М.: Наука, 1977, с. 94—99.
23. Хаин В.Е. Главные пояса нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции. — Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1970, N 1, с. 66—71.
24. Хаин В.Е. Геотектонические основы поисков нефти. Баку: Азнефтеиздат, 1954. 664 с.
25. Хаин В.Е. Общая геотектоника. М.: Недра, 1973. 512 с.
26. Шульц С.С. м.л. Системы левых и правых сдвигов Евразии на космических снимках. — В кн.: Исследования природной среды космическими средствами: Геология и геоморфология. М.: ВИНТИ, 1976, т. 5, с. 95—102.

27. International petroleum encyclopedia/ Ed. I.C. McCaslin. Tulsa (Okla): Petrol. Publ. Co, 1977. 478 p.

28. International petroleum encyclopedia/ Ed. J.C. McCaslin. Tulsa (Okla): Petrol. Publ. Co, 1978. 514 p.

29. Grenon M. Gisements geants et ressources petrolieres. — Rev. energ., 1978, vol. 29, N 310, p. 652—658.

30. Jucque M. Reserves mondiales du petrole et le future de l'exploration. — Ann. géogr., 1978, t. 88, N 486, p. 143—156.

31. Guy J. Remperation assistee, huile laurdes et schistes bitumineaux. — Ann. mines, 1980, vol. 186, N 7/8, p. 95—104.

УДК 553.98.2.061.3:551.242.51

С.П. Максимов, А.Н. Золотов, М.И. Лоджевская
**ТЕКТОНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ
И ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ
И ГАЗА НА ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМАХ**

Разведанные ресурсы древних платформ составляют: для УВ — до 20, для нефти — 17, для газа — 20,9% от мировых. Из общих разведанных запасов нефти древних платформ около 16% относится к отложениям раннего, 61% — среднего—позднего палеозоя и 23% — мезозоя—кайнозоя. Разведанные запасы газа составляют около 2,5% в рифейско-вендских образованиях, 9,8% — в породах раннего, 58% — среднего—позднего палеозоя и 29,7% — в мезозойско-кайнозойских. При этом ресурсы нефти и газа в отложениях мезозоя—кайнозоя в основном разведаны на древних платформах южного полушария. Анализ нефтегазоносности древних платформ дает основание утверждать, что плотность запасов нефти и газа в продуктивных комплексах определяется современным геотектоническим строением и историко-геологическими условиями развития платформ.

В осадочном чехле нефтегазоносных бассейнов древних платформ выделяются три структурно-формационных мегакомплекса, сформированных на различных стадиях платформенного тектонического режима; перспективы нефтегазоносности их различны.

Авлакогенный структурно-формационный мегакомплекс развит не более чем на 10% территории платформ, образуя краевые и внутренние авлакогены, объединенные в протяженные системы. Слагающие его рифейские отложения в основном представлены грубообломочными красноцветными толщами континентального генезиса и на большей части территории платформ бесперспективны в отношении нефтегазоносности. Морские глинистые и глинисто-карбонатные формации развиты только в краевых авлакогенах, тесно связанных с прилегающими геосинклиналями. Эти структурные зоны платформ в случае активного погружения на последующих стадиях, и особенно в раннем палеозое, представляют определенный интерес, хотя их генерационный потенциал был ограничен в связи с локальным развитием продуцирующих

отложений. Именно с этими зонами связаны все известные нефтегазопроявления и битумопроявления в верхнепротерозойских формациях Сибирской, Восточно-Европейской и Австралийской платформ (Суханский, Колтасинский, Средне-Русский, Амадиес и другие авлакогены). Установление нефтегазопроявлений в верхнепротерозойских отложениях древних платформ подтверждает выводы В.И. Вернадского (1954 г.), А.П. Виноградова (1964 г.), А.В. Сидоренко и С.А. Сидоренко (1975 г.) о достаточно высокой концентрации биогенного углерода в докембрийских отложениях.

Следует, однако, отметить, что эти отложения, слагающие нижний структурно-формационный этаж, во многих нефтегазоносных бассейнах залегают на глубинах, превышающих 5—9 км (Печоро-Колвинский авлакоген, Анадарко, Ардмор, Делавэр и Вал-Верде), вскрыты единичными скважинами и, следовательно, отличаются крайне слабой изученностью. Поэтому наметить основные закономерности в изменении фациального состава верхнепротерозойских пород от периферийных областей к центральному, наиболее погруженному участку и определить перспективы их нефтегазоносности во многих бассейнах пока представляет значительные трудности. Тем не менее можно предположить, что в областях с устойчивым прогибанием в позднепротерозойское и раннепалеозойское время продуктивными на нефть и газ могут оказаться не только низы палеозойского разреза, но и верхнепротерозойские отложения.

Переходный структурно-формационный мегакомплекс развит значительно шире на платформах. В периферических районах выделяются системы перикратонных опусканий, а во внутренних участках — надавлакогенные прогибы. Перспективы нефтегазоносности отложений мегакомплекса определяются активностью тектонических движений этих и ранних этапов плитной стадии.

На платформах последовательного устойчивого погружения, прерываемого кратковременными поднятиями, отмечается быстрое перерастание краевых авлакогенов в обширные системы перикратонных опусканий и в надавлакогенные прогибы, а затем в синеклизы плитного мегакомплекса. Основную часть разреза мегакомплекса слагают морские глинистые и карбонатные формации, в отдельных интервалах аномально обогащенные органическим веществом (ОВ до 10%). Значительный генерационный потенциал этих отложений был максимально реализован в благоприятных термобарических условиях (Сибирская платформа, очевидно, Китайская платформа, северные районы Северо-Американской платформы). На Сибирской платформе ресурсы углеводородов (УВ), генерированные и эмигрировавшие из отложений переходного мегакомплекса, по нашим подсчетам, превышают 40% от общих ресурсов ее чехла, и они в значительной степени обогатили нефтегазоносный потенциал базальных горизонтов плитного мегакомплекса.

На платформах прерывистого погружения при наличии длительных перерывов осадконакопления (100—300 млн. лет) наблюдается чередование формаций морского и континентального генезиса. При частом чередовании растяжения и сжатия земной коры распространение

отложений переходного мегакомплекса было ограничено узкими прогибами на периферии платформ и над авлакогенами ее внутренних районов. И без того невысокий генерационный потенциал этих отложений был существенно снижен за счет окисления исходного ОВ и рассеивания УВ в эпохи длительных континентальных перерывов. Типичными представителями таких платформ являются Восточно-Европейская, Австралийская и Африкано-Аравийская.

С отложениями *плитного структурно-формационного мегакомплекса* связаны основные ресурсы нефти и газа на платформах, причем наблюдается их четкая приуроченность к комплексам, сформированным на этапах наиболее длительного погружения и широкого площадного распространения (рисунок, см. вкл.). На хорошо изученных платформах северного полушария (Восточно-Европейская, Северо-Американская) к отложениям, накопившимся на этих этапах, приурочено 88—95% всех разведанных ресурсов нефти и газа древних платформ. На Сибирской платформе это отложения ордовикские, кембрийские и вендские, на Восточно-Европейской — пермские, карбоновые, верхнего—среднего девона, на Северо-Американской — пермские, верхнего—нижнего карбона, ордовика—кембрия. В отложениях, приуроченных к локальным участкам платформ с низкими скоростями прогибания, запасы нефти и газа не превышают 12—20% от общих.

На платформах южного полушария (Австралийская, центральные и южные районы Африкано-Аравийской и др.) двух-трехэтапное равномасштабное по площади погружение с охватом до 30—40% их территории (см. рисунок), смещение областей погружения в пространстве и времени привели к формированию наложенных синеклиз и впадин с различной полнотой стратиграфического разреза, что обусловило значительно меньший нефтегазоносный потенциал бассейнов этой группы платформ.

Максимальная концентрация УВ в отдельных литолого-стратиграфических комплексах, помимо повышенной скорости осадконакопления (40—130 м/млн. лет) и широкого площадного распространения (80—100%), связана, по всей вероятности, со спецификой фациального состава отложений, выраженной в последовательной смене терригенных (алевролит-песчаных) отложений карбонатными, галогенно-карбонатными и субконтинентальными формациями.

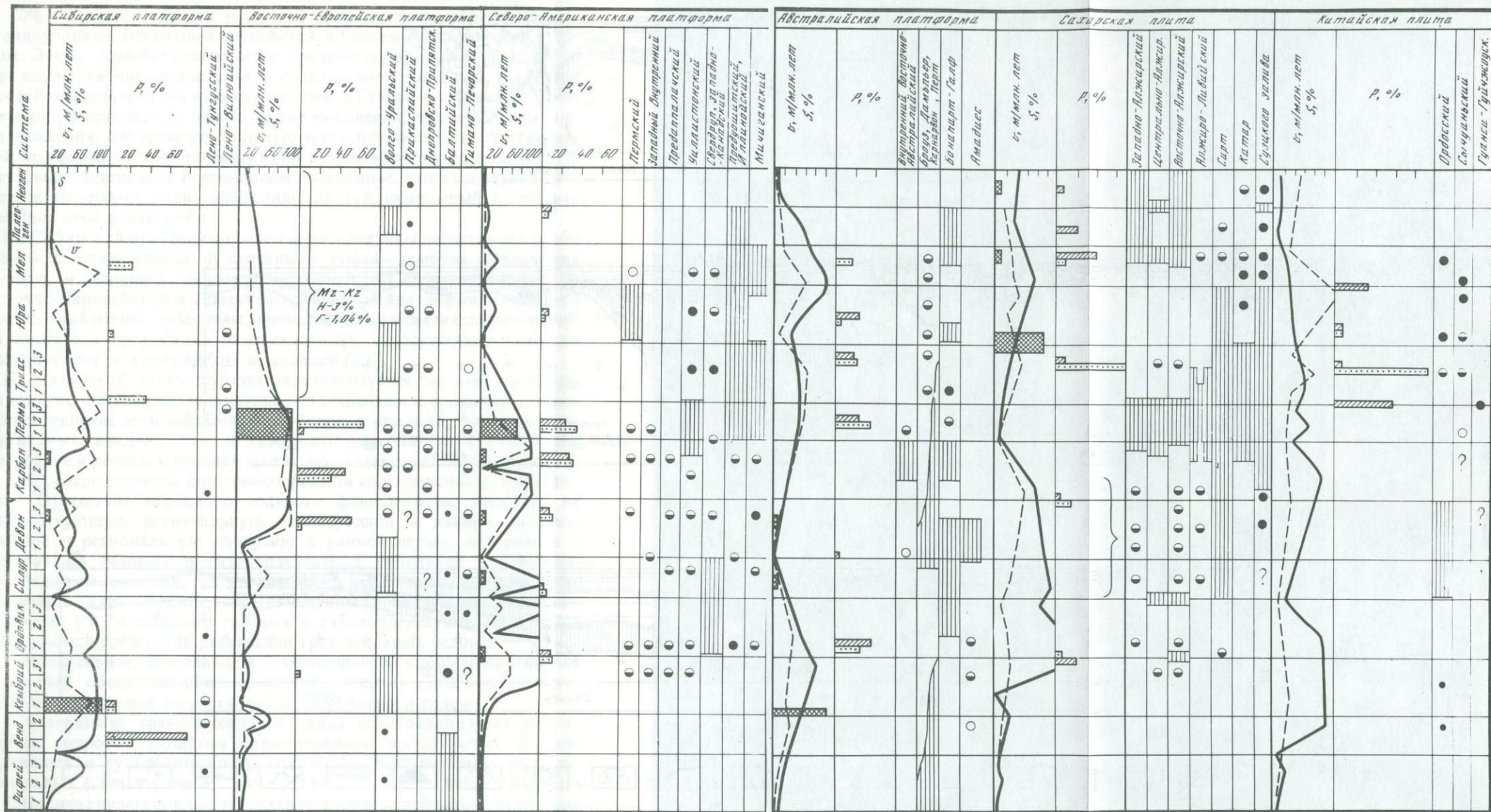
Карбонатные разности получили широкое распространение в палеозойском разрезе нефтегазоносных бассейнов древних платформ. В Волго-Уральском и Тимано-Печорском бассейнах Восточно-Европейской платформы они составляют до 60% палеозойского разреза, в Мичиганском, Иллинойском, Пермском Северо-Американской платформы — свыше 70%, в Лено-Тунгусском бассейне Сибирской платформы — свыше 80%, включая сульфатно-галогенный комплекс. Высокая карбонатность разреза обусловлена, по всей вероятности, широкомасштабными длительными (175—300 млн. лет) прогибаниями территорий, прерываемыми редкими кратковременными поднятиями. Проведенный нами анализ имеющегося фактического материала по распределению нефтегазоносности в терригенных и карбонатных отложениях палеозоя древних платформ показал, что частота встречаемости залежей в карбонатных продуктивных горизонтах в кембрийских

отложениях составляет 36, ордовикско-силурско-девонских — до 68, карбоновых — 50 и пермских — 55%. В некоторых нефтегазоносных бассейнах древних платформ северного полушария запасы УВ, связанные с карбонатными породами, составляют 70—100% (Ленотунгусский, Пермский, Мичиганский и др.). При этом с карбонатными разностями ассоциируют преимущественно нефтяные УВ. Однако для Северо-Американской платформы эта закономерность не выдерживается. Величины запасов как нефти, так и газа для карбонатных пород палеозоя распределены примерно одинаково. Учитывая высокую карбонатность нижнепалеозойского разреза и низкую степень его изученности, можно предположить возможность открытия дополнительных ресурсов не только нефти, но и газа в этой части плитного структурно-формационного мегакомплекса древних платформ.

Интенсивное прогибание и широкомасштабное распространение комплексов, обогащенных ОВ, способствовали созданию благоприятных термобарических условий для преобразования рассеянного органического вещества (РОВ) в углеводороды, а наличие кратковременных перерывов обусловило ритмичность осадконакопления, выраженную в обособлении подкомплексов с близким набором формаций. При этом к эпохам перерывов приурочена наиболее резкая дифференциация погружения отдельных участков платформ, фациальная изменчивость отложений от песчаных морских и русловых образований до черносланцевых и сопряженных с ними рифовых фаций, являющихся основными местами скопления УВ. В некоторых нефтегазоносных бассейнах древних платформ, например в Западно-Канадском, разведанные запасы УВ, связанные с рифогенными массивами или комбинированными ловушками, осложненными рифами, составляют свыше 60%. Крупные месторождения УВ, приуроченные к рифовым постройкам, известны также в Пермском бассейне США. Доля их запасов составляет 30% от общих разведанных запасов УВ бассейна в целом. Нижнепалеозойские рифогенные массивы отличаются крайне низкой разведанностью. Высокие перспективы связываются с открытием нефтяных и газовых скоплений в рифогенных массивах силура Тимано-Печорской провинции, карбона и, возможно, девона Прикаспийской впадины и т.д.

Ритмичность осадконакопления, специфические климатические условия привели также к широкому распространению в фанерозое галогенных и сульфатно-галогенных пород, максимальные объемы которых связаны с пермскими отложениями Восточно-Европейской (1,1 млн. км³) и Северо-Американской (0,8 млн. км³) платформ и кембрийскими — Сибирской (0,8 млн. км³). Меньшими объемами соленосных и сульфатно-галогенных пород представлены девонские образования Восточно-Европейской (0,2 млн. км³) и кембрийские, ордовикские, силурские, девонские и карбоновые Северо-Американской платформ (0,3 млн. км³). Несомненно меньшими масштабами соленакпления характеризуются бассейны южного полушария. Например, на Австралийской платформе общий объем галогенных и сульфатно-галогенных пород кембрия, силура и девона составляет всего 0,03 млн. км³ [3].

Наличие галогенных и сульфатно-галогенных пород нефтегазоносных бассейнов древних платформ контролирует газонакопление в



Распределение нефтегазоносности в осадочных породах фанерозоя древних платформ (по материалам [3, 6, 7—15])

S — площадь распространения отложений; v — скорость прогибания; p — распределение доказанных извлекаемых запасов УВ по стратиграфическим комплексам

1 — сульфатно-галогенные отложения в разрезе; 2 — запасы газа; 3 — запасы нефти; 4 — нефтяные скопления; 5 — газовые скопления; 6 — двухфазные скопления (нефтегазовые, газонефтяные и конденсатные); 7 — нефтегазопоявления; 8 — отсутствие отложений

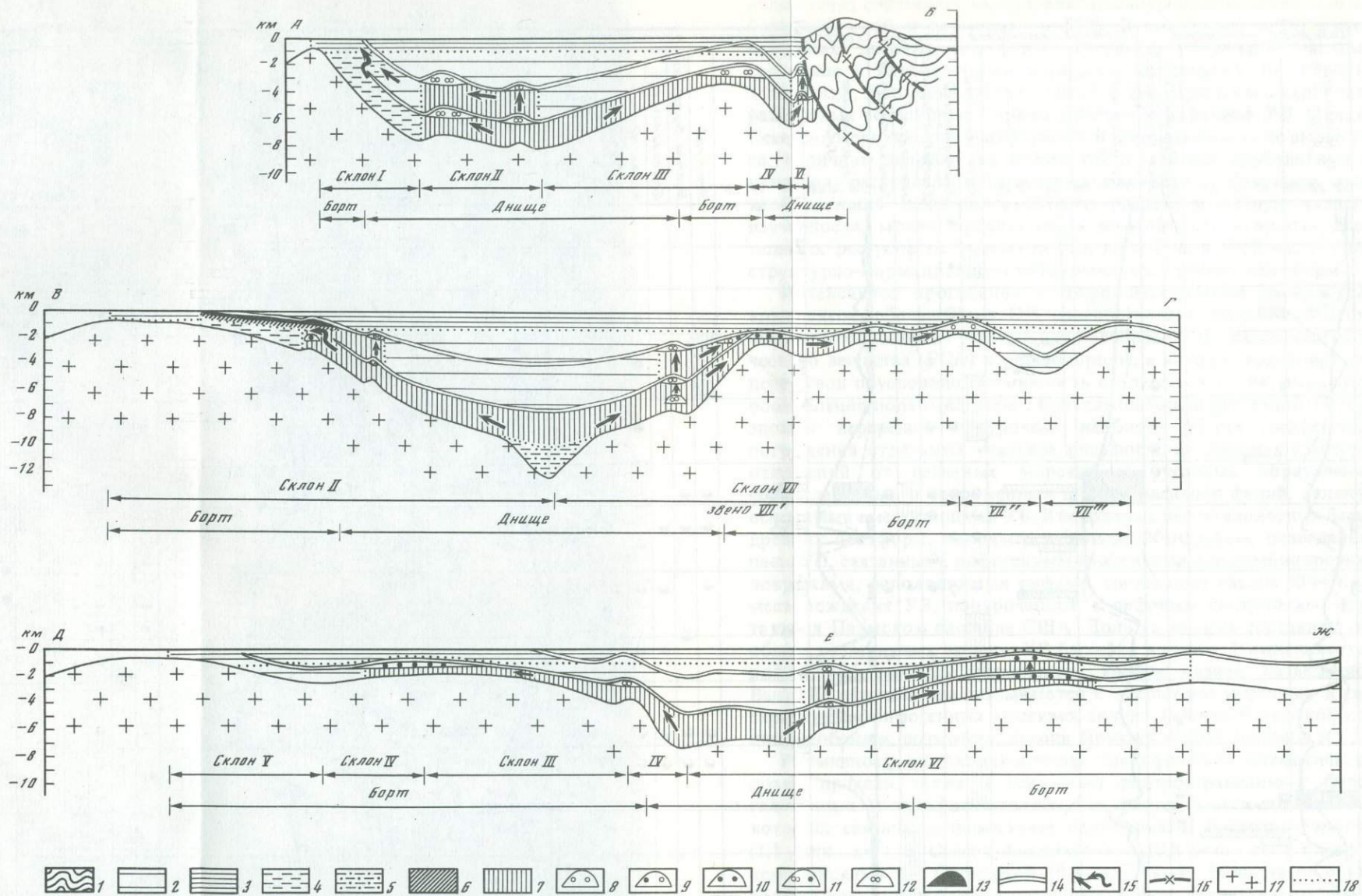


Рис. 2. Принципиальные профили бассейнов

1-7 - ГиБ: 1 - зона развития метаморфических пород (МПЗ); 2-7 - ОПБ: 2 - амиграционная зона (АМЗ); 3 - аконсервационная зона (АКЗ); 4 - анаккумуляционная зона (ААЗ); 5 - агенерационная зона (АГЗ) - нижняя зона генерации углеводородных газов; 6-7 - БНГБ: 6 - битумная зона (БЗ); 7 - НГБ; 8-13 - нефидные скопления фазовых зон: 8 - верхняя газовая, 9 - нефтегазовая и верхняя газовая, 10 - нефтегазовая, 11 - нефтегазовая и нижней газовой, 12 - нижней газовой, 13 - асфальт битумной зоны; 14 - основные региональные флюидоупоры; 15 - направления миграции и перетоков УВ; 16 - разрывы; 17 - фундамент; 18 - контуры фазовых зон

Положение профилей показано на рис. 1.

палеозойских отложениях. Максимальная концентрация газа (до 40—70% от общих запасов регионов) сосредоточена под пермскими флюидоупорами Восточно-Европейской и Северо-Американской платформ. Этому способствовало также предшествующее соленакоплению широкомасштабное, длительное и интенсивное прогибание Восточно-Европейской платформы в девоне—перми, а Северо-Американской еще в кембрии и ордовике, и последующие за соленакоплением инверсионные движения, охватившие большую часть платформ. На Австралийской платформе соленакоплению в низах палеозойского разреза не предшествовало длительное и устойчивое прогибание, что в совокупности с малыми объемами соли определило низкий газоносный потенциал бассейнов этой платформы.

На Сибирской платформе основные перспективы нефтегазоносности связаны с подсолевыми отложениями рифея—кембрия. Отложения среднего и верхнего палеозоя, регионально нефтегазоносные на Восточно-Европейской и Северо-Американской платформах, видимо, в значительной степени обеднены углеводородами в связи с локализацией зон активного прогибания на этих этапах, с отсутствием хороших флюидоупоров для сохранения их залежей [2,8].

На Сахарской плите, которая характеризуется чертами платформ как южного полушария (интенсивное прогибание и широкомасштабное распространение мезозойско-кайнозойских отложений, формирование наложенных впадин), так и северного (длительное и устойчивое прогибание в раннем и позднем палеозое) — максимальные запасы газа (до 80%) сосредоточены под триас-юрскими солёными флюидоупорами. Отсутствие пермского соляного флюидоупора, несмотря на предшествующую региональную трансгрессию в раннем—позднем палеозое и региональную инверсию в ранней перми, не привели к образованию газовых и газоконденсатных скоплений в верхнепалеозойских отложениях; газ мигрировал в вышележащие мезозойские отложения. Таким образом, на региональном уровне для формирования скоплений УВ, и особенно газовых и газоконденсатных на древних платформах, необходима реализация трех основных условий.

1. Интенсивное, длительное и значительное по площади прогибание платформы, обеспечивающее накопление мощных толщ пород-генераторов и коллекторов терригенного и карбонатного типов;

2. Завершение трансгрессивного цикла осадконакопления регрессивным, сопровождающимся формированием значительных объемов галогенных и сульфатно-галогенных пород, выполняющих роль региональных флюидоупоров;

3. Наличие инверсионных этапов (в том числе новейшего), следующих за соленакоплением.

Последнее условие является особенно необходимым для формирования крупных газовых и газоконденсатных скоплений. Данные глубокого бурения, проведенные в последние годы во многих нефтегазоносных регионах Советского Союза и зарубежных стран, опровергли ранее существующие представления об унаследованном прогибании отложений на протяжении всего фанерозоя в глубоких депрессионных участках типа Прикаспийской впадины, Ждановской депрессии в центральной

части Днепровско-Донецкой впадины, Печоро-Колвинского авлакогена, Анадарако, Делавер, Вал-Верде и многих других. В пределах бортовых частей этих впадин и реже в их центральных частях открыты газовые и газоконденсатные месторождения: Астраханское и Карачаганакское в Прикаспийской впадине, Яблунское — в Днепровско-Донецкой впадине, Пакетт, Гомез и Локридж в прогибах Делавер и Вал-Верде.

Эпохи инверсионных движений способствуют созданию более рельефных структурных форм ловушек, а в карбонатных коллекторах — вторичной пористости и проницаемости за счет трещиноватости и выщелачивания пород, находящихся в зоне эрозии. Не случайно в карбонатных коллекторах основная нефтегазоносность связана, помимо рифов, с эрозионными останцами (зона поднятий Центрального Канзаса), с глубоко эродированными толщами известняков и доломитов кембрия—ордовика на крупных поднятиях (свод Бенд, Оклахома-Сити) и с участками повышенной трещиноватости и вторичной доломитизации известняков трентон на склонах антеклизы Цинциннати (месторождения Лима-Индиана, Сципио, Пуласки, Альбион). Четко проявилось влияние эрозионных процессов на улучшение коллекторских свойств алевролитов и песчаников кембрия на Сахарской плите (месторождения Хасси-Месауд, Зетти, Эль-Агреб, Эль-Гасси и др.).

При инверсии движений усиливается интенсивность эмиграции УВ из нефтегазоматеринских свит, а при значительных снижениях пластовых давлений происходит выделение преимущественно газообразных углеводородов из пластовых вод.

В Прикаспийской впадине при активных контрастных положительных тектонических движениях отдельных блоков на рубеже силура—девона на северном обрамлении, девона—карбона — на северо-востоке, на рубеже верхнего карбона—ранней перми, а также в мезозое и кайнозое, — повсеместно в бортовой зоне также создавались условия для выделения колоссальных количеств газа из пластовых вод за счет снижения пластового давления на 3—10 МПа и более. Ориентировочно число выделенных газов составляет 35 трлн. м³ [4]. Это обусловило формирование газовых и газоконденсатных скоплений в пределах Оренбургского вала, Карачаганакской зоны, Астраханского сводового поднятия и на ряде других площадей.

В Днепровско-Донецкой впадине к началу поздней перми поднятие территории Донбасса оказало существенное влияние на формирование локальных структур не только в бортовых, но и в центральных ее районах. Например, на Яблунской площади установлено предверхнепермское несогласие — в своде структуры верхнекаменноугольные отложения частично размыты и перекрываются верхнепермскими, между тем как на периферии структуры пройден полный разрез каменноугольных отложений и верхняя часть хемогенной толщи перми. Амплитуда инверсионных движений в альпийском тектогенезе на границе между поздним мелом и палеогеном оценивается не менее чем в 1000—1500 м, что, несомненно, положительно сказалось на заполнении ловушек древнего заложения (в том числе Шебелинской структуры) углеводородами, выделенными из пластовых вод на более поздних этапах [4].

По всей вероятности, в формировании Вуктыльского месторождения в Тимано-Печорском бассейне, Ярактинского — в Лено-Тунгусском, Хасси-Р.Мейль в Сахаро-Ливийском немаловажная роль принадлежала также широкомасштабной дегазации предельно насыщенных углеводородными газами пластовых вод подсолевых продуктивных отложений на более поздних этапах, когда ранее сформированные нефтяные залежи оказались в контакте с большими объемами газообразных углеводородов. При этом легкие нефтяные фракции могли раствориться в газе, образуя газоконденсатную систему, а нерастворимая часть нефти оттеснялась к краевым частям структуры, образуя нефтяные оторочки, линзы, карманы и отдельные останцы (на месторождениях Оренбургском, Вуктыльском, Ярактинском, Хасси-Р.Мейль). Если нефтяные залежи до контакта с газом были сильно разрушены в результате предшествующих инверсионных движений, то газовая фаза будет характеризоваться очень низким содержанием конденсата (Оренбургское месторождение) [4].

Рассмотренный нами механизм формирования крупных газовых и газоконденсатных скоплений за счет выделения газа из пластовых вод в периоды инверсий, по всей вероятности, является достаточно универсальным. На возможность осуществления в природе этого процесса указывает рост газонасыщенности пластовых вод от бортовых частей глубоких впадин к наиболее погруженным их частям [5]. В Прикаспийской впадине в каменноугольных отложениях значение газонасыщенности вод изменяется от 260 см³/л при общей упругости 3,78 МПа до 17 500 см³/л при пластовом давлении 63 МПа (при содержании в газе до 50% кислых компонентов). На Сибирской платформе в нижнепалеозойских—вендских отложениях этот показатель варьирует от 30—50 см³/л при давлении насыщения 1—2 МПа до 700—1392 см³/л при давлении насыщения 26,5 МПа, что равно пластовому давлению. В Тимано-Печорском бассейне на Вуктыльской площади газонасыщенность составляет 3000 см³/л при давлении насыщения 33 МПа, близком к пластовому, равному 38 МПа. Рост газонасыщенности пластовых вод с глубиной является отражением интенсивности процессов генерации и эмиграции УВ, а также увеличения газоемкости пластовых вод с возрастанием температур и давлений. Но этот процесс не беспределен и зависит прежде всего от минерализации пластовых вод. Как правило, с ростом температур и давлений в большинстве продуктивных горизонтов нефтегазоносных бассейнов, особенно если в разрезе присутствует соль, наблюдается увеличение минерализации пластовых вод до 350—450 и даже 500 г/л (верхнемотско-осинский комплекс погруженных частей Ангаро-Ленской ступени и восточной половины Непско-Ботуобинской антеклизы). В Днепровско-Донецкой впадине в каменноугольных отложениях на Спиваковской и Северо-Волвенковской площадях минерализация пластовых вод на глубине 4800 м достигает 256—360 г/л; на Вуктыльской площади Тимано-Печорского бассейна до 256 г/л [4]. В этом случае с определенных глубин газоемкость пластовых вод будет резко убывать, и при минерализации 350 г/л на глубине 7 км при гидростатическом давлении и геотермическом градиенте, равном 3,5°С/100 м, из каждого см³ воды может выделиться 9,1 см³ метана. Таким образом, при интенсивном прогибании отдельных участков

бассейнов выделение газа в свободную фазу за счет высаливания может привести к формированию довольно крупных скоплений газа на больших глубинах. Для дегазации высокоминерализованных рассолов, способных удержать газ в растворенном состоянии, нужны значительно меньшие перепады давлений, чем для высокочемких пластовых систем с пониженной минерализацией, хотя общие объемы выделившегося газа в этом случае будут значительно меньше. При минерализации 350 г/л на глубине 6 км предельная газонасыщенность будет составлять $5,42 \text{ см}^3/\text{см}^3$, а на глубине 3 км — $1,36 \text{ см}^3/\text{см}^3$, т.е. из 1 см^3 воды при амплитуде инверсии 3 км выделится $4,06 \text{ см}^3$ газа [1].

В последние годы на больших глубинах при высоких температурах и АВПД все чаще стали обнаруживать не высокоминерализованные воды, а слабые рассолы, минерализация которых составляет 30—100 г/л. Они вскрыты на Астраханской площади на глубине свыше 4 км (минерализация составляет 80—110 г/л при температуре 110°C и давлении 63 МПа), на Балаклеевско-Савинцевской, Солоховской, Опшняянской и других площадях Днепровско-Донецкой впадины на глубинах 4800—5400 м (минерализация 70—100 г/л при пластовом давлении до 70 МПа). Приведенные примеры относятся к нефтегазоносным бассейнам с широким развитием галогенных и сульфатно-галогенных пород. При такой пониженной минерализации и сверхвысоких давлениях и температурах воды будут характеризоваться высокой газодерживающей способностью. При минерализации 100 г/л на глубине 6 км в 1 см^3 воды содержится 11 см^3 метана, а на глубине 3 км — $2,7 \text{ см}^3/\text{см}^3$, т.е. при той же амплитуде подъема территории в 3 км может выделиться $8,3 \text{ см}^3/\text{см}^3$ — в два раза больше, чем из высокоминерализованных растворов.

С учетом вышеизложенного нами были проведены расчеты по Астраханскому месторождению (в расчете использовались максимальные параметры: амплитуда поднятия, метанонасыщенность, объем порового пространства), показавшие невозможность такой значительной концентрации газа за счет выделения из пластовых вод только в пределах гипсометрического влияния структуры. Необходимо привлечение также соседних газосборных площадей, выделение которых нужно проводить с учетом их дифференцированного развития в различные геологические эпохи.

За длительную историю геологического развития древних платформ залежи нефти и газа претерпевают сильные преобразования. Ведущее значение в сохранности залежей, кроме наличия и площадного распространения надежных флюидоупоров, приобретает степень преобладанности древнего структурного плана продуктивных толщ в этапы геологической истории и интенсивность дизъюнктивных процессов, т.е. возможная негативная сторона инверсионных движений. Эти процессы наиболее четко проявились в отложениях систем перикратонных опусканий переходного комплекса и прискладчатых бортов краевых синеклиз плитного комплекса, втянутых в активное поднятие прилегающих орогенных областей. К числу таких регионов можно отнести Прикордильерскую систему перикратонных опусканий (провинция Скалистых гор) Северо-Американской платформы, внутренние

участки Приенисейской, Нюйско-Джербинской, Учуро-Майской перикратонных систем, где коэффициент сохранности залежей не превышает 10%. Наиболее благоприятные условия для сохранности залежей нефти и газа имели место в краевых и внутренних синеклизах и на склонах прилегающих антеклиз унаследованного развития или претерпевших незначительную переработку древнего структурного плана (Пермский, Сахаро-Ливийский бассейны, Присаянская, Тунгусская синеклизы, Ангаро-Ленская антеклиза, Приуралье), а также в наложенных молодых синеклизах (Виллюйская), где коэффициент сохранности залежей варьирует в пределах 30—70%. Наблюдается четкое снижение доли газов в общем балансе углеводородов древних платформ по мере увеличения возраста продуктивных толщ от 45—50% в мезозое—кайнозое и позднем палеозое до 32—42% в среднем—раннем палеозое. Причиной снижения доли газа в общем балансе УВ в толщах палеозоя, видимо, является более интенсивное их разрушение в зонах отсутствия соленосных и галогенных флюидоупоров.

Сложная история развития древних платформ обусловила существование в их пределах нефтегазоносных бассейнов, характеризующихся различной величиной запасов нефти и газа на единицу объема осадочных пород.

I. Наиболее перспективными на нефть и газ являются нефтегазоносные бассейны (НГБ), связанные с системами перикратонных опусканий и краевыми синеклизами платформ унаследованного развития на всех этапах геологической истории. Они обладают максимальной удельной плотностью запасов УВ и наиболее широким стратиграфическим диапазоном промышленной нефтегазоносности. Это Пермский, Западный Внутренний, Волго-Уральский, Тимано-Печорский бассейны.

К этому типу НГБ следует отнести Арктический, Сахаро-Ливийский, Суэцкого залива, Прикаспийский, степень изученности которых, особенно в глубоких горизонтах, значительно ниже. В бассейнах подобного типа уже к настоящему времени разведано 82% нефти и 84% газа от общих разведанных запасов на древних платформах. Основные зоны нефтегазонакопления связаны с крупными поднятиями, разделяющими глубокие впадины и прогибы, характеризующиеся двухсторонней миграцией углеводородов, многие из которых сформированы над глубинными разломами, ограничивающими рифейские авлакогены (Амарильо и др.). При широком развитии карбонатных комплексов значительная доля запасов нефти и газа находится в рифовых постройках, эрозионных выступах карбонатных пород, участках фациального замещения и срезания песчаных пород.

II. Высокоперспективные НГБ связаны со следующими структурами:

1. Авлакогенами и наложенными на них синеклизами, прилегающими к активизированным геосинклиналям, сформированным на этапах основного погружения платформ на плитной стадии развития. Типичным представителем нефтегазоносных бассейнов этого типа является Днепровско-Донецкий. Основные зоны нефтегазонакопления приурочены к высокоамплитудным структурам, объединенным в валы, развитым по системам разломов на бортах авлакогенов, и к поднятиям

внутренних участков синеклизы. Основная нефтегазоносность связана с отложениями, выполняющими синеклизу (карбон—пермь).

Аналогами такого типа бассейнов, по-видимому, можно считать Кемпендяйский и Котуйканский авлакогены с наложенными на них впадинами (Кемпендяйской и Лунгхинской) и синеклизами (Тунгусской) в плитном мегакомплексе на Сибирской платформе;

2. Системами перикратонных опусканий, втянутыми в поднятие прилегающих орогенных областей и наложенными на их внутриплатформенные борта синеклизами.

Типичным представителем таких бассейнов является Западно-Канадский, где удельная плотность разведанных запасов нефти и газа достигает 1,0 тыс. т/км³. Основные зоны нефтегазонакопления здесь приурочены к крупным поднятиям, рифам и зонам выклинивания коллекторов во внутриплатформенной части бассейна. Генерационный потенциал этих бассейнов сравним с бассейнами первого типа. Резкое различие отмечается в условиях сохранности залежей нефти и газа, которые претерпели существенную переработку в этапы инверсии тектонических движений и в значительной степени были разрушены. Свидетельством разрушения скоплений нефти в палеозойских толщах служит гигантское скопление битумов в Атабаске, запасы которых более чем в 10 раз превышают общие разведанные запасы нефти и газа Западно-Канадского бассейна.

К бассейнам такого типа можно, видимо, отнести Ангаро-Ленский и Приенисейский (включая Хетский прогиб и Турухано-Игарское поднятие) на Сибирской платформе, в прикладчатых участках которых также известны значительные скопления битумов.

III. НГБ с удовлетворительной оценкой перспектив нефтегазоносности. К ним относятся:

1. Нефтегазоносные бассейны, связанные с внутриплатформенными синеклизами длительного, устойчивого, унаследованного погружения (Уиллистонская, Иллинойская, Мичиганская, Присаянская, Балтийская синеклизы) с основными зонами нефтегазонакопления на поднятиях внутренних районов и бортов;

2. Нефтегазоносные бассейны наложенных молодых синеклиз и впадин, сформированных на заключительных этапах раннеплитной стадии развития платформ, характеризующиеся нефтегазоносностью в узких стратиграфических интервалах разреза осадочного чехла (Виллюйская синеклиза; мезозойские впадины и прогибы Австралии и др.).

IV. Нефтегазоносные бассейны с весьма ограниченными перспективами нефтегазоносности. К ним относятся:

1. НГБ надавлакогеновых впадин и прогибов, сформированные на ранних этапах развития древних платформ.

Типичным представителем таких бассейнов является Амадиес на Австралийской платформе. Его нефтегазоносность связана с отложениями ордовика (с нижними горизонтами плитного мегакомплекса). К этому числу, видимо, относятся авлакогены и развитые над ними прогибы Каннинг, Офисер на Австралийской, Суханский на Сибирской, Паранский на Южно-Американской, Пачелмский на Восточно-Европейской платформе;

2. Бассейны внутриплатформенных впадин и синеклиз прерывистого и малоактивного погружения на всех этапах развития (Московская, Мезенская, Брестско-Полесская и др.);

3. НГБ систем перикратонных опусканий и наложенных краевых синеклиз, характеризующихся частой прерывистостью погружения или резкой переработкой древнего структурного плана после процессов генерации УВ (Учуро-Майский, Приднестровский, Притиманский).

В связи с этой классификацией бассейнов первоочередное значение приобретает выявление скоплений нефти и газа в малоизученных Прикаспийском, Ангаро-Ленском, Приенисейском, Тунгусском, Кемпедяйском НГБ, а также продолжение работ на нижние горизонты чехла в Тимано-Печорском, Днепровско-Донецком, в Приапалачском, Пермском и Сахаро-Ливийском НГБ. Это позволит существенно поднять значимость запасов нефти и газа древних платформ в распределении мировых ресурсов УВ.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Бакан Е.С., Якуцени В.П.* Перспективы газоносности больших глубин. — Сов. геология, 1981, N 4, с. 6—15.
2. Геология нефти и газа Сибирской платформы. М.: Недра, 1981. 552 с.
3. *Жарков М.А.* История палеозойского соленакпления. Новосибирск: Наука, 1978. 272 с.
4. *Максимов С.П.* Нефтегазоносность Восточно-Европейской платформы в связи с историей ее тектонического развития. — В кн.: Древние платформы и их нефтегазоносность. М.: Наука, 1981, с. 13—21.
5. *Максимов С.П., Лоджевская М.И.* Состояние изученности условий формирования и закономерностей размещения залежей нефти и газа на больших глубинах. — В кн.: Особенности формирования залежей нефти и газа в глубокозалегающих пластах. М.: Наука, 1980, с. 3—28.
6. Нефтегазоносные провинции СССР. М.: Недра, 1983. 269 с.
7. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран/Под ред. И.В. Высоцкого. М.: Недра, 1976. Кн. I. 599 с.; Кн. II. 583 с.
8. *Сычева-Михайлова А.М.* О периодичности колебательных движений Сибирской платформы и их сравнение с развитием Восточно-Европейской платформы. — Геотектоника, 1981, N 2, с. 23—38.
9. *Хаин В.Е.* Региональная геотектоника: Северная и Южная Америка, Антарктида и Африка. М.: Недра, 1971. 547 с.
10. *Хаин В.Е.* Региональная геотектоника: Внеальпийская Европа и Западная Азия. М.: Недра, 1977. 359 с.
11. *Хаин В.Е.* Региональная геотектоника: Внеальпийская Азия и Австралия. М.: Недра, 1979. 356 с.
12. International petroleum encyclopedia, 1981. Vol. 14. 452 p.
13. *Ivanhoe L.F.* World giant petroleum provinces. — Oil and Gas J., 1980, vol. 78, N 26, p. 146—148.
14. Reserves of crude oil, natural gas liquids, and natural gas in the United States and Canada as a December 31, 1977. — AGA, CPA, A.P.I., 1978, vol. 32, p. 265.
15. Oil and gas field of Australia, Papua New Guinea and New Zealand/Comp. and ed. R. Beddoes. Singapore, 1973. 382 p.

Л.Г. Кирюхин, Н.Д. Матвиевская, О.М. Мкртчян

НЕКОМПЕНСИРОВАННЫЕ ПРОГИБЫ ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМ И ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Среди геологических структур, контролирующих в широких масштабах процессы осадконакопления, нефтегазообразования и нефтегазонакопления в осадочных бассейнах, существенно выделяются своими особенностями так называемые некомпенсированные прогибы (или впадины). Они представляют собой специфические объекты нефтегазогеологического изучения. Геолого-геофизическими исследованиями последнего двадцатилетия установлено исключительно широкое распространение бассейнов с некомпенсированным прогибанием на определенных этапах развития в различных тектонических областях мира. Ископаемые бассейны такого рода именуются в литературе некомпенсированными прогибами, аккумулятивно-топографическими или топографическими впадинами, фациальными некомпенсированными депрессиями и др.

До недавнего времени считалось, что некомпенсированные прогибы свойственны главным образом геосинклинальным системам. Однако в последние годы установлено их значительное распространение в пределах древних и молодых плит, как в их окраинных, пригеосинклинальных частях, так и во внутренних областях. На древних платформах погребенные некомпенсированные прогибы установлены в восточных, юго-западных и западных районах Восточно-Европейской платформы, выделяются на востоке Северо-Американской платформы, на Сахарской плите, намечаются на Восточно-Сибирской и других платформах. Этапы некомпенсированных опусканий, сопровождавшиеся накоплением относительно глубоководных маломощных высокобитуминозных отложений, установлены и на молодых плитах, в частности на Западно-Сибирской и Туранской, Мизийской и др.

Специфические условия нефтегазоносности некомпенсированных прогибов требуют особого методического подхода к их геолого-геофизическому изучению и оценке перспектив и обуславливают необходимость сравнительного геологического анализа. Рассмотрение некомпенсированных прогибов древних платформ показывает, что они характеризуются рядом общих особенностей строения и истории развития, но имеют и ряд существенных различий, которые определяют специфику условий размещения и формирования залежей УВ.

Рассмотрим эти сходства и различия с четырех основных позиций: с точки зрения их тектонической природы, истории развития, структурно-морфологических особенностей, условий онтогенеза нефти и газа.

Тектоническая природа. Общей особенностью некомпенсированных прогибов является их приуроченность к мобильным участкам земной коры, характеризующимся уменьшением ее мощности или редуцированным ее строением — утонением гранитного слоя и подъемом мантийного вещества. В ранее опубликованной совместно с Р.Г. Гарец-

ким и А.Е. Шлезингером статье [1] было показано, что тектоническая природа некомпенсированных прогибов платформ существенно различна. Среди них выделяются два принципиально различных класса. К одному относятся глубоководные бассейны типа Камско-Кинельской системы, сформировавшиеся на восточном кратоне Восточно-Европейской платформы и на прилегающей к нему территории. Эти прогибы формировались на консолидированных блоках земной коры континентального типа как результат дифференцированных конседиментационных нисходящих платформенных тектонических движений в условиях развития широкой трансгрессии и острого дефицита терригенного материала.

Дифференцированные движения блоков фундамента обуславливали первично-региональное структурное расчленение на впадины и разделяющие их своды. Это создавало предпосылки для образования сложных обтекающих палеосводы ветвящихся систем некомпенсированных прогибов и их рифтовых обрамлений большой протяженности. В последующем они развивались в основном как палеогеоморфологические элементы при весьма слабой роли тектонических процессов. Прогибы этого типа имели слабую тектоническую огражденность, непосредственные палеогеоморфологические связи с прилегающей Уральской геосинклиналью, что создавало предпосылки для нормальной морской карбонатно-терригенной седиментации в периоды их заполнения.

Бассейны второго класса, к числу которых относятся Прикаспийский и Припятско-Днепровско-Донецкий, формировались на блоках с редуцированной (субокеанической) земной корой, характеризующейся утонением гранитного слоя вплоть до появления базальтовых окон. Фазовые переходы консолидированной коры приводили к ее обрушению и образованию глубоких тектонических депрессий, которые в условиях тектонической огражденности и дефицита терригенного материала также становились ареной образования маломощных депрессионных фаций в эпохи карбонатной седиментации.

Среди бассейнов этого класса выделяются две различные группы. К первой относятся локализованные линейные прогибы, развивавшиеся во внутриплатформенных впадинах грабенового типа (в авлакогенах). Такие прогибы обычно узки в поперечнике, линейно вытянуты, с широким развитием эффузивных образований и элементов дизъюнктивной тектоники в приграничных и внутренних их частях. Некомпенсированные бассейны грабеновых структур имеют более ограниченные пространственные связи с геосинклиналью, но характеризуются часто длительным унаследованным развитием, что создает предпосылки для образования систем наложенных некомпенсированных бассейнов в большом стратиграфическом диапазоне и сложный литофациальный состав толщ выполнения.

Ко второй группе относятся изометричные впадины, развивавшиеся в пределах экзогональных впадин платформы, граничащих с разновозрастными геосинклинальными системами. Примером является Прикаспийская впадина. В ее пределах мощность консолидированной коры уменьшается в центральной части до 10 км с вероятным присутствием

базальтовых окон. По мнению А.Л. Яншина и А.Е. Шлезингера, эта впадина близка к современным глубоководным котловинам Черного и Средиземного морей. Неоднократные интенсивные опускания впадины создавали условия огражденности, благоприятные для формирования особо контрастных некомпенсированных изометричных бассейнов, мощных кольцевых рифовых обрамлений и многокилометровых, в основном эвапоритовых, толщ выполнения. Во впадинах этого типа некомпенсированные бассейны также имеют длительный возрастной диапазон развития.

В истории развития всех некомпенсированных прогибов отчетливо выделяются два этапа: некомпенсированного прогибания (суббатиальный) и компенсации и захоронения бассейна (компенсационный). Эти этапы мигрируют во времени и пространстве по мере изменения площади бассейна и в соответствии с трангрессивно-регрессивной схемой его развития.

Первый этап развития протекает относительно одинаково и во всех бассейнах характеризуется сходной обстановкой седиментации. Накапливаются относительно маломощные доманикоидные формации различного типа, образующие ложа некомпенсированных бассейнов. Бортовые зоны бассейнов, как правило, слагаются более мощными мелководно-шельфовыми биогермно-карбонатными формациями, вмещающими органогенные постройки различных морфогенетических типов.

Второй этап формирования протекает неодинаково в разных бассейнах в зависимости от тектонической, палегеоморфологической и климатической обстановки, условий огражденности и седиментации, наличия тепловых потоков и других причин, что обуславливает различный литофациальный состав компенсирующих толщ, представленных в разных случаях разнообразными карбонатными, терригенными, эвапоритовыми и смешанными по составу толщами выполнения. По особенностям строения и составу этих толщ можно выделить два основных типа прогибов: прогибы преимущественно карбонатно-терригенного и терригенного выполнения (Камско-Кинельская, Вынгыро-Вишерская системы); прогибы преимущественно эвапоритового выполнения (Предуральский прогиб, Прикаспийский прогиб на пермском этапе, Североморская впадина).

С точки зрения цикличности развития и седиментационных процессов могут быть выделены прогибы моноциклические (или элементарные) и полициклические (сложные).

Формирование и заполнение первых ограничивалось рамками одного трангрессивно-регрессивного седиментационно-тектонического цикла (например, Камско-Кинельские). Процесс развития вторых периодически приостанавливался и возобновлялся или включал несколько таких циклов (например, Прикаспийская впадина). Если для первых характерен один из вышеуказанных видов толщ заполнения, то в сложных прогибах могут участвовать различные их наборы.

Структурно-морфологические особенности. Для всех некомпенсированных прогибов характерно единое структурно-фациальное строение, общей характерной чертой которого является зональность разме-

щения фациально-структурно-геоморфологических зон и латеральная вещественная неоднородность осадочного разреза. В типовой модели (рисунок) прогиба могут быть выделены следующие основные структурно-фациальные комплексы, зоны, которые слагаются различными по форме, составу и условиям образования комплексами и образуют главные палеогеоморфологические элементы некомпенсированных прогибов.

Таковыми структурно-фациальными комплексами являются:

— комплексы, слагающие глубоководные ложа прогибов и представленные маломощными депрессионными относительно глубоководными образованиями доманикового типа. В прибортовых зонах прогибов среди депрессионных отложений развиты также одиночные органогенные постройки;

— комплексы, слагающие обрамления прогибов (мелководный шельф) и представленные мощными мелководно-шельфовыми, преимущественно биогермно-карбонатными образованиями;

— клиноформные дельтообразные комплексы, слагающие прибортовые зоны прогибов и образованные карбонатными, карбонатно-терригенными и терригенными отложениями, вмещающими органогенные тела различных типов. В бассейнах с эвапоритовым выполнением клиноформы могут слагаться карбонатно-хемогенными отложениями;

— толщи выполнения внутренних, наиболее молодых зон некомпенсированных прогибов, представленные песчано-глинистыми или эвапоритовыми отложениями различной мощности, соизмеримой с мощностью мелководно-шельфовых образований.

Пространственное размещение перечисленных структурно-фациальных зон неодинаково в бассейнах различных типов. Оно подчиняется тектоническим и морфологическим особенностям палеобассейнов и контролировалось процессами эволюции бассейнов, которые обуславливали наложение одних структурно-фациальных зон на другие. Последующие тектонические движения привели в ряде случаев к существенной переработке прогибов, изменению гипсометрии и даже первоначального местоположения отдельных зон за счет боковых и горизонтальных перемещений. Наблюдается кольцевое и полукольцевое распространение структурно-фациальных зон, линейно-ветвистое, линейно-локализованное и другие.

С точки зрения *условий нефтегазоносности* некомпенсированные прогибы, особенно изолированные мощными эвапоритовыми покровными, могут рассматриваться как автономные системы нефтегазообразования и нефтегазонакопления, т.е. суббассейны прошлого. Во многих случаях эти бассейны существенно влияют на нефтегазоносность перекрывающих отложений, так как создают благоприятные морфологические и литофациальные предпосылки для нефтегазонакопления в перекрывающих комплексах (образование структур облекания и коллекторских пластов) и имеют с ними непосредственную гидродинамическую связь. В ряде нефтегазоносных провинций их роль в размещении и концентрации запасов УВ весьма значительна. На востоке Русской плиты они в той или иной мере контролируют более 50% промышленных запасов УВ, в Тимано-Печорском регионе, изученном

Некомпенсированный прогиб

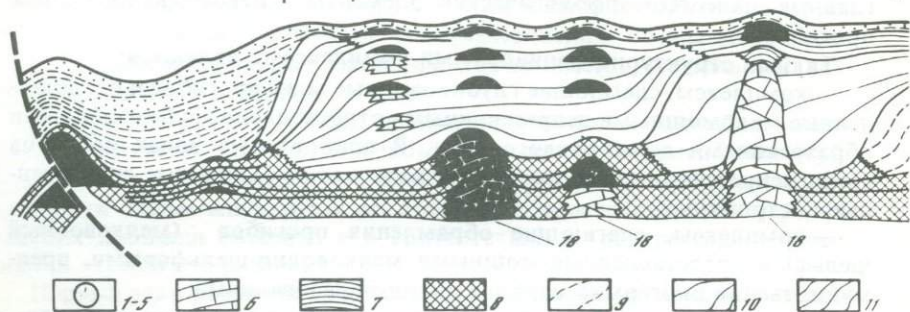
Клиноформы

А

Б

В

а



Размещение залежей нефти и газа в карбонатных комплексах верхнего девона—турне Волго-Уральской области (по О.М. Мкртчяну, 1981 г.).

Зоны: А — Осевая (остаточная) Елховско-Радаевская, Б — Черепетско-Кизеловская (а — Верхнекизеловская), В — Малевско-Упинская, Г — Верхнефаменско-Заволжская (а — Заволжская, б — Данковско-Лебедянская), Д — красная барьерно-рифовая; 1 — внешняя часть палеошельфа, 11 — внутренняя часть палеошельфа

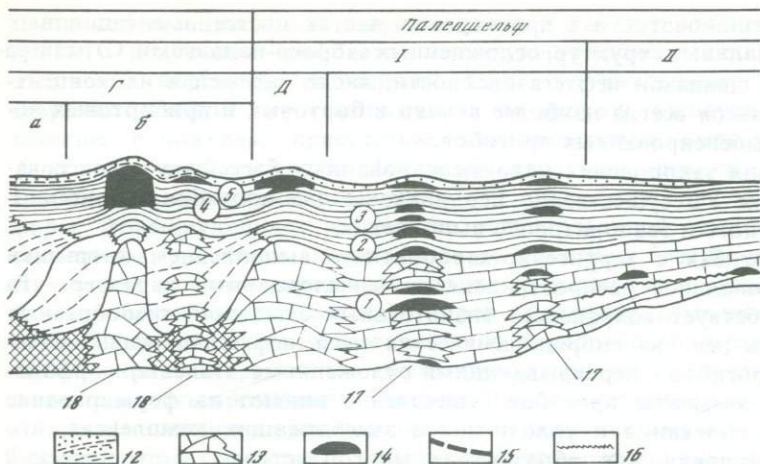
Цифры в кружках — возраст отложений: 1 — мендымско-раннефаменский, 2 — позднефаменский, 3 — заволжский, 4 — малевско-упинский, 5 — черепетско-кизеловский; 6—8 — структурно-веществен-

еще крайне слабо, на их долю приходится свыше 15% разведанных запасов, в Прикаспийской впадине на сегодня — подавляющая часть.

Главным отличием некомпенсированных прогибов от компенсированных по условиям нефтегазоносности является вещественная латеральная неоднородность слагающего их осадочного разреза, которая определяет существенную латеральную неоднородность всех физических (плотностных, скоростных, электрических), емкостных и фильтрационных свойств, а также процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления и особенности размещения зон генерации и аккумуляции. Это, в свою очередь, определяет специфику элементов нефтегазогеологического районирования, в качестве которых следует рассматривать не тектонические формы, а перечисленные выше структурно-фациально-геоформологические зоны или их комбинации с тектоническими формами.

В то же время в прогибах различного строения роль латеральной неоднородности, различных структурно-фациальных зон и комплексов в процессах онтогенеза УВ также неодинакова.

В процессе накопления ОВ и генерации УВ существенная роль, видимо, принадлежит относительно глубоководным формациям домакиоидного ряда, обогащенным органикой в основном сапропелевого типа, а также глинистым толщам выполнения и отчасти, возможно, более глубоководным глинисто-карбонатным отложениям, слагающим нижние части клиноформ. В толщах выполнения в ряде бассейнов широко присутствуют терригенные отложения с ОВ гумусового состава. Таким образом, нефтегазоматеринские толщи представлены



ные комплексы региональные: 6 — биогермно-карбонатный мелководно-шельфовый мендымско-нижефаменский, 7 — карбонатный нормально-слоистый мелководно-шельфовый верхнефаменско-турнейский, 8 — депрессионный битуминозно-кремнисто-глинисто-карбонатный мендымско-турнейский; 9—12 — зональные: 9 — клиноформный карбонатный или карбонатно-терригенный верхнефаменско-заволжский, 10 — клиноформный карбонатный малевско-киселовский, 11 — клиноформный карбонатный или глинисто-карбонатный черепетско-киселовский, 12 — терригенный елховско-радаевский; 13 — органогенные постройки; 14 — залежи нефти; 15 — взбросо-надвиг; 16 — поверхность размыва; 17 — шельфовые биогермы; 18 — одиночные постройки

разнообразными по литофациальной и геохимической характеристике образованиями, а первичное ОВ осадка благоприятно для генерации УВ различного состава. Наибольшее разнообразие нефтегазоматеринских толщ свойственно бассейнам карбонатно-терригенного выполнения.

Условия аккумуляции УВ в залежи и зоны нефтегазонакопления в некомпенсированных бассейнах резко неоднородны и связаны главным образом с мелководно-шельфовыми зонами и клиноформными комплексами их прибортовых зон. Основными типами ловушек здесь являются ловушки, не характерные для компенсированных бассейнов, а именно: в краевых зонах распространения мелководно-шельфовых комплексов — биогермы, рифы барьерного и одиночного типов и структуры их облекания, различного рода комбинированные ловушки, обусловленные сочетанием структурных дислокаций и аккумулятивных форм и литофациальных замещений; в прибортовых зонах распространения клиноформных комплексов и рифов — биогермы, биостромы, одиночные рифы и формы их облекания, ловушки выклинивания и замещения песчаных пластов в терригенных толщах и различные комбинированные ловушки.

В терригенных толщах, выполняющих остаточные некомпенсированные депрессии, значительные скопления УВ обнаружены только в резко выраженных антиклинальных поднятиях. В зонах выклинивания известны также ограниченные по размерам нефтегазонасыщенные литологические ловушки. Депрессионные фации обладают низкими емкостными свойствами и образуют ловушки главным образом в

зонах трещиноватости в присводовых частях постседиментационных антиклинальных структур, осложненных взбросо-надвигами. Стратиграфический диапазон нефтегазоносности, число залежей и их концентрация запасов всегда наиболее велики в бортовых и прибортовых зонах некомпенсированных прогибов.

Условия захоронения некомпенсированных бассейнов и консервации в них УВ существенно неодинаковы для прогибов терригенно-карбонатного и эвапоритового выполнения.

В прогибах с терригенно-карбонатным выполнением покрывки имеют зональное распространение и невыдержанный характер, что не способствует сохранению значительных скоплений газообразных УВ. Здесь реальна гидродинамическая связь нефтегазоносных комплексов прогибов с перекрывающими отложениями. Палеогеоморфологические элементы прогибов существенно влияют на формирование ловушек облекания и уплотнения в вышележащих комплексах, что создает условия для образования многопластовых месторождений в значительном стратиграфическом диапазоне.

В бассейнах моноциклического развития (в частности, на молодых плитах — Амударьинская депрессия и др.), выполненных и захороненных соленосными толщами, условия консервации весьма благоприятны для сохранения газообразных УВ. Гидродинамическая связь с вышележащими комплексами в ареалах солей отсутствует, и погребенные прогибы не оказывают влияния на нефтегазоносность перекрывающих отложений.

Кроме того, соленосные толщи нивелируют основные палеогеоморфологические элементы прогибов, которые уже не наследуются более молодыми нефтегазоносными комплексами и не оказывают влияния на размещение в них залежей УВ.

Таким образом, анализ особенностей строения, истории развития и условий нефтегазоносности некомпенсированных прогибов Восточно-Европейской платформы, сравнение их общих черт и различий позволяют высказать предположение, что эти прогибы с точки зрения условий нефтегазоносности могут быть разделены ориентировочно на три группы.

1. Крайинно-платформенные системы Камско-Кинельского типа, сформировавшиеся на древней пассивной окраине платформы с континентальным типом земной коры. Для них характерны: ведущая роль в формировании нисходящих дифференцированных движений и палеогеоморфологических факторов; моноциклическое развитие, широкие пространственные связи с геосинклиналью, относительно небольшая интенсивность и глубина погружения, малая мощность компенсирующих толщ, значительная линейная протяженность и сложноветвистое строение; карбонатно-терригенный состав толщ выполнения, наличие в разрезе нескольких различных по литофациальному составу и генерирующему потенциалу НГМТ с содержанием ОВ смешанного, но преимущественно сапропелевого, состава; слабая гидродинамическая и геологическая изолированность, непостоянные по мощности и составу покрывки и неблагоприятная обстановка для сохранения газообразных УВ. Указанные факторы определяют следующие особен-

ности нефтегазоносности: широкое распространение зон нефтенакпления с ловушками рифового, структурно-рифового типа; преимущественно нефтяной тип залежей, часто с утяжеленными нефтями; широкое развитие нефтегазоносности по разрезу, включая перекрывающие отложения, присутствие многопластовых месторождений.

II. Окраинные впадины Прикаспийского типа, локализованные в границах экзогональных тектонических впадин внешних углов платформ, формирующихся на участке редуцированной земной коры с утоненным гранитным слоем вплоть до появления базальтовых окон. Для этих некомпенсированных впадин характерны: ведущая роль в формировании тектонических факторов и неоднократных интенсивных прогибаний; полициклическое развитие и наличие пространственных связей с разновозрастными геосинклиналями; значительная глубина и длительность прогибания; мощные, преимущественно эвапоритовые толщи выполнения и пространственная огражденность мощными кольцевыми и полукольцевыми рифовыми сооружениями различных морфогенетических типов. Вероятно, преимущественно карбонатный состав генерирующих и аккумулирующих толщ, смешанный состав ОВ, высокая гидрогеологическая закрытость и изолированность от перекрывающих комплексов, наличие АВПД. В совокупности эти факторы определили кольцевое размещение зон нефтегазоаккумуляции, в которых главная роль принадлежит ловушкам с резервуарами повышенной мощности и емкостных свойств (рифогенным телам различных типов); особо благоприятные условия для формирования и сохранения двухфазных газоконденсатных систем с высоким содержанием сероводорода; преимущественное развитие малопластовых месторождений с большим этажом газоносности.

III. Внутриплатформенные некомпенсированные прогибы, локализованные в границах грабеновых прогибов с частично редуцированной земной корой (Припятско-Днепровско-Донецкий тип). Для них характерны: ведущая роль в формировании и развитии прогибов и их отдельных элементов дизъюнктивной тектоники, вероятно, со значительными влияниями горизонтальной составляющей; четкая линейность очертаний; сложное полициклическое развитие и переработка прогибов интенсивной инверсией, ограниченные (локализованные) связи с геосинклиналью; значительные мощности и глубины погружения, сложный состав толщ выполнения, среди которых широко развиты эвапориты и эффузивы. Особо следует отметить наличие повышенных тепловых потоков. В совокупности перечисленные факторы определили следующие особенности нефтегазоносности: сложное чередование в разрезе резервуарных комплексов и покровов и сложное пространственное размещение залежей УВ, контролируемое комплексом литофациальных, структурных (в том числе дизъюнктивных), эрозийных и других факторов; благоприятные условия для формирования как газовых и газоконденсатных, так и нефтяных сложнопостроенных месторождений.

Подводя итоги всему вышесказанному, необходимо еще раз подчеркнуть следующее:

— некомпенсированные прогибы платформ следует рассматривать

как вполне закономерный, периодически формирующийся тип геологических структур, отражающий определенные этапы тектоно-седиментационной эволюции осадочных бассейнов и принципиально отличающийся по особенностям строения и условиям нефтегазоносности от структур тектонического типа:

— эти прогибы представляют собой объекты специального целенаправленного изучения, а поиски в них промышленных залежей УВ требуют разработки специальной методики и учета отмеченных выше закономерностей. Целесообразно усилить внимание к поискам и изучению некомпенсированных прогибов прошлого. В частности, можно предполагать, что палеозойские отложения Западно-Сибирской плиты будут характеризоваться для отдельных этапов развития теми же типичными элементами структурно-фациальной зональности, которые имеют место на Восточно-Европейской платформе.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Гарецкий Р.Г., Кирюхин Л.Г., Матвиевская Н.Д.* и др. Глубоководные бассейны Восточно-Европейской платформы. — В кн.: Древние платформы и их нефтегазоносность. М.: Наука, 1981, с. 28—41.
2. *Мкртчян О.М.* Закономерности размещения структурных форм на востоке Русской платформы. М.: Наука, 1980. 127 с.
3. Некомпенсированные прогибы платформ и их нефтегазоносность. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1976. 165 с.
4. Нефтегазоносные провинции СССР/Под ред. С.П. Максимова, Г.Е. Дикенштейна, В.В. Семеновича. М.: Недра, 1983. 321 с.

УДК 551.242.21+553.982

Р.Г. Гарецкий, В.С. Конищев, А.М. Синичка

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ АВЛАКОГЕНОВ ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМ

Особую группу нефтегазоносных бассейнов, своеобразную по строению, формационному выполнению, формированию и нефтегазоносности, составляют авлакогены древних платформ — позднепротерозойские и палеозойские внутриплатформенные рифты. Они распространены в пределах всех древних платформ и залегают в основании многих синеклиз, но большинство из них перекрыты мощным чехлом и еще слабо изучены.

Под авлакогенами, вслед за Н.С. Шатским [10], мы понимаем линейные бороздовые отрицательные структуры, которые генетически связаны с разломами и геосинклинальными областями со стороны внутренних углов платформ и расположены между одинаковыми зонами на платформе.

По времени заложения выделяются ранние авлакогены, возникшие на ранних стадиях развития платформы (для Восточно-Европейской платформы в рифее и венде), и поздние, развивавшиеся в па-

леозое. Первые формировались на доплитных этапах развития платформ при накоплении формаций катаплатформенного чехла, последние — на плитных этапах в процессе отложений формаций ортоплатформенного чехла.

Ранние и поздние авлакогены отличаются по строению, истории развития, формационному выполнению и нефтегазоносности.

Ранние, рифейско-ранневендские, авлакогены наиболее широко развиты и изучены на Восточно-Европейской платформе. Это узкие, вытянутые на сотни километров ступенчатые грабены, выполненные рифейскими и нижневендскими, главным образом терригенными и отчасти вулканогенными, формациями общей мощностью до 3—5 км, ориентированные в северо-восточном (Волынско-Оршанский, Средне-Русский, Московский авлакогены), субмеридиональном (Кировский, Доно-Медведицкий, Бузулукско-Кушумский, Камско-Бельский), северо-западном (Пачелмский, Кандалакско-Двинский, Карецко-Лешуконский, Предтимаанский, Днепровско-Донецкий рифейский) и широтном (Сергиевско-Абдиулинский, Пугачевско-Челкарский) направлениях. Большинство авлакогенов проникают в тело платформы под прямым или косым углом со стороны геосинклинального пояса, являющегося в этап заложения или активизации авлакогенов зоной горизонтального растяжения. Большинство ранних авлакогенов приурочены к ослабленным зонам фундамента, сложенным образованиями карельской или свекофенской складчатости и разделяющим архейские блоки [3, 5]. Ранние авлакогены установлены также на Сибирской (Уринский, Иркинеевский, Уджинский), Северо-Американской (Уичита и др.), Африканской (Угарта и Гурма) и Австралийской (Амадиес, Нгелия и др.) платформах. Многие ранние авлакогены (Кировский, Доно-Медведицкий, Амадиес и др.) испытывали новые активные дифференцированные опускания в палеозое, иногда довольно значительные и на весьма широкой площади (Днепровско-Донецкий авлакоген).

Строение поверхности фундамента и пород, выполняющих ранние авлакогены, определяется системами продольных и поперечных разломов сбросового типа. Сложные системы продольных сбросов, ограничивающих авлакогены, образуют серию тектонических ступеней, разделенных сбросами и погружающихся к осям авлакогенов. Центральные части простых авлакогенов осложнены главным осевым трогом. В сложных авлакогенах к бортам примыкают прибортовые трог, разделенные срединными продольными выступами. Они разбиты поперечными сбросами, иногда сдвигами [3]. Над блоковыми структурами в верхней части чехла развиты отраженные пликативные структуры. В авлакогенах, претерпевших инверсию, над грабенами в образованиях плитного чехла развиты инверсированные антиклинали и валы. Сбросы, развитые в низах чехла, в верхних секциях его, в инверсированных авлакогенах нередко трансформированы во взбросы. В ряде авлакогенов (Амадиес и др.) в процессе сжатия произошел срыв чехла по пластичным, в том числе соленосным, толщам с образованием серий чешуй, разделенных надвигами и осложненных фронтальными антиклиналями и валами.

Нефтегазоносность ранних авлакогенов изучена слабо. Они преимущественно газоносны [6]. В авлакогене Амадиес на месторождениях Оорамина газоносны песчаники верхнего протерозоя, на месторождениях Мерини и Палм-Велли газоносны песчаники кембрийско-ордовикской свиты Пакута, песчаники и алевролиты ордовикских свит Стейруэй и Хорн-Велли. На месторождениях Мерини газовая залежь высотой свыше 300 м подстилается нефтяной залежью мощностью свыше 100 м. Покрышками служат глины и алевролиты, ловушками — антиклинали, осложненные галокинезом [11].

В выполняющих ранние авлакогены Восточно-Европейской платформы рифейских и вендских отложениях промышленных залежей нефти пока не установлено. Невысокий нефтегазогенерирующий потенциал преимущественно терригенных и вулканогенных рифейских и вендских отложений, их большая древность и разломно-блоковая тектоника в сочетании с длительными перерывами в осадконакоплении не благоприятствовали формированию и особенно сохранению залежей нефти и газа в ранних авлакогенах древних платформ, поэтому перспективы их весьма ограничены.

Поздние авлакогены установлены на Восточно-Европейской (Припятско-Донецкий), Сибирской (Виллюйский) и Северо-Американской (Вичита, Св. Лаврентия, Оттава) платформах. Авлакогены, заложившиеся в позднем палеозое, развиты на Индостанской (Нармада-Сон, Дамадар, Маханади, Годавари) и Африканской (юго-восточная часть Африки) платформах, однако они активно развивались в мезозое и их едва ли можно считать авлакогенами. На Южно-Американской платформе палеозойский авлакоген предполагается в основании Амазонской синеклизы, прогибы типа авлакогенов (Сьерра Буэнос-Айреса, Неукен-Рио-Негро и Чубут-Сан-Хорхе) осложняют Пампо-Патагонскую плиту [7, 8]. Однако глубинное строение и нефтегазоносность большинства авлакогенов еще слабо изучены, только в авлакогенах Амадиес и Св. Лаврентия открыты единичные газовые месторождения.

Единственным поздним авлакогеном, строение и нефтегазоносность которого изучены достаточно детально, является Припятско-Донецкий. Он может служить тектонотипом поздних авлакогенов и отвечающих им нефтегазоносных областей.

Авлакоген расположен в южной части Восточно-Европейской платформы и вытянут в северо-западном субширотном направлении на расстоянии около 1500 км от р. Дон на востоке до р. Припять на западе, ширина его — до 250 км. Он входит в состав планетарной системы Сарматско-Туранского линеамента [1] и состоит из Припятского прогиба, Брагинско-Лоевской седловины, Днепровского прогиба и Донецкого складчатого сооружения. Припятский и Днепровский прогибы наложены на субмеридиональные архейско-раннепротерозойские структуры кристаллического фундамента. Припятский прогиб своей западной частью наложен на субмеридиональный рифейско-ранневендский Волинско-Оршанский прогиб. Под Донецким складчатым сооружением и восточной частью Днепровского прогиба (восточнее Полтавы) установлен глубокий (с глубиной залегания фундамента до 20—22 км) и узкий грабен аналогичного простирания [9],

предположительно заполненный рифейскими отложениями мощностью 5—10 км. Если это так, то начало заложения Припятско-Донецкого авлакогена (по крайней мере его восточной части) необходимо отнести к рифейскому времени. В последующем этот грабен был резко расширен и как авлакоген начал интенсивно развиваться во франском веке позднего девона. До среднего девона включительно мощности и фации девонских образований Припятско-Донецкого авлакогена не отличались от соседних территорий Восточно-Европейской платформы. Лишь с позднефранского времени наступило резкое отличие, что, собственно, и связано с формированием авлакогена.

Накопление палеозойских образований авлакогена меняется в направлении с запада на восток. В припятской и северо-западной украинской частях авлакогена (западнее Кошелевского выступа) ведущее значение имеют породы позднедевонского возраста, и тектонику, как и нефтеносность этой части авлакогена, определяет фактически структура девона. Восточнее Кошелевского выступа доминирующее положение занимают каменноугольные отложения, а восточнее Солоховского вала важное значение приобретают и образования ранней перми. Фациальная пестрота верхнедевонских образований авлакогена, резкие изменения мощности отдельных толщ на сравнительно небольшом расстоянии указывают на исключительную тектоническую активность авлакогена в это время — основной этап его развития. Видимо, следует считать, что окончательное завершение развития авлакогена произошло в среднем триасе, так как с позднетриасового и юрского времени вся территория развивалась уже как крупная Украинская (Припятско-Днепровская) синеклиза.

Припятский и Днепровский грабены ограничены разломами, которые представляют собой зоны кулисообразно подставляющих друг друга разрывов типа сбросов с суммарной амплитудой по поверхности фундамента до 3—4,5 км для Припятского грабена и до 5—7 км для Днепровского.

Припятский прогиб выполнен среднедевонско-среднетриасовым структурным комплексом, образованным терригенными и терригенно-карбонатными формациями девона и карбона, а также галогенными формациями франского и фаменского ярусов. На востоке прогиба и на Брагинско-Лоевской седловине развита верхнедевонская щелочно-ультраосновная—щелочно-базальтоидная формация. Завершают комплекс молассоидные пестроцветные формации триаса. Общая мощность осадочного выполнения прогиба достигает 4—6 км.

Следует отметить, что район Черниговско-Брагинского выступа, примыкающего к Припятскому прогибу с востока, отличается от остальной части авлакогена большим количеством разновозрастных девонских эффузивов. Вулканогенные образования в девоне здесь нередко составляют 75—85% всего разреза. Этот район, захватывающий самую восточную окраину припятской части авлакогена и территорию до Кошелевского выступа на востоке, является районом наиболее интенсивного развития вулканизма и характеризуется весьма сложным блоковым строением.

Поверхность фундамента и низы чехла Припятского прогиба суб-

региональными разломами субширотного простирания разбиты на ступени, выступы, грабены и горсты с преимущественно моноклинальным падением: северным на севере и южным на юге прогиба. В поднятых частях ступеней в подсолевых отложениях выделяются зоны приразломных поднятий, в погруженных — зоны приразломных опусканий. Локальными разломами они разбиты на блоки и осложнены гемиянтиклиналями, структурными носами, гемисинклиналями и синклиналями. Структура подсолевых отложений пликативно-блоковая. По особенностям строения поверхности фундамента, структурных подразделений чехла, характеру геофизических полей и нефтегазозности в Припятском прогибе обособляются Северная, Центральная и Южная структурные зоны, в пределах которых как структуры второго порядка по подсолевому комплексу отчетливо выделяются ступени (Березинская, Речицко-Шатилковская и др.), погребенные выступы (Петриковский и др.), горсты (Наровлянский) и грабены (Ельский). Достаточно четко намечается поперечная зональность: выделяются Западная, Срединная и Восточная зоны.

В фаменской, в меньшей степени во франской соленосных толщах проявился галокинез. Поэтому тектонические формы ливенско-елецкого подэтажа, включающего нижнесоленосные и межсолевые отложения, отличаются переходным характером между преимущественно блоковыми и пликативно-блоковыми структурами подсолевых отложений и пликативными — верхнесоленосных и надсолевых отложений. В них выделяются как ступени, выступы, зоны приразломных поднятий и опусканий, так и валы, синклинальные зоны, антиклинали и синклинали. Структура подэтажа преимущественно блоково-пликативная. Для верхней соленосной толщи и покрывающих отложений характерны четко пликативные формы: антиклинали, брахиантиклинали, купола, синклинали, брахисинклинали, мульды, которые группируются в протяженные валы и синклинальные зоны субширотного простирания.

Днепровский прогиб выполнен формациями терригенно-карбонатной, соленосными, карбонатной и вулканогенно-осадочной среднего—верхнего девона, терригенной пестроцветной, терригенно-угленосной и терригенно-карбонатной карбона, пестроцветной терригенной, соленосной и красноцветной перми и триаса. В разрезе широко развита базальтовая и риолитово-базальтовая формация верхнего девона мощностью до 2 км.

Поверхность фундамента и подсолевые отложения Днепровского прогиба имеют сложную пликативно-блоковую структуру. Здесь выделяются многочисленные выступы и впадины, ограниченные разломами амплитудой 200—500, реже до 1000 м, с перепадами глубин 1,5—3 км, иногда до 3—4 км. В их расположении наблюдается определенная закономерность: вдоль северной и южной зон краевых разломов протягиваются цепочки продольных впадин, они разделены седловинами и выступами и ограничены продольными выступами от центральной части прогиба, осложненной крупными глубокими продольными впадинами. В Днепровском прогибе не установлено такой упорядоченной блоковой структуры, как в Припятском прогибе, а ее облик более пликативный, что, видимо, обусловлено как различиями

в субстрате и истории развития, так и степенью изученности подсолевого комплекса.

В Днепровском прогибе активно проявилась соляная тектоника в верхнефранской соленосной толще, которая во многом определяет структурный план всех покрывающих ее отложений. В них развиты продольные соляные валы, осложненные криптодиапирами и диапирами, и обособленные поднятия с различным уровнем подъема соляных массивов. Соляные валы и поднятия тяготеют к впадинам, склонам выступов, и, видимо, линейность их тесно связана с продольными разломами в фундаменте и подсоловом ложе.

Припятско-Донецкий авлакоген относится к структурам деструктивного ряда, его земная кора преобразована и утонена. Мощности гранитного слоя под Днепровским грабеном на 5—6, а базальтового на 13—18 км меньше, чем под Украинским щитом и Воронежской антеклизой. Их поверхности образуют крупный прогиб, которому отвечает поднятие поверхности Мохоровичича: глубина ее залегания увеличивается от 30 км под грабеном до 50 км под щитом и массивом. Глубинная структура земной коры авлакогена асимметрична. Южный краевой разлом круче северного, фундамент на южном борту залегает выше, чем на северном, к югу от авлакогена мощность консолидированной коры больше, северная часть грабена более прогнута, а мощность консолидированной коры в ней меньше [9].

Заложение Припятского и Днепровского прогибов как рифтовых структур произошло во франском веке позднего девона. Более древние отложения девона образовались в этап развития этой территории как синеклиз. Породы мезозоя и кайнозоя образуют единую пологую Припятско-Днепровскую (Украинскую) синеклизу.

Особенности строения и формирования определяют своеобразие нефтегазоносности Припятской и Днепровской нефтегазоносных областей. В Припятском прогибе все месторождения открыты в подсоловых и межсоловых, в Днепровском — в надсоловых отложениях.

Продуктивные горизонты Припятского прогиба можно сгруппировать в три основных нефтеносных комплекса: подсоловой преимущественно терригенный, подсоловой карбонатный и межсоловой. Немногим более половины всех прогнозных запасов нефти относится к межсоловому комплексу, примерно на 10% меньше — к подсоловому карбонатному и менее 10% приходится на подсоловой терригенный.

В сульфатно-карбонатно-терригенной и терригенной формациях подсолового терригенного комплекса коллекторами нефти являются песчано-алевритовые породы пярнуского, старооскольского, пашийского и кыновского горизонтов и карбонатные породы наровского горизонта. Покрышкой для подсолового терригенного комплекса служат глинистые отложения верхней части пашийско-кыновской толщи и плотные карбонатно-глинистые отложения нижней части саргаевского горизонта.

В карбонатной и сульфатно-карбонатной формациях подсолового карбонатного комплекса коллекторами являются доломиты и доломитизированные известняки, часто органогенного типа верхней части саргаевского, семилукского и нижней части воронежского горизонтов. Наиболее широко коллекторы развиты в семилукском горизонте,

где их открытая пористость обычно 4,5—8%, а в отдельных случаях достигает 15% и более. Региональной покрывшей подсолевого карбонатного комплекса служат глинистые и глинисто-карбонатные отложения евлановского горизонта и нижняя (ливенская) соленосная толща.

Межсолевая толща формировалась в условиях некомпенсированного глубоководного бассейна в центре прогиба, обрамленного на севере и западе карбонатным, а на юге терригенным шельфом. Близ южного борта прогиба и у Микашевичско-Житковичского выступа в районах интенсивного поступления терригенного материала в бассейн широко развиты песчаники и алевроиты с открытой пористостью до 15—20% и более. В северной и западных шельфовых частях прогиба коллекторами являются доломиты, зачастую развитые по биогермам с открытой пористостью 8—10%, местами 20% и более. В депрессионной части прогиба распространены глинисто-карбонатные породы, и их коллекторские свойства резко ухудшаются. Региональной покрывшей для межсолевого нефтеносного комплекса служит верхняя (лебедянская) соленосная толща.

Основное количество нефти связано с комплексами отложений, соответствующими главным этапам погружения крупных отрицательных структур. Эта зависимость четко прослеживается на примере Припятского прогиба, в котором региональная нефтеносность связана с девонскими формациями, имеющими максимальные мощности и накапливавшимися со скоростью многих десятков—первых сотен метров в 1 млн. лет, т.е. с основным этапом развития региона.

Данная закономерность соблюдается и в Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области, где основные залежи УВ связаны с каменноугольными и нижнепермскими образованиями, которые здесь по мощности являются доминирующими и скорость накопления которых вполне соизмерима со скоростью накопления девонских отложений в Припятском прогибе.

В Припятской нефтеносной области можно выделить три нефтеносных района: Северный, Центральный и Южный, совпадающих с одноименными структурными зонами. Они отличаются строением, составом межсолевых нефтеносных комплексов, типом коллекторов и особенностями нефтеносности. В Северном нефтеносном районе в межсолевом нефтеносном комплексе преобладают отложения карбонатного шельфа, в том числе рифогенные образования, на большей части Центрального района развиты депрессионные глинисто-карбонатные породы, в Южном районе — образования терригенного шельфа.

В подсолевом комплексе нефтенакпление контролировалось преимущественно тектоническим фактором, а именно блоковой тектоникой, в межсолевом комплексе, помимо тектонического фактора, большое влияние на нефтенакпление оказывал литолого-фациальный состав отложений. Большинство месторождений открыто в Северном нефтеносном районе, что объясняется более благоприятными в его пределах тектоническими, литолого-фациальными, геотермическими и гидрогеологическими условиями нефтеобразования, нефтенакпления и консервации залежей. Асимметрия нефтеносности Припятской нефтеносной области обусловлена десимметрией строения и развития Припятского прогиба.

Нефтяные месторождения группируются в зоны нефтенакпления, которые контролируются зонами приразломных поднятий. Зоны поднятий, в свою очередь, контролируются субрегиональными разломами, разделяющими ступени, и иногда локальными разломами, их осложняющими.

В пределах зон нефтенакпления залежи контролируются локальными поднятиями: блоками, гемиантиклиналями, антиклиналями. Все залежи можно подразделить на четыре типа: структурные, литологически экранированные, стратиграфически экранированные и связанные с рифогенными образованиями. Залежи структурного типа делятся на два типа: тектонически экранированные и сводовые. Первые наиболее многочисленны: к ним принадлежат все залежи подсолевых терригенного и карбонатного комплексов. Экранирование нефтяных залежей обусловлено тектоническим контактом пород-коллекторов с непроницаемыми или слабо проницаемыми породами. Залежи сводового типа немногочисленны, связаны только с межсолевым комплексом и контролируются ненарушенными антиклиналями или антиклиналями, осложненными разрывами. Литологически экранированные залежи установлены в выклинивающихся пластах-коллекторах в межсолевом и верхнесоленосном комплексах. Стратиграфически экранированные залежи разведаны в межсолевых отложениях, срезанных эрозией и несогласно перекрытых верхней соленосной толщей.

По тектоническому положению и степени структурного контроля Р.Е. Айзберг и соавторы разделили структурные ловушки на 3 группы. Большинство месторождений Припятской нефтеносной области приурочено к ловушкам с тройной степенью структурного контроля. Ловушки с тройной степенью структурного контроля приурочены к зонам приразломных поднятий, расположенных на участках сочленения ступеней вдоль субрегиональных разломов. Они обладают наиболее высоким структурным уровнем, значительным объемом, наибольшими нефтесборными площадями и характеризуются длительным консидиментационным развитием. Изгибы субрегионального разлома по простиранию создают благоприятные условия для формирования замкнутых вдоль разлома ловушек, большая амплитуда разломов обеспечивает надежный контакт коллекторов с солью. В позднезادонское время разлом контролировал границу шельфа и депрессии, что создавало благоприятные условия для развития вдоль него рифогенных построек — пород с хорошими коллекторами. Обширные размеры Речицко-Шатилковской ступени обеспечивали значительную нефтесборную площадь, а наиболее интенсивная прогретость — благоприятные условия для генерации нефти.

Месторождения в ловушках с двойной степенью структурного контроля встречаются значительно реже и расположены в зонах нефтенакпления, контролируемых локальными разломами в погруженной части Речицко-Шатилковской ступени.

Месторождения в ловушках с одинарной степенью структурного контроля единичны.

Северный нефтеносный район в целом характеризуется наиболее благоприятными условиями генерации УВ, аккумуляции их и сохране-

ния залежей, что подтверждается и практикой поисково-разведочных работ. Обусловлено это наличием относительно крупных ловушек (по сравнению с Центральным районом), региональным развитием карбонатных коллекторов в подсолевом и межсолевом комплексах и надежной гидрогеологической закрытостью.

Перспективы нефтеносности Центрального района снижаются в связи с развитием депрессионных фаций в межсолевых отложениях и интенсивной разблокированностью подсолевых и последовательным раскрытием блоков к западу и востоку. В Южном районе перспективы нефтеносности снижаются в основном за счет малоблагоприятных структурных условий и менее благоприятных, чем в Северном, гидрогеологических условий для сохранения залежей.

В надсолевых отложениях прогиба залежи нефти и газа не обнаружены, хотя они пройдены несколькими тысячами скважин. Они менее перспективны по сравнению с подсолевыми и межсолевыми, так как надежно изолированы от них верхней соленосной толщей, а собственный их генерационный потенциал УВ невысок. В сводах криптодиapiroвых соляных поднятий отмечаются брекчии, насыщенные густой, тяжелой и окисленной нефтью, что указывает на плохие условия сохранения залежей нефти в этом комплексе, по крайней мере в пределах приподнятых локальных структур.

В Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области, как и в Припятской, также выделяются три зоны: Центральная, Южная и Северная [2] на основании изменения глубин залегания каменноугольных и докаменноугольных отложений, степени проявления соляного тектогенеза и характера гравитационного поля, отражающего рельеф и особенности строения платформенного чехла. Эти три зоны по аналогии с Припятским прогибом можно выделить и как самостоятельные крупные нефтегазоносные районы. В указанных зонах Б.П. Кабышев как структуры следующего порядка выделил 10 крупных и 37 малых валов, а также ряд депрессий, их разделяющих и простирающихся в основном в северо-западном направлении [4]. Это структурное районирование вполне сопоставимо с таковым для Припятского прогиба по верхнесолевым и подсолевым отложениям.

Что касается районирования подсолевого комплекса, то в Днепровско-Донецкой впадине он еще крайне слабо изучен.

В Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области известно 6 этажей (комплексов) нефтегазоносности: юрский, триасово-верхнепермский, нижнепермско-верхнекаменноугольный, среднекаменноугольный, нижнекаменноугольный и девонский (пока выделяется как единый перспективный). Месторождения нефти и газа приурочены в основном к локальным антиклинальным или брахиантиклинальным структурам, в различной степени осложненным разрывными нарушениями и соляным тектогенезом. Единичные залежи являются литологически ограниченными (не считая экранированных телом соляного штока). Залежи типа подсолевых в Припятском прогибе, приуроченные к моноклинальным блокам, ограниченными разрывными нарушениями, в Днепровско-Донецкой впадине пока не установлены. Надо заметить, что залежи нефти и газа в Днепровско-Донецкой нефтегазоносной об-

ласти в целом более простого строения, чем в Припятской (преобладают свободные пластовые и массивные), но крупнее и, видимо, в большинстве случаев более молодые, вторично переформированные (по крайней мере в верхних трех комплексах).

Вышеназванные 6 нефтегазоносных комплексов являются неравнозначными. Основное количество месторождений и залежей связано с нижнекаменноугольными образованиями, однако основные разведанные запасы УВ приурочены к нижнепермско-верхнекаменноугольному этажу (67%), который контролируется наиболее выдержанной и региональной покрывкой нижнепермской соли или глин пересажской свиты. Юрский газоносный и триасово-верхнепермский нефтегазоносный комплексы не имеют большого промышленного значения. Залежи нефти и газа сосредоточены в нескольких месторождениях средней части впадины и являются явно вторичными, молодыми.

В отличие от Припятской нефтегазоносной области в Днепровско-Донецкой девонский нефтеносный комплекс пока изучен весьма слабо.

Приведенный анализ строения и нефтегазоносности некоторых авлакогенов древних платформ позволяет сделать следующие выводы.

1. Бесспорно, более перспективными в нефтегазоносном отношении являются поздние (палеозойские) авлакогены.

2. Интервал нефтегазоносности в них связан с осадками основного этапа развития. Лишь небольшие вторичные залежи встречаются в более молодых образованиях.

3. Разрез осадочных образований авлакогенов является в основном разрезом эпиконтинентальных мелководных бассейнов, характеризующихся фаціальным многообразием, в большинстве случаев с компенсированным осадконакоплением и образованием рифогенных построек.

4. Для авлакогенов характерны эффузивы, приуроченные к основному этапу их развития, и эвапориты.

5. Зоны нефтегазонакопления связаны как с валообразными поднятиями, так и с приразломными зонами.

6. Типичным является многообразие типов залежей, приуроченных к пликвативным и дизъюнктивным структурам, рифогенным постройкам, литологическим замещениям и ловушкам.

7. Судя по результатам нефтепоисковых работ в Припятско-Донецком авлакогене, поздние авлакогены древних платформ перспективны в нефтегазоносном отношении.

ЛИТЕРАТУРА

1. Айзберг Р.Е., Гарецкий Р.Г., Синичка А.М. Сарматско-Туранский линеймент земной коры. — В кн.: Проблемы теоретической и региональной тектоники. М.: Наука, 1971, с. 41—51.
2. Буялов Н.И., Савченко В.И., Цыпко А.К. О структурной взаимосвязи Днепровско-Донецкой и Припятской впадин в девоне и закономерностях нефтегазонакопления. — Сов. геология, 1970, N 10, с. 10—31.
3. Валеев Р.Н. Авлакогены Восточно-Европейской платформы. М.: Недра, 1978. 152 с.
4. Кабышев Б.П. Крупномасштабная тектоническая карта Днепровско-Донецкой впадины. — Геол. журн., 1980, т. 40, N 6, с. 10—18.
5. Милановский Е.Е. Рифтовые зоны континентов. М.: Недра, 1976, 278 с.
6. Соколов Б.А. Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. М.: Наука, 1980. 242 с.

7. Хаин В.Е. Региональная тектоника. Северная и Южная Америка, Антарктида и Африка. М.: Недра, 1971. 548 с.
8. Хаин В.Е. Региональная тектоника. Внеальпийская Азия и Австралия. М.: Недра, 1979. 356 с.
9. Чирвинская М.В., Солмогуб В.Б. Глубинная структура Днепровско-Донецкого авлакогена по геофизическим данным. Киев: Наук. думка, 1980. 177 с.
10. Шатский Н.С. О прогибах донецкого типа. — В кн.: Избр. тр. М.: Наука, 1964, т. 3, с. 544—553.
11. Wells A.T., Forman D.J., Ranford L.C. The geology of the north-western part of the Amadeus Sasin, Northern Territory. — Rep. Commonw. Austral. Dep. Nat. Develop. Bur. Miner. Resour., Geol. and Geophys., 1965, N 85, с. 27—41.

УДК 551.243.12:553.98

В.К. Гавриш

ПЛАТФОРМЕННЫЙ РИФТОГЕНЕЗ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Рифты, по представлениям автора этого термина Д.Грегори, — это крупные грабены, ограниченные нормальными сбросами, которые образовались, по данным Г.Клосса [1], в результате горизонтальных растяжений, возникающих при поднятиях крупных сводов земной коры. О классификации и генезисе рифтов существуют различные точки зрения. Е.Е. Милановский [2], например, по глубинному строению земной коры предлагает разделять рифтовые зоны на три основные группы: 1) океанические (внутриокеанические), в которых как осевой грабен (собственно рифт), так и его обрамления имеют кору океанического (или близкую к нему) типа; 2) межматериковые, в которых рифт характеризуется корой океанического или близкого к нему типа, а "плечи" — материковой корой; 3) материковые (внутри-материковые), в которых как сам рифт, так и его "плечи" имеют кору материкового типа (под рифтом обычно уменьшенную).

Среди последней группы нами выделяется платформенный тип, к которому мы относим современный мегарифт Грегори, объединяющий Кенийский и Эфиопский макрорифты, а также позднедевонский Доно-Днепровский (ДДР), в состав которого входят Припятский и Днепровско-Донецкий, состоящий из Среднеднепровского и Приднепровского, а также Западно-Донбасского, Донецкого и Карпинского макрорифтов [3]. Р.Е. Айзберг, Р.Г. Гарецкий, А.М. Синичка [4] предполагают, что Доно-Днепровский мегарифт входит в состав Скифско-Туранского линейного элемента, простирающегося в северо-западном направлении от Подляско-Брестского прогиба до Гиссарского хребта на расстояние свыше 4000 км.

Мегарифт Грегори также является частью Восточно-Африканской рифтовой системы, ориентированной в близмеридиональном направлении и простирающейся на расстоянии свыше 5500 км.

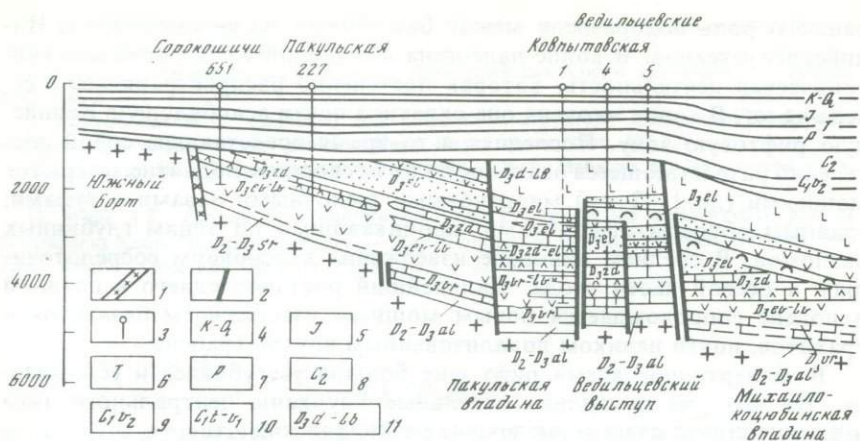
Он имеет позднее палеогеновое заложение и длительное (до настоящего времени) развитие. Входящий в его состав Кенийский макрорифт [2] относится к сводово-вулканическому типу рифтовых зон, который формировался в воздымающемся своде крупного меридионально ориентированного поднятия докембрийского фундамента, иг-

равшего роль водораздела между бассейнами Атлантического и Индийского океанов. В конце палеогена в северной Кении началась вулканическая деятельность, которая постепенно распространялась с севера на юг. В конце миоцена она охватила почти всю будущую Кенийскую рифтовую зону. Последняя в то время представляла собой постепенно разрастающееся овальное пологое сводовое поднятие, покрытое мощными (до 1—2 км) миоценовыми щелочными лавами и туфами, главным образом офиолитами, проникавшими по зонам глубинных разломов. В среднем плиоцене извержения в основном сосредоточились в осевой части свода. Дальнейший рост последнего в позднем плиоцене сопровождается новым мощным извержением базальтов и трахитов, почти целиком локализованным внутри грабена.

В четвертичное время рифт еще больше усугублялся и усложнялся. На его дне появились отдельные вулканы центрального типа и их сателлиты, лавы — щелочные различной кислотности.

По поверхности верхней части вулканических образований описываемый рифт имел ширину в несколько десятков километров, увеличивающуюся к концам свода. Относительная глубина рифта не превышает 0,5—1,5 км, уменьшаясь к его концам. Однако по подошве "рифтового" комплекса, по мнению Е.Е. Милановского [5], амплитуда рифта может достигать 2—3 км вследствие заполнения грабена после основной фазы проседания вулканогенными и континентальными осадками. Приуроченность Кенийского рифта к Восточно-Африканской рифтовой системе, простирающейся в близмеридиональном направлении на значительное расстояние, дает основание предполагать, что он связан с трансрегиональным разломом. Длительно развивавшиеся подвижки вдоль разлома объясняются не дрейфом континентов, а зональным расширением Земли, о чем в какой-то мере свидетельствуют высказывания Б.Г. Бекера и других о том, что хотя рифты Кении и связаны с мировой рифтовой системой, однако они имеют незначительную скорость раздвижения (до 9,5 мм в год) и существенно отличаются от трогов Красного моря и Аденского залива, где скорость достигает 1—2 см в год. Последняя в срединно-океанических хребтах превышает 10 см в год.

Формирование Доно-Днепровского палеорифта происходило главным образом в позднедевонскую эпоху. Анализ распространения досреднедевонских отложений и мощности земной коры позволяет предполагать, что заложение ДДР происходило в своде крупного Воронежско-Украинского щита, ось которого ориентирована в северо-западном направлении по линии Гродно—Мозырь—Полтава—Донецк, на расстоянии свыше 2500 км. Апикальная точка этого свода, очевидно, располагалась вблизи г. Чернигова, т.е. на Черниговской седловине, разделяющей Припятский и Днепровско-Донецкий рифты. Здесь рифт имеет минимальную ширину (65 км), минимальную (до 35 км) мощность земной коры, максимальную (до 1000 км) ширину свода, большую (до 4—5 км) суммарную амплитуду краевых глубинных разломов рифта, максимальную (до 2—3 км) мощность (рисунок) и максимальный объем (около 7000 км³) вулканических образований [8].



Схематический сейсмогеологический профиль по линии Сорокошичи—Репки (составили В.К. Гавриш, Т.В. Гусынина, Л.И. Рябчун)

1 — краевые разрывы Барановичско-Астраханского и Припятско-Маньчского глубинных разломов Доно-Днепровского рифта; 2 — разрывные нарушения; 3 — скважины; 4—8 — кайнозойские и мезозойские отложения; 4 — кайнозойские и меловые отложения, 5 — юрские, 6 — триасовые, 7 — пермские, 8 — среднекаменноугольные; 9 — верхневизейские; 10 — нижневизейско-турнейские;

В северо-западном и юго-восточном от Черниговской седловины направлениях происходит уменьшение площади распространения кембрийско-нижнедевонских отложений, а также увеличение ширины рифта (до 175 км) и мощности земной коры (до 45 км и более). При этом амплитуда северного (Припятско-Маньчского) и южного (Барановичско-Астраханского) краевых глубинных разломов ДДР уменьшается, а позднедевонские эффузивные образования полностью отсутствуют. В восточной части Припятского рифта, примыкающего к Черниговской седловине на Первомайской и других площадях, в толще соли встречаются лишь небольшие прослои туфов.

Такое поведение краевых разломов и ширины рифта наблюдается также в области затухания свода, развивающегося над удлинённой моделью астенолита [5]. Это свидетельствует о том, что заложению Доно-Днепровского рифта, как и Кенийского, предшествовали интенсивные восходящие движения расширяющегося астенолита в слое Гутенберга, способствовавшие воздыманию земной коры, горизонтальному растяжению ее верхних горизонтов и проседанию дислоцированного разломами свода по создавшейся расселине [9—15]. Кроме приведенных фактов, подтверждается также уменьшение мощностей в досреднедевонском своде Воронежско-Украинского щита не только "гранитного" и "базальтового" слоев, но и осадочно-вулканогенных белорусско-валдайских образований от 1204 и 961 м соответственно в с. Горохове и г. Могилеве на крыльях досреднедевонского палеосвода до 360 м и менее в его своде, или в наиболее прогнутой части Припятского рифта, вдоль оси Оршано-Крестецкого грабена северо-восточной ориентировки, что невозможно объяснить только горизонтальным утонением без разрыва сплошности пород. Скорее всего такое уменьшение мощности пород происходило как за счет растяжения,



11—18 — девонские отложения: 11 — данково-лебедянские, 12 — елецкие, 13 — задонские, 14 — свлаовско-ливенские, 15 — воронежские, 16 — алатырские, 17 — семилукско-саргавские, 18 — средне-девонские; 19 — соль нижняя; 20 — соль верхняя; 21 — ритмичное переслаивание известняков, ангидридов, мергелей и аргиллитов; 22 — карбонатно-глинистые отложения; 23 — разнозернистые песчано-глинистые; 24 — кислые и основные эффузивно-туфогенные образования; 25 — докембрийские гранито-гнейсы

так и в результате размыва пород в пределах периодически воздымающегося свода.

О периодическом воздымании центральной части рифта и рифтогена в целом свидетельствует цикличность осадконакопления фанерозойских отложений, инверсия геотектонического режима и перерыва в осадконакоплении. В развитии Доно-Днепровского рифтогена выделяется 18 циклоэпох [3]. Наибольшей длиной волны и максимальной интенсивностью восходящих движений подкорового субстрата обладала позднедевонская рифтогенная циклоэпоха, когда происходило четырехкратное [8] излияние щелочно-ультраосновной—щелочно-базальтоидной магмы, содержащей мощные толщи агломератовых лав, характерных, по данным З.М. Ляшкевич и соавторов [16], для Восточно-Африканского и других рифтов. В конце второго (ливенского) тектоно-магматического цикла Доно-Днепровский рифт напоминал современный Кенийский рифт. Позднедевонские рифтогенные, революционные, по В.А. Обручеву [17], этапы магматического излияния чередовались с синеклизными эволюционными или близкими к ним этапами, проходившими в воронежское, задонское и елецко-лебедянское время.

В эти и особенно в каменноугольно-антропогеновые эпохи синеклизного развития региона интенсивность восходящих движений затухала и преобладали нисходящие движения, обусловленные сжатием подкорового субстрата. Если допускать, как предполагал Н.Ф. Балуховский [18], что формирование ДДР происходило в результате только горизонтального растяжения земной коры, дислоцированной продольным глубинным разломом, то в центральной части ДДР, подобно Красноморскому приосевому рифту, должен формироваться целевой грабен, заполненный тяжелыми мантийными породами. В

действительности скважины, пробуренные в приосевой части Припятского и Днепровско-Донецкого рифтов, вскрыли гранито-гнейсы такого же возраста, как и на бортах Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) [19], а щелевые грабены установлены в зонах краевых разломов. Причем амплитуда Каландинцевского грабена, расположенного в зоне южного (Припятско-Маньчского) разлома, по задонским терригенным отложениям превышает 3600 м, в то время как амплитуда Лесковского грабена по тем же отложениям не превышает 1900 м. Такое формирование краевых внутриразломных грабенов находится в полном соответствии с интенсивностью воздымания земной коры. Зона максимального накопления или сохранения от размыва каменноугольно-антропогенных отложений смещалась к северу, а ось максимального воздымания подкорового субстрата отклонялась к югу. Это также согласуется с распределением полей всестороннего растяжения (сжатия) в "базальтовом" слое, рассчитанных В.Г. Гутерманом и А.В. Чекуновым, и максимальным вектором растяжения.

Если бы рассматриваемый регион формировался только за счет горизонтального растяжения дислоцированной продольным глубинным разломом земной коры [18], то зона максимального погружения пород и щелевые грабены постоянно находились бы в приосевой части рифта и цикличность, а также региональные предкаменноугольные, предднеперские и предтретичные перерывы в осадконакоплениях вряд ли могли проявляться. Трудно себе представить, что только при горизонтальном движении (растяжении) глыб земной коры и одностороннем вращении Земли могли многократно периодически повторяться сжимающие усилия и воздымания земной коры не только в грабене, но и на бортах ДДВ, хотя одноактные сжатия пород горизонтальным сдавливанием отдельных блоков на платформе автором [21] допускаются. Поэтому формирование Доно-Днепровского рифта и перекрывающей его синеклизы, или рифтом рожденной структуры (рифтогена), в целом проще всего объяснить пульсационной гипотезой [2, 6, 21], т.е. расширением и сжатием астеносферного слоя. Интенсивное расширение последнего с большой длиной волны приводило к трансформации вертикальных движений в горизонтальное растяжение земной коры, что способствовало формированию рифта, а менее интенсивные расширения с небольшой длиной волны благоприятствовали инверсии геотектонического режима и перерыву в осадконакоплении.

Сжатие подкорового субстрата приводило к синеклизному или миогеосинклиальному погружению региона и пликативному накоплению осадков как на рифтогенном, так и синеклизном этапах развития региона.

Вместе с тем произведенные нами математические расчеты [3] показали, что такую большую амплитуду краевых разломов ДДР (5—6 км) нельзя объяснить только расширением астеносферного слоя. Необходимы еще дополнительные горизонтальные растяжения дислоцированной глубинными разломами глыбы земной коры. Однако величина этих горизонтальных растяжений была незначительна и при одноактном

воздымании, вероятно, не превышала первых километров, т.е. в платформенном рифтогенезе в отличие от океанического величина горизонтального смещения земной коры, видимо, была незначительной.

Нефтегазонакопление находилось в тесной связи с пульсационным расширением атмосферного слоя, обусловленным радиоактивными [21] или полиморфными [22] процессами. Во время интенсивного расширения астеносферного слоя, т.е. рифтогенеза, происходили раскрытие магмоподводящих глубинных разломов, миграция магмы, а также различных, в том числе и углеводных, газов из мантии и осадочной толщи земной коры главным образом в атмосферу, поскольку большинство разломов имели глубокое заложение и были зияющими, а мощные девонские соли не имели субрегионального распространения [23]. Этапы рифтогенного развития региона, очевидно, не были благоприятными для формирования нефтегазовых месторождений. Видимо, не случайно пробуренные на Черниговской седловине, где позднедевонский рифтогенез был весьма интенсивным, многочисленные глубокие скважины не привели к открытию промышленных скоплений углеводородов в девонских осадочных и вулканогенных образованиях. В припятской же части Доно-Днепровского рифта, где восходящие движения в периклинальной части астеносферного слоя были менее интенсивны, мелкие промышленные скопления нефти в девонских отложениях пользуются широким распространением. Однако и здесь они связаны с подсолевыми (среднедевонскими) или межсолевыми (задонскими) породами, осадконакопление которых происходило в синеклизном или близком к нему этапам.

Периодические небольшие расширения подкорового вещества, имевшие место на синеклизном этапе развития Доно-Днепровского рифтогена, приводили к короблению слоев в соответствии с хордовой гипотезой [24] или за счет соляного тектогенеза, а также перерыва в осадконакоплении. Эти этапы были более благоприятны для формирования месторождений, в том числе таких, как Шебелинское и Западно-Крестищенское газовые и некоторые нефтяные.

Во время сжатия астеносферного слоя наблюдалось синеклизное погружение региона. Оно иногда сопровождалось короблением слоев и формированием поднятий, благоприятствовавших промышленному скоплению углеводородов. Поэтому рифтогенные этапы развития Доно-Днепровской нефтегазонасыщенной провинции и других регионов в формировании и накоплении углеводородов были менее благоприятны, чем синеклизные. Вместе с тем поскольку на протяжении развития рассматриваемых регионов рифтогенные этапы чередовались с синеклизными, то при прогнозировании промышленных скоплений нефти и газа как на синеклизном, так и рифтогенном этапах следует акцентировать внимание на изучении прежде всего условий палеотектоники и современного структурного плана регионально выдержанных глинисто-карбонатных пород, осадконакопление которых происходило в синеклизные, или близкие к ним этапы геотектонического развития региона. Это будет способствовать повышению эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Cloos H. Hebung—Spaltung—Vulcanismus. — Geol. Rdisch., 1939, N. 202 p.
2. Милановский Е.Е. Некоторые закономерности тектонического развития и вулканизма Земли в фанерозое: Проблемы пульсаций и расширения Земли. — Геотектоника, 1978, N 6, с. 3—16.
3. Гавриш В.К. Глубинные разломы, геотектоническое развитие и нефтегазоносность рифтогенно. Киев: Наук. думка, 1974. 160 с.
4. Айзберг Р.Е., Гарецкий Р.Г., Синичка А.М. Сарматско-Туранский линеймент земной коры. — В кн.: Проблемы теоретической и региональной тектоники. М.: Наука, 1971, с. 41—51.
5. Луцицкий И.В., Бондаренко П.М. Эксперименты по моделированию сводных поднятий Байкальского типа. — Геотектоника, 1967, N 2, с. 3—20.
6. Гавриш В.К. Глубинные структуры (разломы) и методика их изучения. Киев: Наук. думка, 1969. 226 с.
7. Соллоуб В.Б., Чекунов А.В. Стратификация раздела М. — Докл. АН СССР, 1979, т. 244, N 6, с. 1447—1450.
8. Гавриш В.К. О рифтогенезе Днепровско-Донецкой впадины. — Докл. АН СССР, 1981, т. 256, N 6, с. 1474—1449.
9. Муратов М.В., Микумов М.Ф., Чернова Е.С. Основные этапы тектонического развития Русской платформы. — Изв. вузов. Геология и разведка, 1962, N 11, с. 3—36.
10. Богданов А.А., Муратов М.В., Хаин В.Е. Об основных структурных элементах земной коры. — Бюл. МОИП. Отд. геол., 1963, т. 38, вып. 3, с. 3—33.
11. Хаин В.Е. Эволюция земной коры и возможные формы ее связи с процессами верхней мантии. — Сов. геология, 1964, N 6, с. 3—23.
12. Гавриш В.К. Роль глубинных разломов в формировании локальных структур Днепровско-Донецкой впадины (рифтогена). — Геол. журн., 1965, т. 25, вып. 6, с. —23.
13. Бондарчук В.Г. Розвиток вчення по походження і структуру земної кори в роки радянської влади. — Геол. журн., 1967, т. 27, вып. 3, с. 3—16.
14. Доленко Г.Н., Варичев С.А., Галабуда Н.И. О палеозойском этапе формирования Днепровско-Донецкой впадины. — Геотектоника, 1970, N 1, с. 53—61.
15. Кропоткин П.Н., Валяев Б.М. Глубинная тектоника древних платформ северного полушария. М.: Наука, 1971. 392 с. (Тр. Геол. ин-та АН СССР; Вып. 209).
16. Ляшкевич З.М., Завялова Т.В. Вулканизм Днепровско-Донецкой впадины. Киев: Наук. думка, 1977. 176 с.
17. Обручев В.А. Основные черты кинетики и пластики неотектоники. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1948, N 5, с. 13—25.
18. Балуховский Н.Ф. О тектонической природе Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции. — В кн.: Закономерности образования и размещения промышленных месторождений нефти и газа. Киев: Наук думка, 1975, с. 186—192.
19. Гавриш В.К., Клочко В.П., Индутный В.Ф. и др. Про абсолютний вік порід докембрійського фундаменту Доно-Дніпровського прогину. — Доповіді АН УРСР, 1976, сер. Б, N 7, с. 579—582.
20. Гавриш В.К., Рябчук Л.И. Генезис и нефтегазоносность краевых глубинных разломов Днепровско-Донецкого рифта. Киев: Наук. думка, 1981, 161 с.
21. Обручев В.А. Пульсационная гипотеза геотектоники. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1940, N 1, с. 12—30.
22. Субботин С.И., Наумчук Г.Л., Рахимов И.Ш. Мантия Земли и тектогенез. Киев: Наук. думка, 1968. 173 с.
23. Барановская Н.Я. Тектонически экранированные залежи нефти и газа в палеозойских отложениях Днепровско-Донецкой впадины и методика их поисков. Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Львов: УкрНИГРИ, 1979. 26 с.
24. Косыгин Ю.А., Мазницкий В.А. О возможных формах геометрической и механической связи первичных вертикальных движений магматизма и складкообразования. — Бюл. МОИП. Отд. геол., 1948, N 3, с. 9—15.

ОБЩИЕ ТЕКТОНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ НА МОЛОДЫХ ПЛИТАХ

Данные, накопленные главным образом за последние три десятилетия, свидетельствуют о том, что фундамент практически всех платформ является гетерогенным по времени консолидации, в то время как начало платформенной стадии в пределах каждой отдельной платформы примерно одинаково. Отсюда ясна правомерность понятий о древних и молодых платформах и неправомерность понятий об эпиархейских, эпикарельских, эпibaйкальских, эпикаледонских и эпигерцинских платформах.

Действительно, фундамент Западно-Европейской молодой платформы включает массивы байкальской и более древней консолидации и линейные системы каледонского и герцинского возраста, а платформенный режим устанавливается повсеместно в интервале от начала перми до второй половины ранней перми; фундамент Центрально-Евразийской молодой платформы образован массивами карельской (предположительно) байкальской консолидации, линейными складчатыми системами позднебайкальского, каледонского, герцинского возраста и узкими зонами раннекиммерийской складчатости, а платформенный режим установился повсеместно в период от рэта до средней юры.

Критерием времени становления истинно платформенного или ортоплатформенного режима служит начало образования платформенного чехла в пределах плит — чехла, широко распространенного по площади, сложенного формациями платформенного класса с платформенными конседиментационными структурами. Такой принцип определения возраста и исторического единства платформ был предложен в ряде работ [1,8,11] и независимо от этого еще ранее получил практическое использование при составлении мелкомасштабных тектонических карт СССР, Европы и Евразии. Становление платформенного режима не следует непосредственно за консолидацией фундамента. Между этими важнейшими историческими событиями наблюдается перерыв во времени.

В связи с этим возникли понятия о переходных (промежуточных, доплитных) режимах и этапах в становлении платформ. В самом общем понимании переходный этап — это период между завершением геосинклинального этапа развития и началом платформенного этапа, зафиксированного на плитах началом образования ортоплатформенного чехла. Переходный этап и соответствующий ему переходный тектонический комплекс, залегающий между настоящим кристаллическим или складчатым геосинклинальным фундаментом и ортоплатформенным чехлом, являются в определенной мере понятиями собирательными. Впрочем, степень возрастной, структурной и формационной гетерогенности переходных комплексов не следует преувеличивать — она ниже, чем возрастная, формационная, структурная неоднородность фундамента любой платформы.

В состав переходного комплекса молодых платформ входят чехлы

массивов ранней консолидации, средне-верхнепалеозойские комплексы наложенных впадин в каледонидах и в поздних байкалидах и комплекс выполняющий грабенообразные впадины — тафрогены.

Чехлы древних массивов образованы преимущественно платформенными и орогенными формациями, претерпели различные глыбовые дислокации; для них свойственны многочисленные магматические проявления, в том числе и гранитоидный интрузивный магматизм, синхронный орогенезу в сопредельных герцинских или каледонских геосинклинальных системах. В типичном выражении чехлы массивов относительно маломощны и существенно метаморфизованы.

Специфический не геосинклинальный, но и не платформенный средне-верхнепалеозойский комплекс выполняет депрессии типа наложенных межгорных впадин в каледонидах и некоторых байкалидах. Этот комплекс хорошо изучен в Великобритании, в Центральном Казахстане и в Алтае-Саянской области. Он охарактеризован в работах А.А. Богданова, В.И. Дитмара, Н.С. Зайцева, Ю.А. Зайцева, И.В. Лучицкого, О.А. Мазаровича, А.Е. Михайлова, А.А. Моссаковского и др. Стратиграфический диапазон этого комплекса, вертикальный формационный ряд, тип дислокаций и структурные взаимоотношения с подстилающими образованиями фундамента и перекрывающими отложениями ортоплатформенного чехла чрезвычайно сходны во всех впадинах этого типа, в том числе и весьма удаленных друг от друга.

Разрез в этих впадинах начинается девонскими красноцветными молассами и эффузивами, которые в различной последовательности сменяют друг друга в разрезе, далее следуют карбонатные и терригенно-карбонатные формации позднедевонско-раннекаменноугольного возраста, выше которых залегают угленосные или пестроцветные тонкие молассы верхнего палеозоя. С красноцветными молассами иногда ассоциируют эвапоритовые формации. Этот формационный ряд выявляет единый крупный тектоно-седиментационный цикл. Мощности комплекса чаще составляют 4—6 км.

Среди дислокаций этого комплекса резко преобладают различные глыбовые структуры, многие из которых характеризуются длительным конседиментационным развитием. В подошве средне-верхнепалеозойского комплекса наложенных впадин отмечается резкое несогласие. В кровле комплекса несогласие выражено не всегда резко. Средне- и верхнепалеозойские породы в каледонидах и байкалидах подверглись различным стадиям катагенетических преобразований, региональный метаморфизм отсутствует. Типичными примерами наложенных средне-верхнепалеозойских впадин в обнаженных орогенах могут служить Чу-Сарысуйская, Тенизская и Минусинская. Они развиты и под ортоплатформенным чехлом плит.

Линейные грабенообразные прогибы — тафрогены — распространены в зонах с различным возрастом фундамента — от допалеозойских массивов до герцинид. Они имеют существенно различные размеры. Возрастной диапазон комплекса, выполняющего тафрогены, самый узкий — это поздний карбон—ранняя пермь, пермь—триас или поздняя пермь—лейас. Наиболее полные разрезы комплекса тафрогенов включают внизу красноцветные молассы, затем карбонатные и (или)

терригенно-карбонатные формации и завершаются вновь пестроцветными терригенными или терригенно-эффузивными формациями. В качестве примера можно указать разрезы верхней перми и триаса Предкавказья и Мангышлака (рис. 1). Мощность комплексов тафрогенов составляет обычно 2—5 км.

Для тафрогенов весьма характерны глыбовые дислокации. В кровле и подошве комплексов выявляются четкие несогласия. Региональный метаморфизм отсутствует, катагенные преобразования осадочных пород разнообразны. В качестве характерных примеров тафрогенов можно указать Восточно-Манычский в Предкавказье, Туаркырский на Туранской плите, Челябинский на Западно-Сибирской.

Таким образом, под ортоплатформенным чехлом молодых платформ с перерывами, но в целом довольно широко распространены осадочные и осадочно-эффузивные формации переходного комплекса, имеющего в ряде случаев мощность 2—6 км. Характерной особенностью этого комплекса является присутствие в средних частях разреза терригенных сероцветных, терригенно-карбонатных и карбонатных формаций платформенного класса, обогащенных органическим веществом. Эти комплексы дислоцированы более интенсивно, чем ортоплатформенный чехол, однако между ними часто не наблюдается скачкообразного изменения в стадиях катагенеза или так называемых палеогеотермических несогласий. Иначе говоря, современная стадия катагенетической преобразованности пород переходных комплексов, а следовательно, и ОВ была достигнута уже в собственно платформенную стадию, во время образования ортоплатформенного чехла.

Стратиграфический диапазон промышленной нефтегазоносности на молодых платформах очень широк и охватывает отложения от нижнекаменноугольных до неогеновых. Однако основная часть ресурсов УВ связана с нижней частью ортоплатформенного чехла — местами с пермскими, но чаще с юрскими и меловыми отложениями. Это общая специфическая особенность нефтегазоносности молодых платформ. Другой особенностью является большая роль газа в общих ресурсах УВ по сравнению с древними платформами и с молодыми складчатыми областями.

Все молодые платформы Земного шара, кроме Катазиатской, содержат промышленные скопления нефти и газа, хотя масштаб нефтегазоносности различных эпипалеозойских плит резко различен. Неравномерно распределение ресурсов УВ по площади каждой молодой плиты.

Ведущую роль в неравномерном распределении ресурсов УВ по площади молодых платформ играет, несомненно, тектонический фактор. Проведенный многими исследователями анализ убедительно показывает, что в глобальном плане не существует преимуществ каких-либо типов структурных элементов чехла крупного, среднего или локального порядка в концентрации УВ. Разломы различного масштаба играют разнообразную и иногда очень важную роль в формировании и разрушении месторождений, но, видимо, не могут рассматриваться в качестве источников УВ, определяющих образование месторождений или зон нефтегазоаккумуляции.

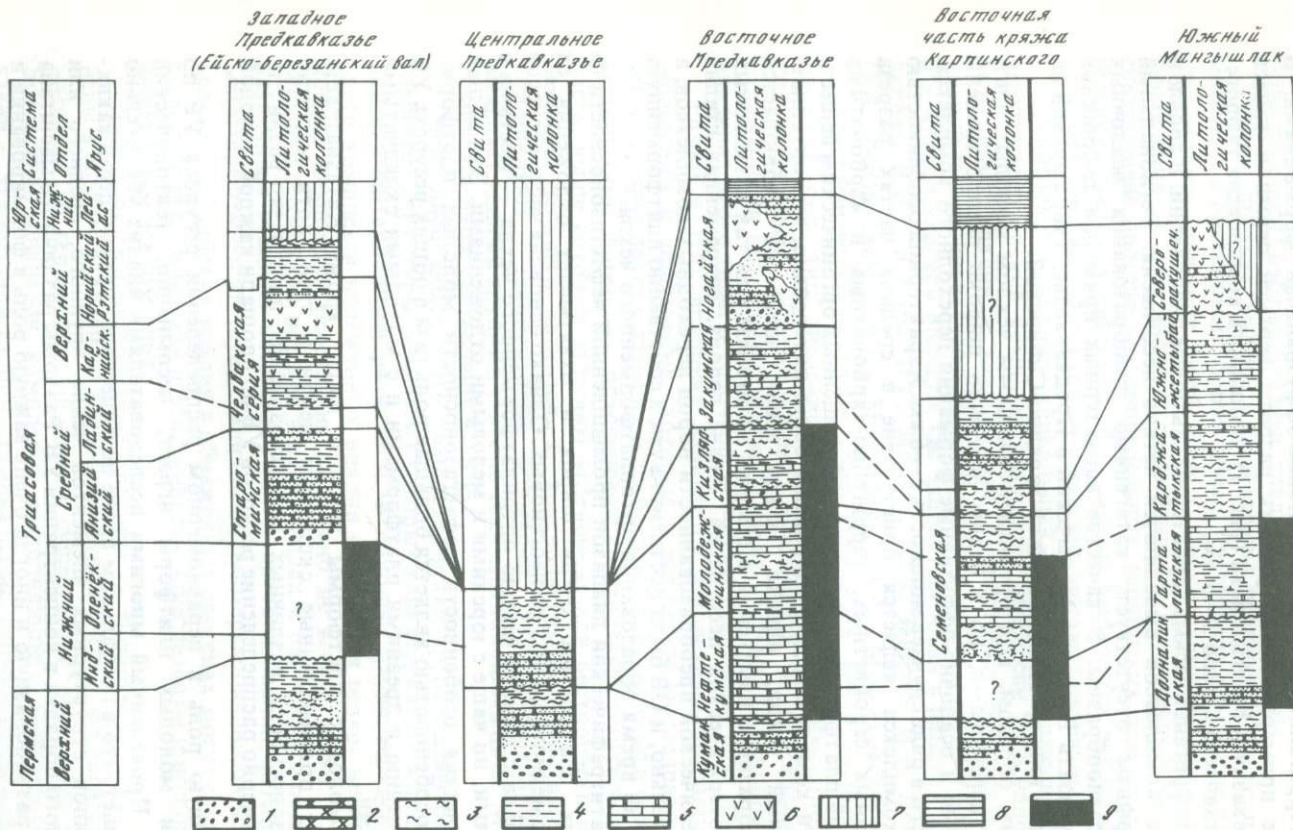


Рис. 1. Сопоставление разрезов пермских и триасовых отложений Предкавказья и Мангышлака (по А. И. Летавину и Л. М. Савельевой).

1 — конгломераты и гравелиты; 2 — песчаники; 3 — алевриты; 4 — глины и аргиллиты; 5 — карбонатные породы; 6 — эффузивные породы; 7 — отсутствие отложений; 8 — юрские породы; 9 — сероцветные преимущественно морские терригенно-карбонатные и карбонатные отложения, которые могут являться нефтепроизводящими

Основная тектоническая закономерность пространственного размещения месторождений, т.е. нефтегазонасыщения ловушек, состоит в их позиции по отношению к крупным депрессиям. Скопления нефти и газа на молодых платформах связаны с глубокими депрессиями, располагаясь в пределах самих депрессий, их бортов и на поднятиях, непосредственно сопряженных с депрессиями.

Вывод о пространственной связи нефтегазоносных областей с зонами погружений земной коры в общем виде не нов. В различной редакции он отмечался С.Ф. Федоровым, И.О. Бродом, А.Л. Козловым, М.К. Калинин, Ф.Г. Гурари, К.Н. Кравченко и многими другими геологами в нашей стране, а также за рубежом. Однако в пределах молодых платформ закономерная сопряженность нефтегазоносных областей и зон нефтегазонакопления с крупными депрессиями проявляется наиболее ярко. При этом правильнее говорить именно о сопряженности зон нефтегазонакопления с зонами прогибания, поскольку нефтегазонасыщенность той или иной структуры определяется не только и не столько степенью ее собственной погруженности, сколько сопряженностью ее с глубокой депрессией. Последние рассматриваются как области питания — нефтегазосборные площади или зоны нефтегазообразования.

Решающее значение для формирования промышленных скоплений нефти и газа имеет глубина депрессии. Чем глубже прогиб, тем больше зон нефтегазонакопления на его борту, тем в более высоких зонах борта встречаются скопления нефти и газа. Крупные поднятия (своды, крупные линейные поднятия) оказываются нефтегазоносными в случае сопряжения с наиболее глубокими впадинами и прогибами. Депрессии с малой амплитудой и соответственно с малой мощностью платформенного чехла оказываются вообще лишеными промышленных скоплений нефти и газа.

Для Туранской и Скифской плит критической глубиной депрессий можно считать 3,5 км. Впадины и прогибы с меньшими мощностями платформенного чехла оказываются здесь не нефтегазоносными [7—9]. В пределах Западно-Европейской платформы, судя по Парижской синеклизе, для нефтегазообразования необходимы несколько меньшие глубины — около 3 км. Сингенетичная, по мнению большинства исследователей, нефтеносность баженовской свиты Западно-Сибирской плиты установлена при глубинах погружения около 2,9—2,8 км в депрессионных зонах. Закономерная структурная приуроченность зон нефтегазообразования к глубоким депрессиям определяется наличием в них необходимых для преобразования исходного органического вещества и первичной миграции углеводородов термодинамических условий, особенно температурных. Различия в критических глубинах депрессий обусловлены различным геотермическим градиентом, а также и разным составом исходного для образования УВ органического вещества.

Итак, зоны нефтегазонакопления закономерно сопряжены с глубокими депрессиями — зонами нефтегазообразования, располагаясь внутри или обрамляя их. Месторождения и запасы нефти и газа размещаются при этом неравномерно по площади.

Крутой борт депрессии содержит обычно большее число место-

рождений и большие запасы, чем пологий [3, 4]. Это связано с рядом обстоятельств. Во-первых, в пределах крутых бортов депрессий обычно выше горизонтальный градиент изменения приведенных напоров пластовых вод, что обуславливает направление в сторону крутого борта наиболее значительного потока элизионных вод и углеводородов. Во-вторых, крутые борта депрессий обычно осложнены более высокоамплитудными структурами, а пологие борта характеризуются более "вялыми" структурными осложнениями. Наконец, крутые борта прогибов иногда характеризуются вторичным улучшением коллекторских свойств пород.

Направление главного миграционного потока пластовых флюидов, определяемое гидродинамическими и структурными условиями, играет важнейшую роль в размещении крупных месторождений нефти и газа. В пределах крутых бортов главные миграционные потоки направляются по структурно наиболее приподнятым зонам, представляющим собой поперечные или диагональные по отношению к борту валообразные поднятия или региональные структурные носы. "Плоские склоны, моноклинали на сочленении областей питания и аккумуляции, лишённые региональных структурных носов, связывающих их между собой, а также относительно опущенные участки региональных склонов, расположенные между региональными структурными носами, в целом менее благоприятны для возникновения наиболее крупных углеводородных скоплений" [6, с. 85].

В случае нефтегазоносности какой-либо более высокой структурной зоны на борту прогиба оказывается нефтегазоносной и относительно погруженная зона, если в ее пределах имеются благоприятные для формирования месторождений ловушки и коллекторы. Эта закономерность, отмеченная ранее М.К. Калинко [5], находит подтверждение в данных исследований Туранской и Скифской плит. В ряде случаев здесь с переходом от более высокой структурной зоны к относительно опущенной возрастает процент продуктивных структур. Такое явление наблюдается, в частности, в Бухаро-Хивинском районе, где от относительно приподнятой Бухарской ступени к относительно опущенной Чарджоуской коэффициент успешности разведки возрастает в полтора раза [7]. При этом возрастает и степень заполненности ловушек углеводородами. Так, на Чарджоуской ступени некоторые залежи контролируются не локальными структурами, а валообразными поднятиями. Закономерность эта вполне понятна: чем ближе к зоне нефтегазообразования, тем вероятнее заполнение ловушки нефтью или газом, однако сделанная выше оговорка о наличии в более погруженной зоне коллекторов и ловушек не случайна. В ряде случаев приосевые зоны нефтегазоносных депрессий оказываются лишёнными крупных месторождений нефти и газа, несмотря на наличие таковых на бортах. Такое явление отмечается, в частности, в приосевой зоне Жазгурлинского прогиба на Южном Мангышлаке, где резко ухудшаются фильтрационно-емкостные свойства песчано-алевритовых пород продуктивной толщи юры вследствие увеличения глинистости и более глубоких катагенетических преобразований по сравнению с породами бортовых частей прогиба.

В связи с этим обстоятельством оценку перспектив нефтегазонасности наиболее глубоких частей нефтегазонасных депрессий следует производить с учетом существующих там не только условий нефтегазообразования, но и геологических условий нефтегазонакопления.

Нефтяные и газовые месторождения молодых платформ располагаются, как правило, не в приосевых частях депрессий, а в относительно высоких зонах бортов или на сводах крупных линейных поднятий, сопряженных с глубокими впадинами. Причина этого — во-первых, в появлении за пределами приосевых зон депрессий ловушек большой емкости, во-вторых, в улучшении коллекторских свойств вверх по восстанию пластов. Кроме того, важную роль может играть то обстоятельство, что вершины крупных поднятий представляют собой непреодолимые барьеры на пути регионального миграционного потока углеводородов.

Примером такого барьера может служить вершина Центрально-Каракумского свода. Здесь месторождения расположены на восточном и южном склонах свода и на его вершине, северное же погружение лишено месторождений [17]. Миграционный поток, шедший с юга и юго-востока, встречал здесь барьер в виде Зеагли-Дарвазинского поднятия, к северу от которого углеводороды не поступали. Образовавшиеся на Зеагли-Дарвазинской вершине свода газовые месторождения имели, видимо, огромные начальные запасы. Современные залежи, несомненно, остаточные. Известные серные бугры являются следствием разрушения сформированных здесь ранее крупных месторождений. Таковы основные особенности тектонических позиций зон нефтегазонакопления на молодых платформах.

Вопрос о нефтегазопроизводящих свитах на плитах молодых платформ является в значительной мере дискуссионным. Автор данной статьи, как и многие другие исследователи, считает, что в ортоплатформенном чехле молодых плит на территории СССР нефтегазопроизводящий потенциал был реализован лишь в юрских отложениях — субугленосной терригенной формации нижней и средней юры, карбонатной формации келловей—оксфорда, существенно глинистой слабокарбонатной формации верхней юры и частично эвапоритовой формации кимериджа—титона. Вторичность скоплений УВ в меловых и более молодых формациях наиболее убедительно обосновывается для районов Туранской и Скифской плит, где пользуется развитием эвапоритовая толща верхней юры [7, 13—15]. В ортоплатформенном чехле Западно-Европейской платформы генерация нефти и газа происходила в эвапоритовой формации цехштейна, в терригенных и терригенно-карбонатных формациях юрского возраста, а в Верхне-Рейнском грабене и третичных трогах Североморской депрессии — в палеогеновых отложениях.

Юрская терригенная субугленосная формация (базальная в платформенном чехле) Центрально-Евразийской платформы является регионально нефтегазосодержащей. При этом в одних районах эта формация характеризуется резким преобладанием в общем балансе ресурсов УВ газа, в других — нефти. Вышележащие отложения верхней

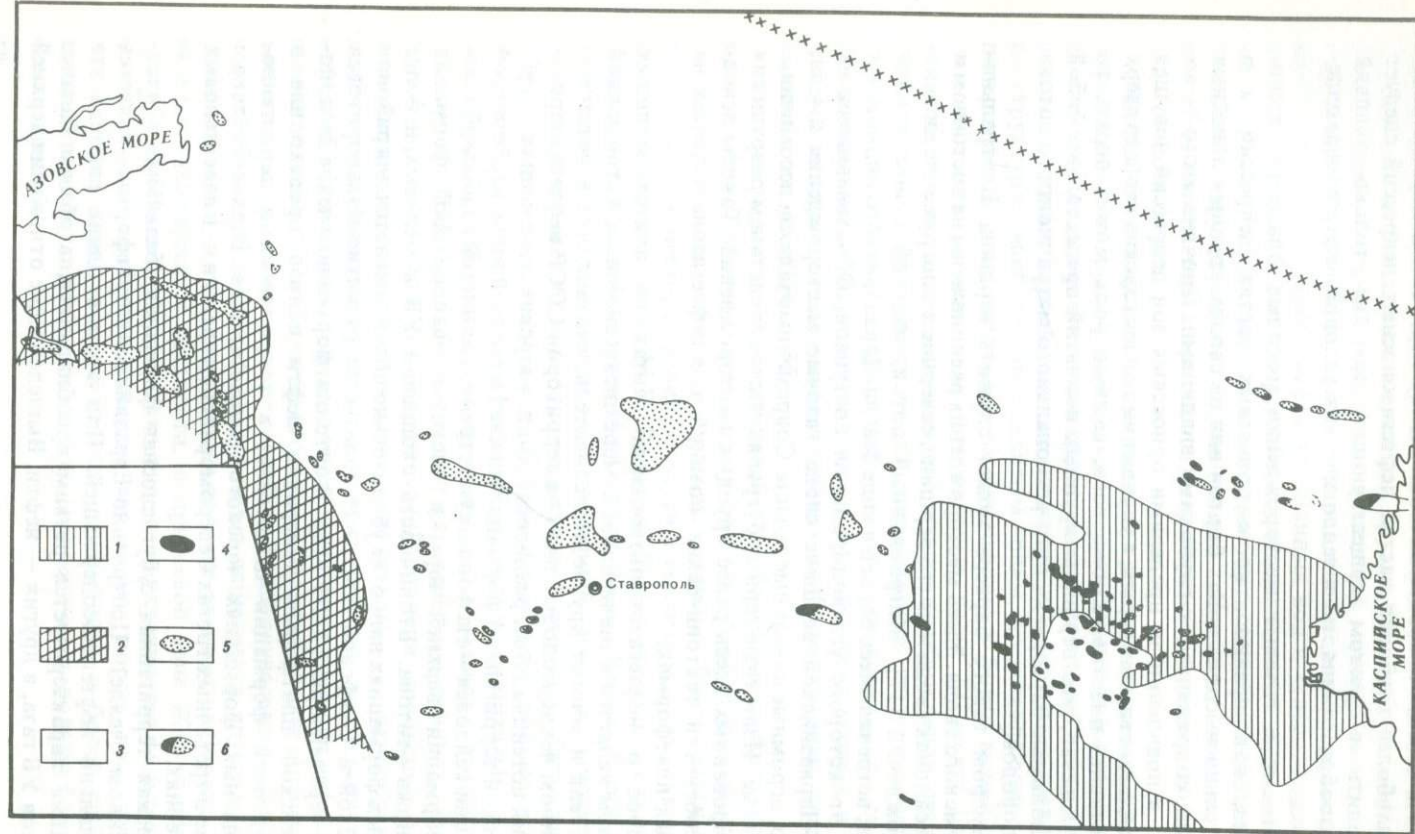


Рис. 2. Размещение нефтяных и газовых месторождений Предкавказья

1 — территория распространения сероцветных карбонатных и терригенно-карбонатных формаций триаса; 2 — зона развития складчатого триаса (входит в состав фундамента?); 3 — территория отсутствия триаса или развития пестроцветных формаций в триасе; 4—6 — месторождения: 4 — нефтяные, 5 — газовые, 6 — нефтегазовые и нефтегазоконденсатные

юры и мела при их продуктивности также характеризуются резкой дифференциацией преимущественно нефтеносных и газоносных районов, а преобладающее фазовое состояние углеводородов в этих отложениях обычно такое же, как и в ниже-среднеюрской формации.

Примерами нефтеносных областей на территории эпипалеозойских плит юга СССР являются Прикумская и Южно-Мангышлакско-Устьюртская, а газоносных — Амударьинская и Ейско-Березанская.

Различное фазовое состояние углеводородов в терригенной формации юры названных областей рядом исследователей объясняется особенностями состава исходного органического вещества. Считается, что для терригенной формации областей преимущественного газонакопления характерен гумусовый тип ОВ, а для преимущественно нефтеносных районов — сапропелево-гумусовый тип. При этом рассеянное органическое вещество сапропелевого состава связано, как правило, с морскими образованиями, а органическое вещество гумусового состава — с континентальными, в том числе и с субаквальными отложениями.

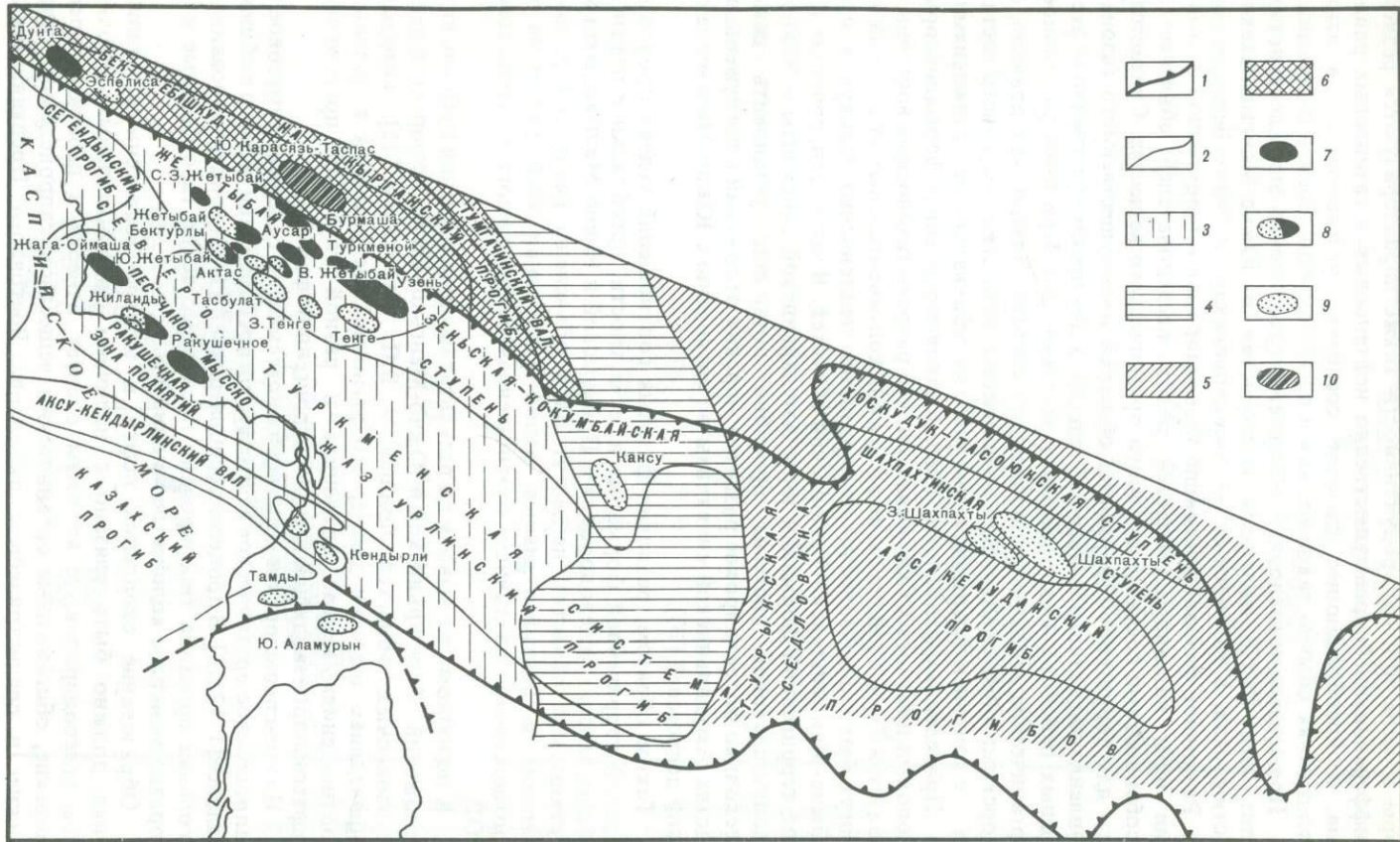
Проведенные фациальные исследования терригенной формации юры молодых плит юга СССР показали, что разрезы газоносных восточных областей Туранской плиты по роли в них континентальных отложений не могут быть противопоставлены разрезам нефтеносных Прикумской и Южно-Мангышлакско-Устьюртской областей. В частности, сопоставление терригенной формации юры Амударьинской синеклизы и Южно-Мангышлакской системы прогибов позволило установить даже несколько более широкое развитие морских отложений в погруженных частях Амударьинской синеклизы по сравнению с Южно-Мангышлакской депрессией [10].

Таким образом, различия фазовых соотношений углеводородов в юрской терригенной формации и, в частности, преобладание нефти в общих запасах углеводородов в Прикумской и Южно-Мангышлакско-Устьюртской областях не могут быть объяснены различной ролью морских и континентальных фаций в строении этой формации и соответственно различным соотношением сапропелевого и гумусового РОВ.

К подобному же выводу по результатам сопоставления РОВ юрских отложений Амударьинской и Южно-Мангышлакско-Устьюртской нефтегазоносных областей пришел и В.П. Строганов [16], который справедливо отметил также, что региональные различия в фазовых соотношениях нельзя объяснить и разной глубиной погружения нефтегазопроизводящей юрской терригенной формации.

Ниже-среднеюрские отложения повсеместно содержат гумусовое и сапропелевое органическое вещество при преобладании первого в общем балансе [1, 12, 18]. В процессе преобразований РОВ и концентрированная угольная органика генерировали преимущественно газообразные и в гораздо меньшем количестве жидкие УВ.

Образование скоплений нефти в юрских терригенных отложениях должно быть связано с наличием дополнительных источников углеводородов, к которым следует отнести в первую очередь морские, обогащенные органическим веществом сапропелевого типа, ниже- и среднетриасовые отложения Восточного Предкавказья и



Южного Мангышлака. Наличие мощных толщ сероцветных триасовых отложений в Восточно-Манычском и Мангышлакском прогибах является наиболее характерным отличием нефтеносных Прикумской и западной части Южно-Мангышлакско-Устюртской областей от газоносных восточной (Ассаке-Ауданской) части Южно-Мангышлакско-Устюртской и Амударьинской областей, где юрская терригенная формация подстилается пестроцветными пермско-триасовыми или непосредственно метаморфизованными или магматическими породами складчатого фундамента (рис. 2 и 3).

Отмечается не только пространственное совпадение зон нефтеносности с зонами распространения мощных толщ морского триаса, обогащенного РОВ сапропелевого состава, но и сходство нефтей триасовых и более молодых отложений. Несмотря на существенно различные фациальные условия образования триасовых и нижне-среднеюрских отложений, различный тип РОВ при близких в целом термодинамических условиях в этих толщах, они содержат нефти одного типа — высокопарафинистые, малосернистые.

Так, для Южного Мангышлака по результатам исследований, проведенных во ВНИГРИ, сходство нефтей триаса и юры выражено в близких плотностях, выходах светлых фракций и, самое главное, в групповом составе. Содержание метановых углеводородов в нефтях юрских и триасовых отложений колеблется соответственно от 60 до 77% и от 65 до 71%, составляя в среднем очень близкие величины. Основные различия касаются индивидуального углеводородного состава: нефти триасовых отложений характеризуются преобладанием углеводородов C_6 — C_{21} , а нефти юрских — C_{13} — C_{30} . Содержание твердых парафинов в нефтях триасовых и юрских отложений составляет соответственно 15—36 и 9—22%. Эти данные привели широкий круг исследователей к выводу о генетическом единстве нефтей триаса и юры на Южном Мангышлаке и о связи имеющихся частных различий состава и свойств нефтей с изменениями в углеводородных системах в процессе миграции.

Сходство нефтей триаса и вышележащих отложений юры и мела наблюдается и в Восточном Предкавказье.

Нефтегазоносность триасовых отложений Южного Мангышлака и Восточного Предкавказья должна рассматриваться как сингенетическая (по отношению к триасовому комплексу в целом). Во всяком случае возможность формирования нефтяных и газоконденсатных залежей в триасовых горизонтах за счет перетоков флюидов из юрских отложений должна быть исключена: залежи в триасовых образованиях в ряде случаев располагаются гипсометрически ниже днщ самых глубоких

Рис. 3. Размещение нефтяных и газовых месторождений Южного Мангышлака и Устюрта
1, 2 — границы структурных элементов: 1 — первого порядка, 2 — второго порядка; 3 — территория распространения сероцветной терригенно-карбонатной морской формации, предположительно нефтепроизводящей триаса; 4 — территория распространения терригенной сероцветной формации в триасовом комплексе; 5 — территория преимущественного развития красноцветных и пестроцветных формаций перми и триаса; 6 — зона развития складчатого триаса (входит в состав фундамента?); 7—10 — месторождения: 7 — нефтяные, 8 — нефтегазовые и нефтегазоконденсатные, 9 — преимущественно газовые, 10 — высоковязких нефтей и битумов

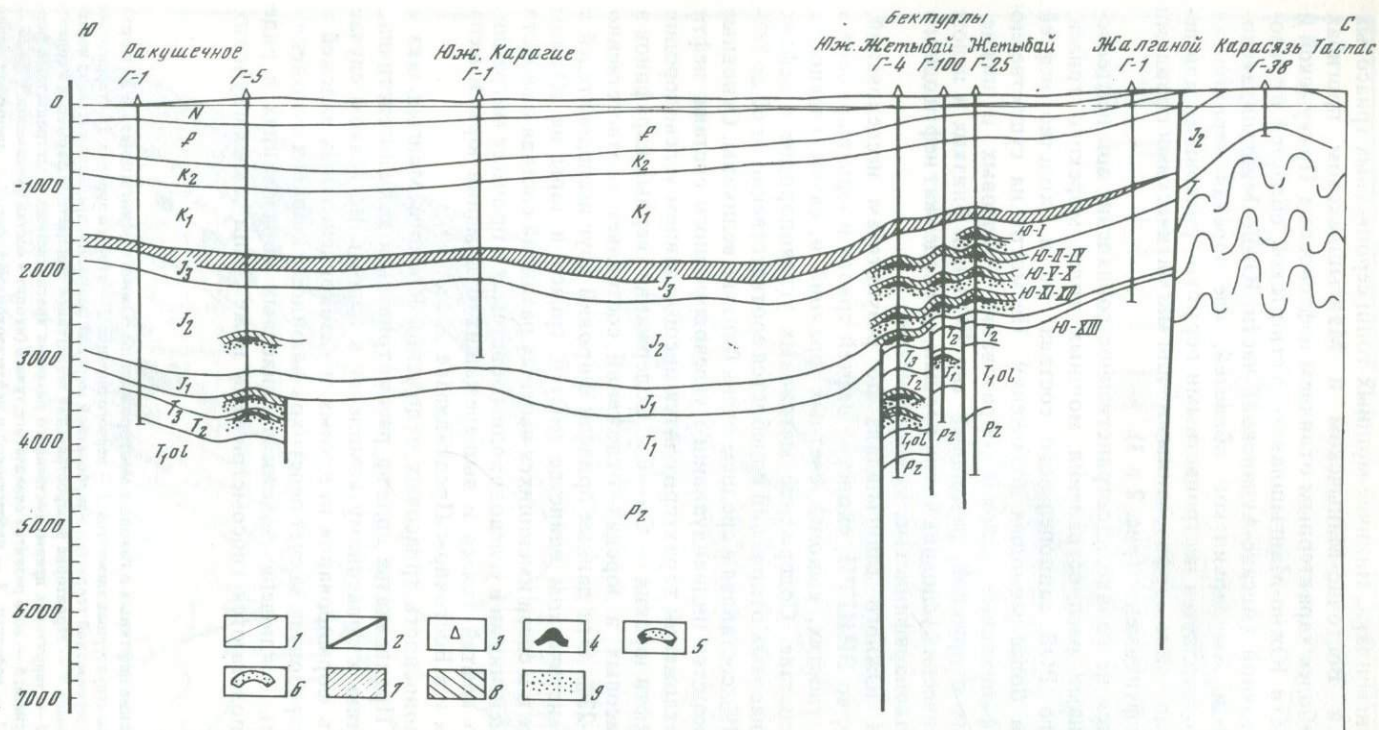


Рис. 4. Профильный геологический разрез через Южный Мангышлак

1 — границы стратиграфических горизонтов; 2 — разломы; 3 — скважины; 4—6 — залежи: 4 — нефтяные, 5 — нефтегазовые, 6 — газовые и газоконденсатные; 7 — верхнеюрская региональная покрывка; 8 — локальные и зональные покрывки в юре и триасе; 9 — песчаники

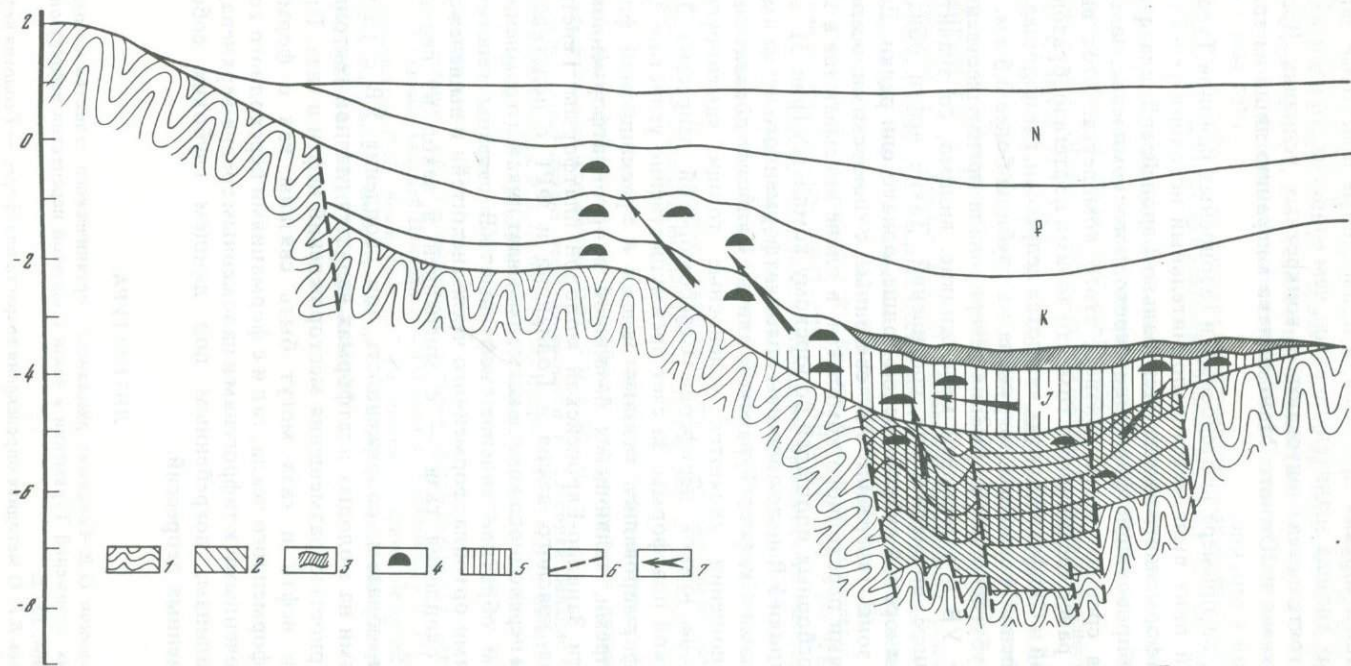


Рис. 5. Принципиальная схема формирования нефтяных и газовых месторождений на Центрально-Европейской молодой платформе

1 — складчатый фундамент; 2 — переходный (доплитный) комплекс пермско-триасового или палеозойского возраста; 3 — региональная покрывка в платформенном чехле; 4 — залежи нефти и газа; 5 — вероятные нефте- и газопроизводящие формации в платформенном чехле и переходном комплексе; 6 — разломы; 7 — направление миграции углеводородов

близлежащих юрских прогибов, а приведенные пластовые давления в триасовых толщах значительно выше, чем в юрских горизонтах (рис. 4). Эти обстоятельства допускают в конкретных условиях Восточного Предкавказья и Южного Мангышлака миграцию лишь из триасовых отложений в юрские.

Итак, на примере нефтеносных и газоносных районов Туранской и Скифской плит выявляется дополнительный источник углеводородов для платформенного чехла Центрально-Европейской платформы — нефтегазопроводящие формации переходного комплекса, залегающие обычно в средних частях разреза этого комплекса. Этот вывод не отрицает ранее сделанного о том, что зонами нефтегазообразования на Туранской и Скифской плитах являются депрессии, где подошва юрской субугленосной формации погружена на глубины более 3,5 км. Однако юрская субугленосная формация генерировала преимущественно газообразные УВ и в меньшей мере жидкие, видимо, со значительным содержанием ароматических соединений. Такие нефти обнаружены местами в юрской субугленосной толще, однако они редки. Дополнительные зоны генерации УВ, связанные с доюрскими осадочными формациями переходного комплекса, в плане вписываются в контуры нефтегазосборных площадей по юрскому комплексу (рис. 5).

Источники УВ ниже подошвы ортоплатформенного чехла имеются и за пределами Скифско-Туранской плиты. Наиболее показательными в этом отношении являются угленосные толщи каменноугольного возраста на южной периферии Североморской депрессии Западно-Европейской платформы. За счет преимущественно углистого ОВ этой толщи сформировались газовые залежи в красноцветной формации нижней преми, являющейся базальной в ортоплатформенном чехле этой части Западно-Европейской молодой платформы. Генетическая связь газа красного лежня в Голландии и ФРГ с подстилающими породами переходного комплекса не вызывает никакого сомнения. Здесь мы видим обратное явление: нефтяные УВ связаны генетически с формациями ортоплатформенного чехла (цехштейн и вышележащие), а крупные скопления газа — с миграцией в чехол из переходного комплекса.

Таким образом, сопряженность зон скопления УВ с глубокими депрессиями на молодых платформах является главной тектонической закономерностью размещения месторождений нефти и газа. При этом источники нефти и газа могут быть связаны как с формациями ортоплатформенного чехла, так и с формациями переходного комплекса, приуроченными к тафрогенам и наложенным средне-верхнепалеозойским впадинам, погребенным под днищем глубоких собственно платформенных депрессий.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Барташевич О.В.* Геохимия рассеянного органического вещества мезозойских и кайнозойских отложений Туркмении в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности. Ашхабад, 1964. 157 с.
2. *Васильев В.Г.* О методике определения возраста платформ. — *Геология нефти*, 1958, N 3, с. 24—30.
3. *Мирчинк М.Ф., Крылов Н.А., Силич А.М.* и др. Закономерности размещения

- нефтяных и газовых месторождений северо-западной части Туранской плиты. — В кн.: Проблемы геологии нефти. М.: Недра, 1972, с. 223—238 (Тр. ИГиРГИ; Вып. 3).
4. Крылов Н.А., Васильев Е.П., Глумаков В.П. и др. Закономерности размещения и поиски залежей нефти и газа в Средней Азии и Казахстане. М.: Наука, 1973.
5. Калинин М.К. Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре. М.: Недра, 1964. 207 с.
6. Кравченко К.Н. Роль тектонических исследований в развитии нефтяной геологии. — В кн.: Вопросы теории и практики нефтяной геологии. М., 1970, с. 72—120. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 96).
7. Крылов Н.А. Некоторые тектонические закономерности размещения скоплений нефти и газа в мезозойских отложениях эпигерцинской платформы юга СССР. — В кн.: Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967, с. 632—635.
8. Крылов Н.А. Общие особенности тектоники и нефтегазоносности молодых платформ. М.: Наука, 1971. 156 с.
9. Крылов Н.А., Оводов Н.Е. К вопросу о масштабах миграции углеводородов в некоторых нефтегазоносных областях Средней Азии. — В кн.: Масштабы миграции углеводородов в нефтегазоносных бассейнах СССР. Тюмень, 1977, с. 73—80 (Тр. ЗапСибНИГНИ; Вып. 118).
10. Мальцева А.К., Крылов Н.А. О раздельном накоплении углеводородов в терригенной формации юры эпипалеозойских плит СССР. — В кн.: Условия раздельного формирования зон нефте- и газонакопления в нефтегазоносных бассейнах СССР и зарубежных стран. Тюмень, 1978. 152 с. (Тр. ЗапСибНИГНИ; Вып. 138).
11. Мирчинк М.Ф., Амурский Г.И., Крылов Н.А. и др. О возрасте платформ и содержании понятия "молодые платформы". — ДАН СССР, 1970, т. 191, № 6, с. 178—180.
12. Полякова И.Д. Закономерности накопления органического вещества в древних осадочных толщах: (на примере мезозойских отложений Туранской плиты). — В кн.: Рассеянное органическое вещество пород и методы его изучения. Новосибирск: Наука, 1977, с. 42—55.
13. Сверчков Г.П. Основные закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений на эпигерцинских плитах. Л.: Недра, 1965, с. 217—231. (Тр. ВНИГРИ; Вып. 236).
14. Соколов В.Я., Пилип А.Я. Вопросы перспектив нефтегазоносности надсолевых отложений Восточной Туркмении в районах распространения толщи солей. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1965, № 11, с. 28—31.
15. Сравнительный анализ нефтегазоносности и тектоники Западно-Сибирской и Туранской плит/ Под ред. В.Д. Наливкина. Л.: Недра, 1965. 323 с. (Тр. ВНИГРИ; Вып. 236).
16. Строганов В.П. Условия формирования нефтяных залежей в юрских и нижнемеловых отложениях на территории платформенной части запада Средней Азии. — Геология нефти и газа, 1976, № 4, с. 20—27.
17. Хуснутдинов З.Б. Геологические условия формирования и закономерности размещения газовых залежей Центральной Туркмении. Ашхабад, 1970. 131 с.
18. Четверикова О.П., Викторова Н.С. Рассеянное органическое вещество мезозойских циклов осадконакопления Туркмении. — В кн.: Геохимические критерии процессов нефтеобразования. М.: ВНИГНИ, 1973, с. 33—47.

В.А. Бененсон, В.С. Бочкарев

ПРОБЛЕМА ФУНДАМЕНТА МОЛОДЫХ ПЛИТ В СВЯЗИ С ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ

ФУНДАМЕНТ МОЛОДЫХ ПЛИТ

На молодых платформах в последние десятилетия геолого-геофизическими работами под ортоплатформенными чехлами выявлены своеобразные структурно-формационные комплексы и этажи, среди которых лишь определенная часть сформировалась в результате геосинклинального режима. Несмотря на то что отдельные элементы этих этажей, развитые на обрамлениях плит, изучались длительное время, все же продолжают существовать вопросы, которые не позволяют однозначно выделять и районировать фундаменты молодых плит. Особую актуальность эта проблема приобрела в связи с обнаружением скоплений нефти и газа в слабодислоцированных комплексах палеозоя и перми—триаса.

Понятие о фундаментах платформ, в том числе и о фундаментах группы молодых плит, было заложено А.П. Карпинским — основоположником учения о платформах как о крупных структурных элементах земной коры, имеющих двухъярусное строение, которое отображает два качественно различных этапа развития — геосинклинальный и платформенный.

Термин "фундамент" был введен А.П. Карпинским в 1887 г. Касаясь основных особенностей строения Европейской России или, по Э. Зюссу, — Русской плиты, он отметил, что докембрийские граниты и кристаллически наслоенные породы (гнейсы и др.), выступающие на поверхность в Финляндии и на юге России, "непрерывно продолжают под более новыми отложениями и составляют, таким образом, их общее основание или фундамент" [13]. В сущности, эта же мысль была им высказана еще в 1880 г., когда он говорил о гранитном "базисе" и "гранитном основании, на котором покоятся почти все осадочные образования южной части Европейской России" [12].

В английской литературе термин "фундамент" (basement) появился в 1896 г., но использовать в работах по тектонике его стали в середине нашего столетия. "Фундамент — это крупный сегмент пород, подвергшийся процессам регионального метаморфизма, гранитизации, интрузии или интенсивной деформации и перекрытый в основном неметаморфизованными породами" [10].

В немецкую литературу понятие о фундаменте (die Unterlage) было перенесено Э. Зюссом (1885 г.) сначала в связи с описанием Русской плиты, затем для обозначения палеозойского фундамента при описании опущенных частей герцинид внеевропейской Европы. Однако следует подчеркнуть, что Э. Зюсс в качестве синонима термина "фундамент" использовал также термин "плита" (die Tafel), которым обозначал еще и чехол палеозойских и мезозойских горизонтальных пород и, кроме того, совокупность чехла и фундамента.

А.П. Карпинский раскрыл содержание термина "фундамент",

распространив это понятие также на опущенные части герцинид. Образования, слагающие фундамент Русской платформы и его выступающие части на щитах, А.П. Карпинский, как известно, относил к архею. "Архейские породы Фенноскандии (как большинство массивных, так и метаморфических) имеют глубинное происхождение. Породы эти дислоцированы, выведены из глубины на дневную поверхность; прикрывавшие их менее глубинные и поверхностные образования уничтожены размывом"... [13].

Перекрывающие породы фундамента с большим перерывом кембрийские нормальные отложения не претерпели, по А.П. Карпинскому, никаких заметных изменений.

Несколько раньше, в 1887 г. он писал, что границы и метаморфические толщи "до отложения упомянутой глины (нижний кембрий. — В.А.Б., В.С.Б.) были выведены из их первоначального горизонтального положения, причем образовался ряд складок и переломов, и значительной частью уничтожены размывом (денудацией), придавшим почти плоский вид области, которая иначе вследствие складчатости ее пород должна была бы иметь весьма разнообразный рельеф. Для всех этих изменений, конечно, требовался огромный промежуток времени"[13].

В цитируемой работе А.П. Карпинский фактически провел полную аналогию между условиями формирования образований, слагающих фундамент древней платформы — Русской, и формаций, возникших в палеозое на месте Уральского кряжа, который, по современным более ранним представлениям, являлся в палеозое типичной геосинклиналью. Эта мысль А.П. Карпинского фактически полностью была принята Э. Огом (1900), называвшим, однако, геосинклинальный фундамент платформой, и А.Д. Архангельским [1—3]. А.Д. Архангельский и Н.С. Шатский [4] возвели эти представления в принцип тектонического расчленения и районирования, указав, что "под именем плит нами понимаются участки земной коры, состоящие из складчатого, претерпевшего ту или другую степень метаморфизма основания, или фундамента, и перекрывающих последний горизонтальных, или лишь местами слабо нарушенных дислокациями, неметаморфизованных пород. Характер складчатого фундамента плит показывает, что все они, не исключая древнейших, проходили в своем развитии геосинклинальные фазы. Плиты отличаются друг от друга прежде всего по возрасту складчатости фундамента" [4]. В связи с этим позднее Н.С. Шатский [22] предложил такие плиты или платформы именовать, используя название завершающей складчатости, эпикарельскими, эпикаледонскими, эпигерцинскими и т.д.

С 1935 г., как известно, платформы, возникшие в палеозое и позже, стали называться молодыми в отличие от древних, имеющих докембрийский возраст фундамента.

Указанные принципы быстро внедрялись в тектонические исследования геологов СССР и в дальнейшем были более подробно обоснованы А.Л. Яңшиным, В.Е. Хаиным, М.В. Муратовым и многими другими. Аналогичным образом дело обстояло и за рубежом (Э. Зюсс, М. Бертрам, Г. Штилле и др.).

Подчеркнем, однако, что при разработке представлений о платфор-

мах указанные исследователи исходили главным образом из информации о сравнительно неглубоко залегающих платформенных слоях пород, изученных в основном вдоль склонов щитов. В таких условиях различия в характере проявления дислоцированности, степени преобразованности и формационном облике проявлялись достаточно очевидно. Именно эти представления и привели к идее о двухъярусном строении платформ: фундаменте и платформенном чехле. По единодушному заключению, фундамент платформ пережил геосинклинальное развитие и отличается отчетливой линейной складчатостью, густой сетью разрывных нарушений, высоким метаморфизмом пород и обилием магматических включений.

Платформенный чехол — это неметаморфизованные, спокойно залегающие осадочные породы, местами осложненные разломными нарушениями, формировавшимися в платформенный этап развития плит. Такой путь эволюции платформ и сопутствующих им комплексов долгое время признавался универсальным. При тектоническом районировании молодых платформ широко применялся способ далеких экстраполяции состава и свойств палеозойских пород складчатых обрамлений под осадочный чехол внутренних платформенных областей.

Позднее в связи с увеличением объемов геолого-геофизических работ и их совершенствованием увеличилась глубинность исследований, стали развиваться концепции о переходных ("промежуточных", "эпигеосинклинальных" и др. комплексах. Таким образом, утвердилось представление о трехъярусном строении молодых плит.

Большую роль в изучении фундамента и надфундаментных глубокопогруженных пород сыграли результаты существенно усовершенствованных в последние годы сейсмических работ. Так, еще до недавнего времени на Туранской и Западно-Сибирской плитах в процессе работ КМПВ волны с граничными скоростями 5,0 км/с и более не изучались и в целом принимались за волны от поверхности "доюрского фундамента". Применение новых станций и способов полевых наблюдений, а также цифровых систем обработки полевых материалов намного повысило разрешающую способность сейсморазведки, что позволило дифференцировать значения высокоскоростных волн. Так, по многим районам Туранской и Западно-Сибирской платформ стало очевидно, что поверхность крутонаклоненных, сильно уплотненных и раздробленных слоев картируется группой преломленных волн с граничными скоростями в основном от 6,0 до 6,6 км/с. Местами скорости достигают 7,0 км/с. При этом специалистами отмечалось, что волны эти характеризуются и другими специфическими кинематическими свойствами. С учетом геологической информации по отмеченным районам и районам других молодых плит становится возможным признать, что именно эта группа волн характеризует опорную поверхность магмо-метаморфического фундамента. Глубина его залегания в этом случае в ряде районов оказывается существенно большей, чем это принималось по итогам ранних наблюдений.

Важные сведения в связи с рассмотрением указанной проблемы приводит К. Вернон по Примексиканской впадине [9]. Согласно его данным, в этом районе с традиционно считавшимся герцинским

фундаментом в разрезах скважин на склонах поднятий Себин и Монро вскрываются пенсильванские породы типично шельфового генезиса, а в ряде разрезов других районов того же генезиса вскрываются и допенсильванские отложения.

Таким образом, приведенные выше данные в сочетании с результатами геолого-геофизических работ последних лет по ряду районов молодых плит послужили основанием для пересмотра многими геологами прежних представлений о доминирующей роли герцинских складчатых сооружений в фундаменте молодых плит. Однако, по мнению В.С. Бочкарева, это не означает, что выделяемый только по сейсмическим данным промежуточный комплекс является повсеместно таковым. Так, в указанном комплексе были установлены пироксениты, серпентиниты и другие геосинклинальные образования на Самотлорском, Усть-Балыкском и других площадях. В этом случае геологическое строение коры оказывается более сложным, чем это представляется из принятой геофизической модели.

С интересной работой недавно в печати выступили А.Н. Шарданов и В.Е. Хаин [21]. В ней предлагается к фундаментам молодых платформ относить догеосинклинальный (? — В.А.Б., В.С.Б.) метаморфический и гранитизированный комплекс образований. При этом за фундамент молодых платформ они склонны принимать лишь метаморфизованные породы архейской и протерозойской консолидации, т.е. обломки древних платформ... [21]. По мнению В.С. Бочкарева, выделять в качестве "фундамента" лишь чехлы древних платформ, погребенные под эв- и миогеосинклинальными складчатыми комплексами, а эти последние образуют в фанерозое "гранитную" кору [7], пусть даже не сплошь гранитизированную, значит потерять ориентир в классификации тектонических структур.

В публикациях последних лет нередко обращается внимание на тот факт, что гетерогенность фундамента молодых плит проявляется не только в разновременности завершающей складчатости, но и в характере строения консолидированной коры. Намечаются участки фундамента, где континентальный тип строения коры сменяется в плане на кору океанического и близкого к ней типа [5, 15, 16, 20].

ПЕРЕХОДНЫЕ СТРУКТУРНЫЕ КОМПЛЕКСЫ МОЛОДЫХ ПЛИТ

На первых этапах изучения молодых плит признавалось, что палеозойские отложения повсеместно представлены структурно-формационными комплексами, образующими единый генетический ряд с геосинклинальными образованиями горноскладчатых обрамлений. При этом доминирующая роль в фундаменте Западно-Сибирской, Туранской и Скифской плит отводилась герцинским и каледонским складчатым сооружениям. Из-за больших глубин залегания фундамента в этих регионах одним из важнейших аргументов в обосновании указанного положения долгое время признавалось сходство причин, обуславливающих магнитные и гравитационные аномалии в обрамляющих плиты складчатых зонах и внутренних областях. Такое допущение позволяло многим исследователям прибегать к методу далеких экстраполяций свойств, характеризующих природу геофизических

аномалий, и на этой основе проводить тектоническое районирование доюрского основания молодых плит. В дальнейшем, как уже отмечалось раньше, в связи с увеличением глубинности буровой и сейсмической информации оказалось, что палеозойские породы молодых плит существенно неоднотипны. В связи с этим многие геологи стали развигать идею о гетерогенном фундаменте. При этом нижние доюрские горизонты выделялись либо в составе верхнего структурного этажа "фундамента" (Н.Н. Ростовцев, П.К. Куликов, В.С. Сурков, Н.К. Туезов, Р.Г. Гарецкий, А.Е. Шлезингер и др.), либо в составе нижнего структурного этажа платформенного чехла (М.Ф. Мирчинк, Н.А. Калинин и др.). Широкое распространение получили и представления о самостоятельности доюрских отложений, соизмеримой по своей историко-геологической позиции с геосинклинальными и платформенными образованиями. При этом стратиграфический рубеж промежуточных комплексов трактовался и до сих пор продолжает трактоваться по-разному (В.Г. Васильев, Н.П. Туаев, Д.В. Наливкин, Н.А. Крылов, В.С. Князев, А.И. Летавин и др.). По признанию последней группы геологов и ряда других, в отложениях промежуточных комплексов хотя и сохраняется ряд черт геосинклинального этажа, но уже существенно проявляются черты нового нарождающегося платформенного этапа развития земной коры. Это проявляется в разном характере и стиле дислоцированности, преобразованности, а также формационном облике пород.

Особую концепцию по проблеме выделения промежуточного структурного этажа развивает Н.Я. Кунин, относящий к нему те доюрские образования, которые, по мнению других авторов, следует выделять в качестве миогеосинклинальных и чехлов срединных массивов. Согласно его представлениям, на промежуточном этапе формируются отторгнутые от кратонов глыбы континентальной и океанической коры, которые перекрываются синхронными с геосинклинальными толщами образованиями, включая и рифтогенные [15].

В.А. Бененсон разделяет приведенную позицию, В.С. Бочкарев считает ее слабообоснованной [7, 8]. Независимо от сказанного оба автора признают целесообразным выделение промежуточных комплексов. В этой связи важным результатом изучения доюрских отложений следует считать данные сейсмических работ и бурения юго-восточных районов Прикаспия и Устьурта. Следствием анализа этих материалов явилось признание генетического сходства каменноугольных пород, этих считавшихся ранее разнотипными по тектонической позиции регионов [6].

В целом для доминирующей части погруженных областей Туранской плиты от Чу-Сарысуйской впадины до Южно-Мангышлакской отмечается сравнительно спокойное залегание палеозойских пород. На значительной части указанной территории по своему структурно-геологическому облику оно не соответствует прежним представлениям о преимущественно герцинско-каледонском возрасте фундамента этого региона.

Что касается Западно-Сибирской плиты, то уже сравнительно давно развиваются представления о негеосинклинальной природе палеозойских отложений восточной ее части, фундаментом для которой

признаются байкальские и салаирские сооружения. Предметом дискуссии остается тектоническая позиция преимущественно карбонатных пород среднего палеозоя Обско-Иртышского района и севера региона. В.С. Бочкарев часть этого разреза отождествляет с чехлами срединных массивов, другую часть относит к чехлам ядер ранней консолидации, третью рассматривает в качестве геосинклинальных образований. В.А. Бененсон выделяет в этом районе блоки преимущественно докембрийской консолидации, отличающиеся типом коры, временем и интенсивностью последующей переработки. Каждый из выделенных блоков различается, в свою очередь, стилем деформаций, степенью преобразованности и формационным обликом слагающих их доюрских пород, но в целом весь комплекс доюрских образований относится к промежуточному комплексу. Близкие представления о структурной позиции палеозоя Западной Сибири отражены в работах А.А. Трофимука, В.С. Вышемирского [18], Н.П. Запивалова [11].

Независимо от занимаемой позиции сравнительно спокойное залегание палеозойских пород, перспективных на поиски нефтегазовых скоплений, отмечается многими геологами в Нюрольской и ряде других впадин Западной Сибири. Примечательной особенностью доюрского комплекса здесь являются негеосинклинальный тип структурных элементов, отсутствие заметного метаморфизма пород, умеренное и локальное проявление гранитного магматизма. Сравнительное увеличение плотности и дислоцированности пород отмечается в краевых участках впадины, в пограничных зонах с поднятиями высококонтрастного развития, осложненных системой разломных нарушений.

Таким образом, к фундаменту мы относим все толщи и образования, сформировавшиеся в течение геосинклинального тектоно-магматического цикла, включая сюда и позднегеосинклинальные орогенные формации межгорных прогибов. В промежуточный структурный комплекс мы включаем внегеосинклинальные пологозалегающие и местами сильно раздробленные формации, возникшие в длительно развивавшихся прогибах и характеризующиеся прерывистой складчатостью, отсутствием гранитоидных батолитов и признаков зеленокаменного метаморфизма. К платформенным чехлам мы относим структурные этажи, известные в литературе в качестве катаплатформенных, ортоплатформенных и тому подобных ярусов.

Изучение фундамента молодых плит, помимо большой теоретической важности, имеет особое практическое значение, поскольку в первую очередь определяется стратиграфический диапазон перспективных на нефть и газ комплексов в каждом данном районе. Несмотря на значительные успехи в изучении фундаментов молодых платформ, достигнутые в последнее десятилетие, объем дискуссионных вопросов остается достаточно обширным. Поэтому основными задачами в изучении доюрских комплексов являются: 1) разработка системы количественных критериев выделения геосинклинальных и промежуточных комплексов; особое внимание следует уделить разделению чехлов срединных массивов, промежуточных комплексов и других элементов; 2) совершенствование способов палеотектонического анализа выделения крупных структурных элементов в промежуточных

комплексах и фундаменте. Особое внимание необходимо уделить оптимальному комплексированию данных бурения, ОГТ и КМПВ; 3) определение максимальной величины метаморфизма пород, контролирующей нефтегазоносность доюрских отложений.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Архангельский А.Д.* Введение в изучение геологии Европейской России. М.; Пг.: Госиздат, 1923. 124 с.
2. *Архангельский А.Д.* Геологическое строение СССР. М.; Л.: Георазведиздат, 1932. 425 с.
3. *Архангельский А.Д.* О некоторых спорных вопросах тектонической терминологии и тектоники СССР. — В кн.: Избранные труды. М.: Изд-во АН СССР, 1954, т. II, с. 288—301.
4. *Архангельский А.Д., Шатский Н.С.* Схема тектоники СССР. — Бюл. МОИП. Отд. геол., 1933, т. 11, вып. 4, с. 323—348.
5. *Бененсон В.А.* О геологическом строении фундамента Западно-Сибирской плиты. — Геотектоника, 1981, N 5, с. 64—70.
6. *Бененсон В.А., Кунин Н.Я., Морозова М.Н., Нуржапов К.К.* Палеозойские отложения пограничных районов Туранской и Русской плит. М.: Наука, 1978. 101 с.
7. *Бочкарев В.С.* Палеотектоническое развитие Западно-Сибирской равнины в древние эпохи в связи с вопросами нефтегазоносности ее нижних структурных ярусов. — В кн.: Палеогеографические и палеотектонические критерии размещения залежей нефти и газа в Западной Сибири. Тюмень, 1978, с. 5—60. (Тр. Зап.-Сиб. науч.-исслед. геологоразвед. нефт. ин-та; Вып. 133).
8. *Бочкарев В.С., Нестеров И.И.* Платформы и вопросы их нефтегазоносности. — В кн.: Проблемы нефти и газа Тюмени. Тюмень, 1976, с. 8—11.
9. *Вернон К.* Перспективы нефтегазоносности доюрских отложений Западного Галор-Коста. — В кн.: Перспективы нефтегазоносности провинции Соединенных Штатов Америки. М.: Недра, 1974, с. 455—471.
10. *Деннис Дж.* Международный словарь английских тектонических терминов. М.: Мир, 1971. 288 с.
11. *Запывалов Н.П.* Геологические предпосылки и методика поисков залежей нефти в палеозое на юге Западной Сибири. — Сов. геология, 1979, N 3, с. 12—17.
12. *Карпинский А.П.* Замечания об осадочных образованиях Европейской России. — Горн. журн. 1880, т. 4, N 11/12, с. 242—260.
13. *Карпинский А.П.* Очерки геологического прошлого Европейской России. М.; Л.: Изд-во АН СССР, 1947. 206 с.
14. *Крылов Н.А.* Общие особенности тектоники и нефтегазоносности молодых платформ. М.: Наука, 1971. 263 с.
15. *Кунин Н.Я.* Промежуточный структурный этаж Туранской плиты. М.: Недра, 1974. 262 с.
16. *Кунин Н.Я.* Учение о нефти и новая глобальная тектоника. — Геология нефти и газа, 1979, N 1, с. 31—40.
17. *Пейве А.В., Штрейс Н.А., Моссаковский А.А.* и др. Палеозоида Евразии и некоторые вопросы эволюции геосинклиналей. — Сов. геология, 1972, N 12, с. 4—11.
18. Проблемы нефтегазоносности палеозоя на юго-востоке Западно-Сибирской низменности. Новосибирск: Наука, 1976. 235 с.
19. *Сурков В.С., Жеро О.Г.* Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М.: Недра, 1981. 141 с.
20. *Чернышев Н.М., Егоркин А.В., Данилова Э.Г.* и др. Глубинное строение севера Западно-Сибирской плиты по сейсмическим данным. — Сов. геология, 1978, N 9, с. 46—59.
21. *Шарданов А.П., Хаин В.Е.* Основные принципы составления тектонических карт нефтегазоносных бассейнов. — Сов. геология, 1979, N 9, с. 3—12.
22. *Шатский Н.С.* Основные черты строения и развития Восточно-Европейской платформы. — В кн.: Избр. тр. М.: Наука, 1964, т. 2, с. 369—425.
23. *Шлезингер А.Е.* Общие принципы выделения фундамента и чехла и соотношение с ними "переходных" структурных ярусов. — Бюлл. МОИП. Отд. геол., 1971, т. 46, вып. 2, с. 36—46.
24. *Slaug E.* Les geosynclinaux et les aires continentales, contribution à l'étude des transgressions et des regressions marines. — Bull. Soc. geol. France, 1900, Sér. 3, t. 28, p. 617—711.
25. *Suess E.* Das Antlitz der Erde. Prag; Leipzig, 1885, Bd. I. 835 S.

И.К. Королюк, Н.А. Крылов, Н.Т. Куренков, Е.Л. Меламуд

КРАЕВЫЕ ПРОГИБЫ — ОСОБЫЕ СТРУКТУРНО-ФОРМАЦИОННЫЕ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Краевые прогибы — пограничные структуры складчатых областей и платформ — привлекают к себе в настоящее время большое внимание, так как расшифровка их структуры и истории формирования может пролить свет на особенности сочленения разновозрастных блоков земной коры. Вместе с тем изучение краевых прогибов составляет одну из важнейших практических задач нефтегазовой геологии, так как эти структуры земной коры являются исключительно благоприятными объектами, для которых могут быть успешно решены такие актуальные вопросы, как отдельный прогноз нефте- и газоносности, вопрос о вертикальной и латеральной зональности в распределении залежей углеводородов по их фазовому состоянию, проблема нефтегазоносности сверхглубоких горизонтов и трещинных коллекторов, время и направление миграции УВ и др.

Краевые прогибы наряду с древними и молодыми платформами играют исключительно важную роль в общем балансе мировых ресурсов УВ. Во всех достаточно хорошо изученных краевых прогибах выявлены месторождения нефти и газа, в которых бывает заключено от 30 до 50% суммарных потенциальных ресурсов прогиба.

Говоря о краевых прогибах как об особых структурно-формационных зонах нефтегазонакопления, мы имеем в виду не только орогенные структуры, а весь набор формаций и структур, развитых в зонах краевых прогибов в определенных условиях сочленения платформ и складчатых областей.

Специфика краевых прогибов как особых зон нефтегазонакопления определяется прежде всего их тектоническим положением и выражается в их формационных и структурных особенностях. Формационные особенности заключаются в пространственной сближенности различных формационных рядов (платформенных, миогеосинклинальных и орогенных), в большом разнообразии конкретных формаций, в наличии нефтегазоносности среди платформенных, миогеосинклинальных и орогенных формаций, в нередком чередовании формаций возможно, нефтегазоносных с формациями — региональными покровными, в наличии определенной связи между характером орогенных и доорогенных формаций. Сложная история формирования зон краевых прогибов определяет также чрезвычайное разнообразие локальных структур и ловушек — от простых куполовидных малоамплитудных поднятий до пакетов надвинутых друг на друга сложных складок, широкое развитие стратиграфических и седиментологических структур, закономерное распределение локальных структур на площади прогибов.

Потенциальные возможности нефтегазоносности краевых прогибов в значительной мере определяются набором формаций зон сочлене-

ния. В них можно встретить представителей почти всех классов формаций — моласс, карбонатных, терригенных, терригенно-карбонатных и флишевых, соленосных и др. Как исключение встречаются вулканогенно-осадочные и ледниковые.

При анализе распределения потенциальных ресурсов УВ по формациям краевых прогибов выясняется, что в доорогенном комплексе наиболее часто нефтегазоносными являются карбонатные образования. Нужно подчеркнуть, что нефтегазоносными бывают не все карбонатные формации, а их определенные типы (рифовые, банково-рифовые, биогермных массивов, известняков и доломитизированных известняков, доломитистые и др.). Карбонатные формации с высокой вероятностью нефтегазоносности встречаются как среди платформенных, так и миогеосинклинальных и орогенных формационных рядов. Ведущая роль карбонатных формаций как возможно нефтегазоносных в зонах сочленения платформ и складчатых областей объясняется их широким распространением, наличием в них, помимо тектонических и стратиграфических ловушек, седиментационных и рифогенных, а также способностью карбонатных пород сохранять высокие коллекторские свойства в условиях повышенного динамометаморфизма.

Принципиально новым в изучении нефтегазоносности зон сочленения платформ и складчатых областей представляется установленная в последние годы нефтегазоносность миогеосинклинальных карбонатных формаций и, в частности, отложений, развитых на поднятиях, разделяющих миогеосинклинальные трюги и платформы. Именно эти отложения нефтегазоносны на юге Предуральского прогиба (Беркутовская площадь), в поясе надвигов Предкордильерского прогиба (Тернер-Вэлли, Пойнтид-Маунтин), во внутренней, складчатой зоне Месопотамского прогиба (Саркан, Дудро и др.) и в других районах.

При сопоставлении рядов формаций различных зон сочленения платформ и складчатых областей представилось возможным выделить по формационному признаку три основных группы краевых прогибов, отличающихся друг от друга набором формаций в орогенном комплексе, который зависит от набора формаций на предорогенном этапе в прилежащих геосинклиналях.

Первую группу составляют прогибы, развитые вдоль карбонатогенных геосинклиналей. Для них характерно широкое развитие карбонатных образований в основании орогенного комплекса, наличие мощной самостоятельной орогенной соленосной формации, а также разнообразных органогенных построек на разных уровнях и в разных структурно-формационных зонах. Особенностью доорогенного этапа первой группы краевых прогибов является широкое развитие карбонатонакопления как в геосинклиналях, так и на платформах, преобладание в разрезе карбонатных пород над прочими, большое количество перерывов внутри карбонатной толщи, разнообразие конкретных формаций, большой набор типов формаций.

Вторую группу составляют краевые прогибы, наследующие крупные флишевые трюги. Для орогенных формаций этих прогибов характерно отсутствие карбонатной формации и крайне ограниченное

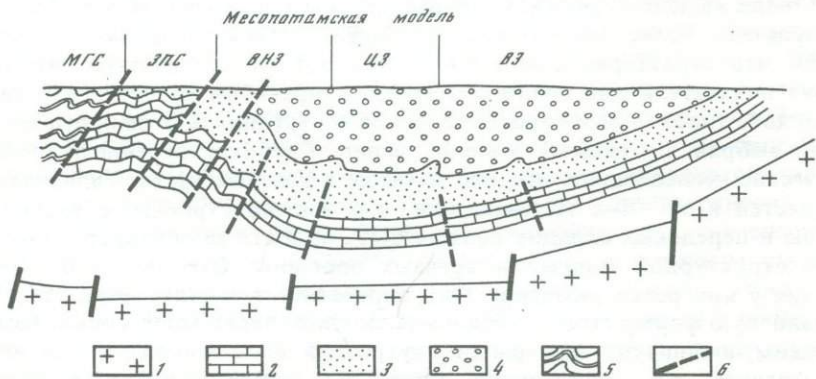
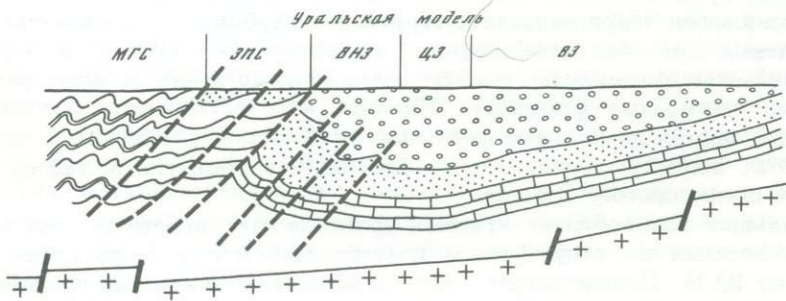
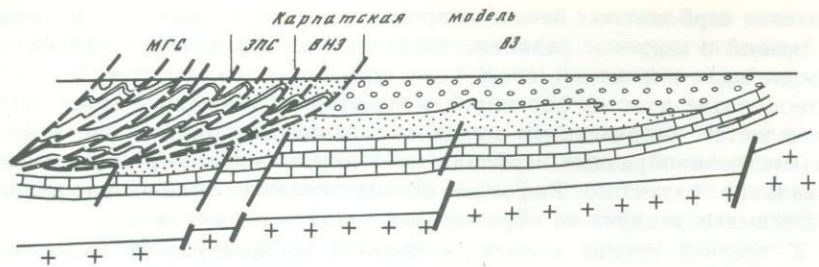
развитие карбонатных пачек, наличие шлира, отсутствие эвапоритовых формаций и широкое развитие засоленных моласс. В доорогенных комплексах отложений второй группы прогибов заметно большое разнообразие классов формаций. В миогеосинклинальных зонах четко проявляется направленная смена от сланцевых кремнистых к флишевым; разнообразные карбонатные и терригенные формации имеют локальное развитие. Рифовые образовывались только на ранних дофлишевых стадиях на обрамлениях флишевых трогов.

К третьей группе относятся широко распространенные краевые прогибы, прилегающие к миогеосинклинальным впадинам, выполненным мощными терригенными и терригенно-карбонатными осадками. В краевых прогибах этой группы вся орогенная толща относится к одной-двум формациям, причем очень широко в них развиты различные угленосные формации. Помимо них, встречаются красочетные, иногда ледниковые формации и серочетные молассы. В этих прогибах полностью отсутствуют формации карбонатного, эвапоритового и кремнистого классов.

Большое разнообразие краевых прогибов дает основание для их классификации по структурным показателям, что и было сделано впервые Ю.М. Пушаровским (1959 г.), выделявшим краевые прогибы, прилегающие к молодым и древним платформам. Среди последних им были выделены прогибы уральского и карпатского типов. Однако результаты более поздних геолого-геофизических исследований показали, что характеристика типов была основана на неполных данных, хотя показатель для типизации краевых прогибов уральского и карпатского типов — особенность строения внутренних бортов прогибов — был выбран, по нашему мнению, верно. Глубокое бурение и геофизические исследования, широко начатые в краевых частях складчатых областей в 60—70-х гг., показали, что именно строение внутренней зоны и передовых складок должно быть принято за основной признак для структурной типизации краевых прогибов. Строение зон сочленения у них резко различно. Оно определяет в значительной степени различную форму геологического тела, сложенного молассовым комплексом, амплитуду перекрытия внутренней зоны прогиба и плитного комплекса, т.е. существенно влияет на площадь распространения и глубину залегания возможных нефтегазоносных комплексов.

Сравнение структурно-тектонической характеристики краевых прогибов, примыкающих к различным по возрасту складчатым областям, позволяет наметить три структурные модели прогибов, отличающиеся по ряду структурных признаков (рисунок). Выделяя структурные модели — карпатскую, уральскую и месопотамскую, мы имеем в виду, что отдельные участки конкретного прогиба могут иметь несколько иное строение, но, как правило, такие участки невелики по размерам. Ниже рассмотрим наиболее характерные признаки выделенных типов структурных моделей краевых прогибов.

Для карпатской модели (см. рисунок) характерно шарьирование (надвигание) далеко в прогиб (30—90 км) смятых пластин геосинклинальных и нижеорогенных отложений; развитие во внутренних зонах прогибов покровов и перекрытие ими значительной части вну-



Структурные модели краевых прогибов

1 — кристаллический фундамент; 2 — доорогенный (платформенный) комплекс отложений; 3 — нижняя моласса; 4 — верхняя моласса; 5 — миогеосинклиальный комплекс отложений; 6 — разрывные нарушения

MGZ — миогеосинклиальная зона; ZPS — зона передовых складок; VNZ — внутренняя зона прогиба; CZ — центральная зона прогиба; VZ — внешняя зона прогиба

тренней зоны; изоклиальная общая форма краевого прогиба, при которой падение обоих крыльев происходит в сторону геосинклинали. Характерной чертой строения прогибов карпатской модели является узость внутренних зон, развитие в них сближенных узких принадвиговых антиклиналей, опрокинутых в сторону прогиба, и разделяющих их узких длинных синклиналей, часто редуцированных. Амплитуда надвигов отдельных пластин относительно друг друга составляет 1—2 км. В направлении от складчатой области в сторону осевой зоны прогиба интенсивность дислокаций резко снижается.

По карпатской модели построены Предкарпатский, Предальпийский, Предгималайский, Северо-Кубинский, Предбетско-Рифский и другие краевые прогибы. Прогибы карпатской модели обладают самым высоким показателем асимметрии (отношение ширины внутреннего борта к остальной ширине прогиба). Асимметрия проявляется не только в форме прогиба, но и в распределении мощностей орогенных отложений, в различном наборе формаций. Так как внутренние борта краевого прогиба карпатского типа и прилегающие к ним части складчатой области представляют собой пологие, надвинутые далеко на прогиб покровы, то осевые зоны оказываются под надвигом и прогибы приобретают не только асимметричную, но и изоклиналичную форму. Вследствие этого в структуре прогиба карпатской модели выделяются две зоны — внутренний и внешний борта. Значительная перемещенность формаций внутренней зоны краевого прогиба и складчатой области приводит к тому, что в современном плане фундаментом структур служат плитные комплексы, которые протягиваются далеко в глубь складчатой области (например, в Предальпийском прогибе мезозойские и верхнепалеозойские отложения чехла платформы вскрыты скважинами под надвигом гелветид и флиша на расстоянии 30—40 км). Нужно подчеркнуть, что такое строение характерно только для краевых прогибов альпид.

Краевые прогибы, построенные по уральской модели (см. рисунок), являются наиболее распространенными. Они характеризуются чешуйчато-надвиговым строением внутренних бортов и прилегающих частей складчатой области. Серия взбросо-надвигов, иногда достаточно крутых, пересекает их внутренние зоны на узкие клинья, падающие в сторону геосинклинали. Фронтальные части надвигов и взбросо-надвигов сопровождаются линейными запрокинутыми антиклиналями и разделены более широкими плоскодонными изоклиналичными синклиналями. Относительные амплитуды перемещения по взбросо-надвигам составляют, как правило, от сотен метров до полутора километров, абсолютные — обычно не превышают 10—15 км. Форма прогиба менее асимметрична по сравнению с карпатским типом.

По уральской модели построены прогибы разного возраста: герцинские (Предуральский, Предаппалачский, Боуэн-Сюратский), киммерийские (Предкордильерский, Предверхоанский, Колвиллский) и альпийские (Индоло-Кубанский, Предандийский, Предпиренейский).

Краевые прогибы уральского типа возникают как на молодых, так и на древних платформах, как вдоль настоящих геосинклиналей, так и вдоль парагеосинклиналей. Соотношение с метаморфическим фундаментом платформ обычно для всех прогибов, построенных по уральской модели, — границы прогиба секут границы разновозрастных блоков фундамента платформ.

Отмеченные выше особенности строения внутренних бортов прогибов карпатского и уральского типов свидетельствуют об их формировании в результате сильных (карпатская модель) и умеренных (уральская модель) тангенциальных напряжений со стороны складчатых областей.

Краевые прогибы месопотамской модели (см. рисунок), по-ви-

димому, формируются при минимальных тангенциальных напряжениях со стороны складчатых областей. Для них характерно развитие в зоне сочленения серии складок, вытянутых параллельно складчатой области, иногда запрокинутых, осложненных или почти не осложненных локальными взбросо-надвигами. Для прогибов месопотамского типа не характерно расчленение всей смятой толщи внутреннего борта и передовых складок пологими надвигами и взбросо-надвигами на пластины, смещенные относительно друг друга. Однако отсутствие крупных надвигов в прогибах месопотамского типа не означает, что в пределах складчатых областей надвиги и шарьяжи отсутствуют. Такие горизонтальные перемещения известны, например, в Тавро-Загросской складчатой области, но они не имеют широкого распространения и локализируются вблизи зоны главного Загросского разлома.

В прогибах месопотамской модели сохраняется асимметричная форма орогенной впадины, но степень асимметрии всего орогенного тела значительно меньшая, чем в прогибах других моделей. Возможно, что для этой модели характерна очень слабая нарушенность внешней зоны и сравнительно небольшое развитие в ней локальных структур. Кстати, последняя особенность присуща также многим краевым прогибам других моделей. В настоящее время среди прогибов, построенных по месопотамской модели, известны в основном прогибы альпийского возраста: Месопотамский, Терско-Каспийский, Предкопетдагский и др.

Рассмотренные три структурные модели свидетельствуют о том, что характер структурно-тектонических дислокаций внутреннего борта и общая форма тела, сложенного орогенными формациями, не зависят от возраста краевого прогиба и прилегающей платформы, а связаны исключительно с особенностями строения, развития и тектонической активностью геосинклинали, породившей краевой прогиб. Помимо общих причин, обуславливающих различную динамику превращения геосинклинали в складчатую область, вероятно, большую роль играет и набор формаций пограничных зон. Так, намечается, что по карпатской модели построены только те прогибы, которые прилегают к геосинклиналям с крупными флишевыми впадинами. Но вместе с тем имеется ряд краевых прогибов с ограниченным развитием флишевых комплексов, относящихся к уральской модели, которая является как бы промежуточной между карпатской и месопотамской.

Что касается строения внешних (платформенных) бортов, то оно у всех краевых прогибов однотипно. Их конкретные тектонические особенности определяются главным образом морфологией и подвижностью окраинной структуры платформы и в меньшей степени интенсивностью нарушений внутреннего борта.

Определение модели строения каждого конкретного краевого прогиба или его отдельного отрезка имеет большое практическое значение, так как выявление характера поверхностной складчатости во внутренней зоне и зоне передовых складок позволяет прогнозировать глубинное строение указанных зон и, следовательно, точнее ориентировать поисково-разведочные работы на нефть и газ в глубоко

залегающих перспективных горизонтах. Основание для определения модели краевого прогиба дают в первую очередь данные геологической съемки, т.е. прогноз глубинного строения внутренней зоны краевого прогиба может быть дан до постановки в ней большого объема глубокого бурения.

Анализ формационных и структурно-тектонических особенностей и выяснение их влияния на масштабы нефтегазоаккумуляции в различных зонах сочленения платформ и складчатых областей, в частности в краевых прогибах, показывают следующее:

1. Между набором формаций и масштабами нефтегазоаккумуляции в краевом прогибе с различными формационными рядами четкой зависимости пока не наблюдается. Возможно, что в какой-то мере это связано с недостаточной изученностью нефтегазоносных формаций, хотя в первом приближении создается впечатление, что зоны сочленения с широким и мощным развитием формаций карбонатного и терригенно-карбонатного классов, по-видимому, обладают большими потенциальными возможностями по сравнению с другими. В возрастном отношении на первый план выступают формации доорогенного комплекса, которые в большинстве краевых прогибов содержат от 60 до 90% начальных потенциальных ресурсов УВ. Связь нефтегазоносности преимущественно с формациями доорогенного комплекса обусловлена тем, что последние, как правило, имеют морской генезис, накапливались в благоприятной палеотектонической и палеогеографической обстановке, а в момент формирования собственно прогиба оказались в исключительно благоприятных термодинамических условиях, способствовавших реализации их нефтегазопроизводящего потенциала.

В палеотектоническом отношении рассматриваемые области сочленения охватывали окраины древних и молодых платформ (перикратонные опускания, долгоживущие окраинные впадины и т.п.) и внешние зоны геосинклиналей. До начала накопления орогенных формаций в них на протяжении длительного геологического времени (до нескольких периодов) существовали крупные области устойчивого прогибания с относительно спокойным тектоническим режимом, в которых в условиях стабильного и подвижного шельфа формировались мощные толщи преимущественно морских осадков, сильно обогащенных органическим материалом.

На следующем важнейшем этапе развития в связи с проявлением инверсионных тектонических движений в смежных геосинклиналях сформировались собственно краевые прогибы с быстрым и мощным накоплением орогенных формаций, наложившиеся на структуры доорогенного этапа. Второй этап развития особенно способствовал возникновению в зонах сочленения оптимальных термобарических условий, исключительно благоприятных для катагенетического преобразования огромных масс захороненной органики в УВ. Этот тектонический этап способствовал также формированию в приосевых и внутренних зонах краевых прогибов крупных высокоамплитудных структурных ловушек огромной емкости, возникших к моменту заключительной стадии формирования залежей.

2. Влияние структурно-тектонических особенностей краевых прогибов (структурных моделей) на масштабы их нефтегазонакопления более заметно. В этом отношении на первый план выступают прогибы, построенные по месопотамской и уральской моделям, т.е. те, у которых хорошо развиты внутренние и приосевые зоны, характеризующиеся отсутствием или слабым проявлением покровной надвиговой тектоники и для которых характерно широкое развитие протяженных и высокоамплитудных (более 1 км) приразломных валообразных поднятий и антиклиналей, разделенных глубокими депрессиями.

Касаясь общих тектонических закономерностей нефтегазонакопления в краевых прогибах, нужно отметить три важных, на наш взгляд, обстоятельства.

Во-первых, имеющиеся данные о распределении разведанных запасов и начальных потенциальных ресурсов УВ указывают на то, что зоны максимального нефтегазонакопления краевых прогибов независимо от их возраста тяготеют к *приосевым* частям и *внутренним* (складчатым) *бортам*, а в пределах последних центры максимальной концентрации УВ приурочены к участкам с наиболее глубоким залеганием кристаллического фундамента и соответственно с мощным осадочным чехлом, т.е. к глубоким депрессиям. Именно в этих тектонических зонах создаются исключительно благоприятные условия для возникновения высокоамплитудных валообразных поднятий и крупных антиклиналей, нередко образующих ловушки огромной емкости с широким стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности, включая орогенные и доорогенные формации.

Во-вторых, внешние платформенные борта краевых прогибов в большинстве случаев уступают по своим ресурсам приосевым и внутренним зонам. И одна из основных причин, обуславливающих отсутствие крупных зон нефтегазонакопления (за исключением зон регионального литологического выклинивания) на внешних бортах прогибов, заключается в слабом развитии здесь благоприятных тектонических форм.

В-третьих, следует особенно подчеркнуть то обстоятельство, что нефтенасыщенность недр альпийских краевых прогибов гораздо выше, чем герцинских. Коэффициент нефтенасыщенности (т.е. отношение начальных потенциальных ресурсов нефти к таковым свободного газа) у альпийских прогибов всегда превышает 1, тогда как у герцинских он менее 1. Более того, в приосевых и внутренних зонах альпийских краевых прогибов в составе начальных потенциальных ресурсов УВ резко преобладает нефть, а у герцинских — газ. Такая зональность, по-видимому, обусловлена рядом причин (фациальный состав отложений, тип и природа исходного органического вещества и его катагенетическая преобразованность, вторичная миграция, термодинамическая обстановка и др.), однако на сегодняшнем уровне исследований этой проблемы четких зависимостей получить пока не удастся. В первом приближении это обстоятельство находит более или менее удовлетворительное объяснение со стороны различных геотермических и палеогеотермических особенностей недр альпий-

ских и герцинских краевых прогибов и различной степени преобразованности РОВ в их внутренних и приосевых зонах.

Что же касается конкретных зон нефтегазонакопления в краевых прогибах, то в пределах наиболее прогнутых участков и внутренних бортов они, как правило, связаны с крупными приразломными валообразными поднятиями, узкими и протяженными антиклиналями, барьерными рифами и отдельными биогермными телами ранних стадий формирования, местами осложненными тектоническими процессами более поздних циклов (например, Киркукская и другие зоны в Месопотамском прогибе). На внешних бортах прогибов зоны нефтегазонакопления чаще всего приурочены к структурным террасам, осложненным пологими брахиантиклиналями и структурными носами, зонам регионального литологического выклинивания и стратиграфического несогласия и др.

В заключение отметим, что ограниченный объем данной статьи не позволяет дать более развернутую характеристику затронутых в ней вопросов, но приведенные выше общие формационные и структурно-тектонические особенности и закономерности нефтегазонакопления в зонах развития разновозрастных краевых прогибов позволяют оптимистически оценивать перспективы нефтегазоносности еще слабо изученных районов Предуральяского, Приверхоянского и Предкопетдагского прогибов, особенно приосевых и внутренних зон их наиболее прогнутых впадин.

УДК 553.98 (26.03)

И. С. Грамберг, А. А. Красильщиков

ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОВОДНЫХ ЗОН МИРОВОГО ОКЕАНА

Проблемы нефтегазоносности Мирового океана, и в особенности его глубоководных зон, естественным образом связаны со всем спектром вопросов строения и эволюции океанической литосферы. Однако ограниченность конкретных данных по нефтегазоносности океанических впадин заставляет подходить к определению их перспективности в значительной мере умозрительно, и естественно, что при таком подходе решающую роль приобретает тектоническая позиция, которой придерживается тот или иной исследователь. По мнению сторонников гипотезы тектоники плит, глубоководные зоны океана мало перспективны для поисков нефти и газа из-за предполагаемой недостаточной мощности осадочного чехла и относительно слабой катагенетической преобразованности осадочных толщ. Сторонники гипотезы океанизации допускают перспективность океанических плит, но ставят ее в зависимости от глубины переработки первоначальной континентальной коры.

Несмотря на такие противоречия, Л. Э. Левин в одной из

последних работ приходит к выводу, что оценка потенциальной нефтегазоносности "является однозначной как с традиционных позиций факсизма., так и в работах неомобилистов" [6, с.9]. С ним можно было бы согласиться, если бы не два обстоятельства. Во-первых, такого рода "качественная глобальная оценка" базируется на общеизвестных из континентальной нефтяной геологии положениях, и в первую очередь — на прямой связи нефтегазоносности с интенсивностью прогибания земной коры и мощностью накопившейся осадочной толщи; концепция тектоники литосферных плит не дала пока принципиально новых критериев для упомянутой оценки. Во-вторых, в ходе комплексных геолого-геофизических исследований дна океанов поступает обширный материал, свидетельствующий о существенной неоднородности не только океанского ложа в целом, но и таких его элементов, как океанические плиты, которые с мобилистских позиций должны были бы рассматриваться как относительно однородные рифтогенные новообразования океанской коры. Существование таких неоднородностей во всех океанах, естественно, повышает потенциальную перспективность глубоководных зон в отношении нефтегазоносности [3].

В начале 70-х годов В.Е. Хаин выдвинул тезис о главных поясах нефтегазообразования, объединяющих подавляющее большинство осадочных бассейнов [12]. Позднее было подсчитано, что в этих поясах сосредоточено около 75% всех известных на Земле крупных скоплений углеводородов. Применительно к океанам выделенные пояса представляют собой шовные зоны глобального ранга, маркирующие границы континентальных и океанических сегментов Земли. Они располагаются по периферии океанов вдоль "пассивных" и "активных" континентальных окраин, включая осадочные бассейны шельфов, континентальных склонов и подножий.

Оценке нефтегазового потенциала континентальных окраин посвящена обширная отечественная и зарубежная литература. Задача сегодняшнего этапа исследований по выявлению нефтегазоносности глубоководных зон состоит в выявлении общих предпосылок нефтегазоносности — тектонических, литолого-фациальных, литолого-геохимических. При этом необходимо, опираясь на традиционные положения континентальной нефтяной геологии, искать и новые подходы к решению проблемы, учитывающие специфику эндогенного режима глубоководных зон океана и термобарических условий, определяемых километровой водной толщей.

Положительные тектонические предпосылки нефтегазоносности базируются на данных о существовании в глубоководных областях блоков, сложенных осадочными или вулканогенно-осадочными комплексами, мощность которых достаточна для формирования и сохранения залежей УВ. К таким блокам в первую очередь относятся "микроконтиненты" с доказанной значительной мощностью осадочного слоя. Их особенно много в Атлантическом и Индийском океанах. В Атлантике это поднятия Рокколл, Фолклендское, Блейк-Багамская ступень и ряд других. Пока наибольший интерес представляет поднятие Рокколл, внутри которого выделен прогиб с четырехкилометровой мощностью консолидированных отложений мезозоя и палеоцен-эоцена.

В Индийском океане наиболее интересны бассейн Брокен на Западно-Австралийском поднятии с мощностью осадочного выполнения свыше 3 км и район Сейшельских—Маскаренских островов, где уже ведутся нефтепоисковые работы. В Тихом океане, помимо поднятия Шатского с субконтинентальной корой, известен бассейн Баунти на Новозеландском плато, напоминающий указанные выше бассейны микроконтинентов.

Перспективы нефтегазоносности собственно океанических плит зависят в первую очередь от объема консолидированных отложений в их осадочном чехле. Участки плит со значительной мощностью консолидированных вулканогенно (?)—осадочных комплексов известны. Они, как правило, продолжают предконтинентальные бассейны, подчеркивая тем самым условность внешней границы континентальной окраины. Так, например, далеко за пределы континентального подножья распространяется известное Ангольское диапировое поле. На Саргассовой океанической плите между неконсолидированными осадками и базальтами "второго слоя" установлены высокоскоростные породы мощностью 1—3 км; предполагается, что это кремнисто-глинисто-карбонатный комплекс мезозойского возраста [16]. Еще большей мощностью осадочного чехла — до 8,3 км при незначительной мощности коры (12,3 км) — отличается Бискайский внутриокеанический бассейн [13], неконсолидированные пелагические осадки которого мощностью до 750 м по данным глубоководного бурения [15] имеют послепалеоценовый возраст, а возможность обнаружения углеводородных залежей связывается с консолидированными карбонатными отложениями позднего мезозоя.

Наконец, в типично океанической Евразийской части Северного Ледовитого океана в котловинах Нансена и Амундсена, разделенных срединно-океаническим хребтом Гаккеля, мощность осадочного слоя достигает 3 км; а в более сложно устроенной Американо-Азиатской части океана вдоль асейсмичного хребта Ломоносова расположена система глубоководных впадин (Толля, Макарова), которые вместе с Канадской котловиной представляют собой недокомпенсированные бассейны с мощностью осадочного выполнения 4—8 км. Очевидно, что эти плиты являются погруженными на значительные глубины фрагментами континентальной коры, нижние части которых по своим физическим параметрам мало чем отличаются от океанической коры [5].

Нельзя исключать и возможность выявления других типов осадочных бассейнов в океанической области. Такие асейсмичные хребты, как Азоро-Бискайский, Ньюфаундлендский и Китовый — в Атлантике, Мадагаскарский, Маскаренский и Западно-Австралийский — в Индийском океане, Императорские горы и валообразное поднятие Маркус-Неккер в Тихом и хребет Ломоносова в Северном Ледовитом океане, в своей основе имеют складчато-глыбовую природу, и под их флангами возможно существование предгорных впадин, нередко запечатанных молодыми базальтовыми лавами.

Значительные мощности осадочных комплексов уже сейчас известны не только в глубоководных желобах островодужных областей, но и в собственно океанических желобах, связанных с глубинными (в том числе трансформными) разломами. В этом отношении наиболее показательна

центральная впадина разломной зоны Романш, где суммарная мощность осадочного выполнения со скоростью 2,0—4,3 км/с достигает 7 км; из них рыхлые осадки составляют лишь 400 м [4]. Аналогичная картина предполагается и в ряде других приразломных впадин экваториальной Атлантики.

Другая сторона тектонического аспекта нефтегазоносности связана с эндогенными факторами и в первую очередь с глубинными разломами, выступающими в качестве главных путей реализации эндогенных процессов. Контролирующая роль глубинных разломов наиболее отчетливо выступает в ярко выраженной линейности бассейнов континентальных окраин атлантического типа. Можно предполагать также, что по крайней мере часть ареальных бассейнов формировалась над узлами пересечения разноориентированных рифтогенных прогибов. Причем нередко ортогональные по отношению к континентальной окраине прогибы заполнены мощными отложениями палеоделта, весьма благоприятными для формирования залежей УВ. Как правило, именно бассейны этого типа являются высоко перспективными и нередко содержат гигантские месторождения нефти и газа. К их числу относятся бассейны Северного моря и Гвинейского залива, Бенгальский и Нижне-Индский, бассейны Западно-Австралийского шельфа и ряд других.

Заслуживают внимания рифтогенные бассейны, располагающиеся в зонах периклинального погружения срединно-океанических хребтов или их взаимодействия с континентальной корой. На континентальных окраинах к таким бассейнам относятся Аденско-Красноморская система депрессий и компенсированный осадками желоб, являющийся, по предположению Ю.Е. Погребницкого и В.А. Виноградова [8], продолжением хребта Гаккеля.

В последнее время в связи с особым вниманием, уделяемым изучению процессов рифтогенеза в истории Земли, к рифтогенным прогибам возник повышенный интерес. Бассейны этого типа, образующиеся в результате растяжения коры, характеризуются специфическим набором формаций, сложным чередованием коллекторов и покрышек, а также повышенным тепловым потоком и поступлением из земных недр ювенильных газов, нередко в виде углеводородов. Отметим, что при малой мощности коры под океанами само понятие "глубинности" разломов становится относительным. Это обстоятельство в сочетании с повышенной проницаемостью океанической коры определяет здесь значительно большие по сравнению с континентом масштабы притока ювенильного вещества в верхние горизонты коры. В связи с этим следует не только пересмотреть уровни глубинности нефте- и газообразования, но и иметь в виду возможность поступления и в определенных условиях консервации углеводородов неорганического генезиса.

Если тектонические критерии нефтегазоносности океанических областей определяются в первую очередь результатами геофизических исследований, то выявление литолого-фациальных предпосылок базируется главным образом на данных глубоководного бурения. Ряд благоприятных литолого-фациальных факторов установлен для континентальных окраин атлантического типа. Так, доказано широкое распространение по обе стороны океана триасово-раннеюрской эвапо-

ритовой формации, которая является мощной литологической покрывной и играет структурообразующую роль для вышележащей осадочной толщи. В разрезах внешнешельфовых и предконтинентальных прогибов установлено региональное развитие коллекторов (например, юрско-меловая формация барьерных рифов) и отложений, обогащенных органическим веществом (меловая формация "черных глин").

Необходимо подчеркнуть, что сравнительное изучение материалов геологии суши и глубоководного бурения показало удивительное сходство осадочного выполнения бассейнов по обе стороны Атлантики. При этом установлены две группы осадочных комплексов. Одна из них принадлежит консолидированному осадочному (или осадочно-вулканогенному) слою континентальной коры, сформированному на "до-океаническом" этапе. Другая группа составляет толщу полуконсолидированных или неконсолидированных осадков, отвечающих времени становления самого океана. Несмотря на весьма ограниченный объем фактического материала по строению и вещественному составу консолидированных осадочных комплексов, уже сейчас получены обнадеживающие данные по ряду скважин, где лито- и биофации указывают на эпиконтинентальное происхождение консолидированных отложений, что подтверждается и характерными для континента условиями преобразования органического вещества.

Неконсолидированный слой океанических осадков благодаря своей водонасыщенности не может быть резервуаром для нефти. Однако в условиях высоких гидростатических давлений и низких (до 4—5° С) температур грунтов и воды на больших глубинах верхняя часть неконсолидированного слоя становится зоной образования газогидратов и соответственно превращается в покрывку для накапливающихся ниже свободных газов [9]. Так, на западе Северной Атлантики вблизи континентального склона, по данным американских исследователей [18], ниже отражающего сейсмического горизонта, отождествляемого с фазовой границей "гидрат—газ", обнаружена залежь газа. Другая область развития газогидратов выявлена американскими геофизиками [14] вдоль континентального склона Западной Африки; здесь она характеризуется так называемыми "пагода-структурами", в которых секущие и межпластовые трещины залечены метан-гидратами. На континентальном подножье северо-западной Африки мощность газогидратной зоны, по данным глубоководного бурения, достигает 750 м [15, vol. 50]. К востоку от Новой Зеландии на континентальном склоне и подножье также установлены сейсмические аномалии "газогидратного типа" и уже подсчитаны запасы газа [17].

При определении потенциальной нефтегазоносности глубоководных зон океанов мы, так же как и для континентов и шельфовых зон, должны учитывать особенности состава, распределения и преобразования рассеянного органического вещества. Поскольку основные закономерности накопления и преобразования рассеянного органического вещества в осадках континентального блока земной коры в настоящее время хорошо известны, принципиально важным представляется установление тех отличий, которые свойственны органическому веществу и направленности его преобразований в осадочных толщах океанов.

Характер распределения органического вещества, естественно, в первую очередь зависит от типа бассейна, его тектонического строения и особенностей морфологического характера. Тем не менее общим для всех океанов является уменьшение содержания органического вещества при переходе от окраинных зон к внутренним областям океанов. В.Я. Троцюк [10] определяет среднее содержание $C_{\text{орг}}$ в глубоководных зонах Мирового океана в 0,098%; более высокие средние содержания $C_{\text{орг}}$ свойственны окраинным зонам океанов — 0,408—0,505, а максимальные значения $C_{\text{орг}}$ фиксируются у отложений континентальных склонов — 0,741%.

Как советские, так и зарубежные исследователи, основываясь на результатах глубоководного бурения, приходят к выводу о закономерном изменении среднего содержания рассеянного органического вещества по разрезу океанических осадков. Наиболее высокие значения среднего содержания $C_{\text{орг}}$ фиксируются у отложений раннемелового и плиоцен-четвертичного возраста, а наименьшие — у отложений эоцена и олигоцена. Общая направленность этих изменений устанавливается во всех зонах океана, хотя амплитуда колебаний много выше у отложений океанической периферии. Заметные отличия в содержании органического вещества осадков разного стратиграфического диапазона свидетельствуют и о различных потенциальных возможностях нефте- и газообразования.

Так же как и в континентальном блоке земной коры, наблюдается зависимость содержания $C_{\text{орг}}$ от гранулометрического типа осадков. Как известно, в пределах континентального блока максимальные содержания приурочены к наиболее тонкодисперсным породам. Отличительной чертой, свойственной осадкам океанического сегмента Земли, является повышенное содержание органического вещества в алеврито-глинистых илах, что, по-видимому, связано со спецификой распределения биогенных компонентов в водной массе океана [1]. Основной особенностью состава рассеянного органического вещества океанических осадков является преобладание в его массе продукции планктонных организмов. По оценке О.К. Бордовского [1], доля аллохтонной органической материи даже во внутренних бассейнах не превышает 2—3%. Не удивительно поэтому, что по своему химическому составу рассеянное органическое вещество осадков океана близко к сапропелевому органическому веществу континентального сектора стратисферы.

Второй важной и, несомненно, малоблагоприятной для генерации углеводов особенностью состава рассеянного органического вещества океанических осадков является высокая степень его окисленности, преобладание устойчивых компонентов, дефицит соединений, с которыми связан нефтегазоматеринский потенциал. Большинство исследователей, изучавших процессы нефтегазообразования в континентальном блоке стратисферы, считают процессы диагенетического образования углеводов малозначимыми в общем балансе нефтегазонакопления в земной коре. Результаты работ советских и зарубежных ученых убеждают в том, что и океаническим осадкам свойственна в основном катагенетическая природа углеводов. Как правило, в верхней —

диагенетической зоне океанических осадков — не наблюдается увеличения концентрации углеводородов с глубиной, что, по-видимому, является следствием низких темпов углеводородообразования и быстрого рассеивания УВ. Исключение представляют лишь верхние зоны осадков, температура которых благодаря воздействию мощных тепловых потоков превышает 80°C .

Тем не менее расход РОВ на стадии диагенеза имеет принципиальное значение для оценки потенциальных возможностей нефтегазообразования осадочных толщ океана. В этом отношении наименее благоприятными показателями характеризуются глубоководные океанические осадки, в которых, по данным В.Я. Троцюка [11], расход РОВ достигает 55—65%. Такой большой расход ОВ еще на стадии диагенетических преобразований, несомненно, связан с его исходными малыми содержаниями, определяющими неизбежность больших относительных затрат органики на процессы восстановления окисных металлов и сульфаторедукции.

При оценке процессов катагенетического преобразования океанических осадков две проблемы, связанные со спецификой океанического осадкообразования, представляют для исследователей первоочередной интерес. Первая из них сводится к определению роли столба воды толщиной в несколько километров, существенно увеличивающего давление на осадки, вторая — к выявлению степени влияния на интенсивность катагенетических процессов повышенного теплового потока, свойственного ряду районов Мирового океана.

Как показало изучение органического вещества осадочных пород мелового возраста, вскрытых при глубоководном бурении в восточной части Атлантического океана (южная часть Галисийской банки, глубина воды 3900 м), до глубины 1500 м не наблюдается признаков миграции легких компонентов битумоида. С глубины 1500 м битумоиды открытых пор обогащаются углеводородами, появляются признаки миграции и перераспределения миграционноспособных компонентов. Как известно, признаки первичной миграции битумоидов в осадочных толщах континентов фиксируются примерно на этих же глубинах. Однотипность преобразований органического вещества, достигаемых на одних и тех же глубинах в океанических осадках и на континентах, позволяет считать, что давление 3—4-километровой толщи воды не усиливает эффект катагенной эволюции органического вещества [7].

Изменение температуры океанических осадков под влиянием теплового потока приводит к существенным изменениям уровня преобразованности РОВ даже на небольших глубинах их залегания (десятки метров и даже метры ниже уровня дна). Это обстоятельство, как показали А.А. Геодекян и его соавторы [2], определяет изменчивый характер положения границ главных зон газо- и нефтеобразования и переменный характер их мощности. Последняя путем моделирования зональности генерации микронепти и газов в недрах акваторий определена упомянутыми исследователями в диапазоне от 0,8—1,0 до 3,5—4,0 км.

При оценке потенциальных возможностей нефтегазообразования и нефтегазонакопления сокращение мощности главных зон нефте- и

газонакопления следует рассматривать как факторы малоблагоприятные, поскольку уменьшается общий объем пород, генерирующих нефть и газ, а также сокращается мощность перекрывающих толщ, что ухудшает шансы сохранения залежей нефти и газа. Увеличение мощности главных зон нефте- и газообразования — фактор, несомненно, положительный, но он, по-видимому, свойствен лишь областям интенсивного осадконакопления, таким, как континентальные склоны и их подножия и шельфовые зоны.

Таким образом, рассмотрение тектонического, литолого-фациального и литогеохимического аспектов проблемы нефтегазоносности глубоководных областей позволяет сделать следующее заключение.

Во-первых, очевидна потенциальная перспективность "доокеанических" консолидированных осадочных комплексов, сохранившихся в погруженных блоках континентальной коры.

Во-вторых, неконсолидированный синокеанический слой осадков в целом характеризуется малоблагоприятными параметрами как в отношении генерации УВ, так и с точки зрения формирования и сохранения в нем залежей нефти. Однако такая отрицательная оценка относится к обширным по площади океаническим плитам с весьма низким темпом седиментации. Во внутренних же областях океанов, как было показано выше, известны малые по площади бассейны с устойчиво высокими скоростями осадконакопления и, следовательно, со значительными мощностями осадочного выполнения. К ним относятся бассейны Американо-Северной части Северного Ледовитого океана, приразломные впадины экваториальной Атлантики и ряд других.

Именно такого рода бассейны наряду с погруженными блоками континентальной коры должны явиться первоочередными объектами нефтегазопоисковых исследований в глубоководных зонах Мирового океана.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Бордовский О.К.* Органическое вещество морских и океанических осадков в стадии раннего диагенеза. М.: Наука, 1974. 104 с.
2. *А.А. Геодекян, В.Я. Троцюк, Д.М. Берлин, В.А. Пиляк.* Генетические закономерности нефтегазоносности акваторий. М.: Недра, 1980. 269 с.
3. *Дибнер В.Д., Красильщиков А.А.* Типизация осадочных бассейнов Северной Атлантики в связи с проблемой нефтегазоносности. — В кн.: Тектоника и нефтегазоносность континентальных окраин и окраинных морей Атлантического, Тихого и Индийского океанов. Л.: НИИГА, 1980, с. 67—75.
4. *Ельников И.Н., Лунарский Г.Н.* Сейсмические исследования в районах впадин Романш и Гвинейского залива в первом рейсе н/с "Академик Курчатов". — Океанология, 1970, т. X, вып. 5, с. 6—12.
5. *Киселев Ю.Г.* Структурная неоднородность Северного Ледовитого океана как показатель его геологической эволюции. — В кн.: Морская геология, седиментология, осадочная петрография и геология океана. Л.: Недра, 1980, с. 170—178.
6. *Левин Л.Э.* Нефтегазоносность, фиксизм, мобилизм. — В кн.: Тектоника и нефтегазоносность континентальных окраин и окраинных морей Атлантического, Тихого и Индийского океанов. Л.: НИИГА, 1980, с. 7—15.
7. *Грамберг И.С., Даношевская А.И., Лопатин Б.Г., Щелованов Ю.С.* Органическая геохимия нижнемеловых отложений восточной части Атлантического океана. — Литология и полез. ископаемые, 1979, N4, с. 117—131.
8. *Погребницкий Ю.Е.* Развитие разрывных нарушений в геодинамической системе

Северного Ледовитого океана. — В кн.: Тектоника Арктики. Разломы материковой отмели и океана. Л.: НИИГА, 1979, с. 92—107.

9. Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П. Газогидраты — новые источники углеводородов. — Природа, 1979, N 1, с. 18—27.

10. Троцюк В.Я. Особенности распределения органического углеводорода в стратиферии под дном морей и океанов. — Докл. АН СССР, 1976, т. 231, N1, с. 165—168.

11. Троцюк В.Я. О генетической природе углеводородов осадочной толщи Мирового океана. — Геохимия, 1980, N2, с. 261—271.

12. Хаин В.Е. Главные пояса нефтегазообразования Земли. — Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1970, N 1, с. 66—71.

13. Limond W.Q., Gray F., Gray G. et al. A seismic study in the Bay of Biscay. — Earth and Planet. Sci. Lett., 1974, vol. 23, N3, p. 357—368.

14. Uchupi E., Emery K.O., Bowin C.O. et al. Continental margin of Western Africa: Senegal to Portugal. — Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1976, vol. 60, N5 p. 809—878.

15. Initial Reports of Deep-Sea Drilling Project, Nat. Sci. Found., Nat. Ocean Sediment. Coring, NSFSP-12. Programms, 1969—1976. Vol. 12, 50.

16. Jackson R., Keen C.E., Keen M.J. Seismic structure of the continental margins and ocean basins of southwestern Canada. — Geol. Surv. Canada, 1975, N 74-51, p. 1—13.

17. Katz H.-R. Probable gas hydrate in continental slope east of the North Island, New Zealand. — J. Petrol. Geol., 1981, vol. 3, N3, p. 315—324.

18. Tucholke B.E., Bryan G.M., Ewing J.I. Gas-hydrate horizons detected in seismic-profiler data from the western North Atlantic. — Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1977, vol. 61, N 5, p. 698—707.

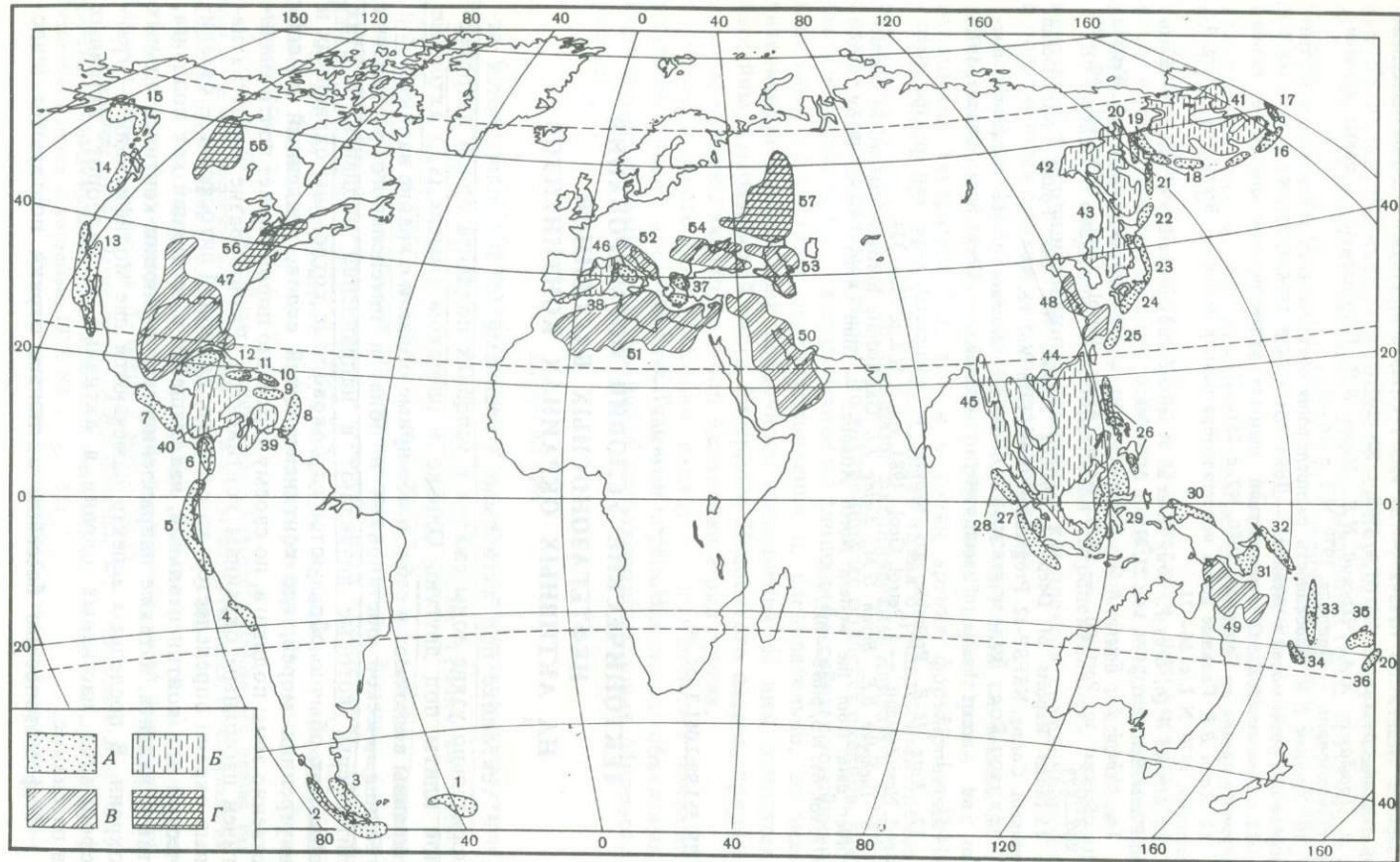
УДК 553.98.2.061.3:551.24

Н.А. Дюменко, Л.Э. Левин

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ НА АКТИВНЫХ ОКРАИНАХ КОНТИНЕНТОВ

В тектонике под активными окраинами (s. st.) понимаются относительно узкие зоны сжатия в условиях поддвига одной литосферной плиты под другую. Однако в широком смысле (s.l.) активные окраины включают в себя и обширные области с крайне напряженной геодинамической обстановкой и области интенсивного растяжения литосферы, которые возникают в направлении поддвига. В этих областях обычно образуются глубоководные котловины окраинных и внутренних морей, где континентальный склон, удаленный от собственно зоны поддвига, по своему строению порой бывает почти аналогичен пассивным окраинам континентов. Разнообразие типов активных окраин определяется, кроме того, природой литосферы — океанической или континентальной, находящейся в состоянии как поддвига, так и надвига, а также направленностью эволюции континентальных окраин. В последнем аспекте намечаются две модификации — трансформации пассивных окраин в активные и, наоборот, активных в пассивные.

Нефтегазоносные бассейны активных окраин пользуются широ-



ким распространением в современной структуре Земли (рисунок). Они выделяются на континентах в пределах многих окраинных и внутренних морей, а также вдоль всей внутренней по отношению к океану зоны островных дуг и горных сооружений. Другими словами, они находятся в непосредственном сопряжении с внутриконтинентальными и окраинно-континентальными подвижными поясами. Именно это сопряжение, которое определяет сложнейшие процессы взаимодействия на уровне верхней мантии, приводит к появлению условий, весьма благоприятных для нефтегазоаккумуляции. К таким условиям, в частности, относятся: изменения геодинамической обстановки и соответственно инверсии знака движений, повышенная проницаемость литосферы и ее верхней оболочки — земной коры; закономерности латерального и вертикального ряда формаций; интенсивность теплового потока и напряжений. Похожее, но отнюдь не аналогичное, сочетание благоприятных условий наблюдается лишь в весьма немногочисленной группе бассейнов древних пассивных окраин и областей эпиплатформенного орогенеза. При этом всего лишь в четырех бассейнах активных окраин — Венесуэльском (7,43 млрд.т), Мексиканском (10,75 млрд.т), Восточно-Средиземноморском (7,15 млрд.т.), Персидского залива (63,49 млрд.т) — сосредоточено до 80% всех разведанных запасов нефти капиталистических и развивающихся стран.

Причины столь высокой концентрации ресурсов углеводородов остаются пока невыясненными. Они анализируются ниже с позиций генетической классификации рассматриваемых бассейнов, с учетом

Размещение осадочных бассейнов активных окраин в современной структуре Земли

А — позднекайнозойские бассейны современных активных окраин: 1 — Скоша, 2 — Огнеземельский, 3 — Магелланова пролива, 4 — Мальендо, 5 — Притихоокеанский (в том числе суббассейны Салавера, Талара, Гуаякиль), 6 — Панамский, 7 — Центрально-Американский, 8 — Гренада, 9 — Южно-Гаитянский, 10 — Северо-Гаитянский, 11 — Ямайский, 12 — Южно-Кубинский, 13 — Калифорнийский (в том числе суббассейны Сакраменто, Сан-Хоакин, Вентура-Санта-Барбара, Лос-Анджелес, Сан-Диего, Санта-Крус, Ил), 14 — Прибрежно-Тихоокеанский, 15 — Южно-Аляскинский, 16 — Шелихова, 17 — залива Кука, 18 — Алеутские, 19 — Западно-Командорский, 20 — Центрально-Камчатский, 21 — Восточно-Камчатский, 22 — Восточно-Курильский, 23 — Абукума, 24 — Симанто, 25 — Рюкю, 26 — Филиппинские, 27 — Центрально-Суматринский, 28 — Яванско-Суматринский (в том числе суббассейны Мелабох, Нинас, Бенгулу, Ломбок), 29 — Сулавеси, 30 — Северо-Новогвинейский (в том числе суббассейны Гелвинк и Д'Антарктасто), 31 — Бугенвил, 32 — Соломоновых островов, 33 — Новогвинеидский, 34 — Новокаледонский (в том числе суббассейны Северный и Южный), 35 — Фиджи, 36 — Тонга, 37 — Эгейские, 38 — Тирренский

Б — позднемезозойско-раннекайнозойские бассейны переходных областей от древних к современным активным окраинам: 39 — Венесуэльский, 40 — Колумбийский, 41 — Берингоморский, Центрально-Берингоморский, Южно-Берингоморский, 42 — Охотоморский (в том числе суббассейны Северо-Охотоморский, Западно-Камчатский, Восточно-Сахалинский, Южно-Сахалинский), 43 — Япономорский, 44 — Индосинийско-Яванский (в том числе Северо-Индосинийский, Западно-Калимантанский, Сиаменский, Яванский, Восточно-Калимантанский), 45 — Иравадийско-Андаманский, 46 — Алжиро-Прованский (в том числе суббассейны Балеарский и Алжиро-Прованский)

В — палеозойско-раннемезозойские бассейны переходных областей от стабильных плит к древним и современным активным окраинам: 47 — Мексиканский, 48 — Восточно-Китайский, 49 — Коралломорский, 50 — Персидского залива, 51 — Восточно-Средиземноморский, 52 — Адриатический, 53 — Каспийский (в том числе суббассейны Средне- и Южно-Каспийский), 54 — Азово-Черноморский (в том числе суббассейны Индоло-Кубанский, Северо-Черноморский, Мизийский, Черноморский)

Г — Палеозойские бассейны в областях редуцированной континентальной литосферы, претерпевших подвиг под древние активные окраины: 55 — Западно-Канадский, 56 — Преаппалачский, 57 — Северо-Каспийский

разнообразия активных окраин, направленности эволюции каждого выделенного типа и сравнительного анализа обстановки нефтегазонакопления между выделенными группами и типами бассейнов активных окраин. Фактический материал, использованный в общем анализе, опубликован в некоторых предыдущих обобщающих работах [2, 7].

Попытки разработки генетической классификации бассейнов активных окраин и определения их места в общем ряду всех бассейнов Земли были предприняты в нашей стране Н.А. Еременко и Л.Э. Левиным, а за рубежом А. Бейли [13]. При этом принципы классификации оказались, в сущности, идентичными. Дальнейшая ее детализация вызывает необходимость выделения четырех групп бассейнов: А — современных активных океанических окраин; Б — переходных областей от древних к современным активным окраинам; В — переходных областей от стабильных плит к древним и современным активным окраинам; Г — областей редуцированной континентальной литосферы, претерпевших поддвиг под древние активные окраины. Первые три группы подразделяются теперь на типы бассейнов в соответствии с различными модификациями зон поддвига литосферы.

ГЕНЕТИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ОСАДОЧНО-ПОРОДОВЫХ БАСЕЙНОВ АКТИВНЫХ ОКРАИН КОНТИНЕНТОВ

Группа А. Бассейны современных активных окраин (позднекайнозойские)

- А.1. Периферии альпийских орогенов, расположенных над зоной поддвига океанической литосферы (Скоша, Огнезельский, **Притихоокеанский**, Панамский, Центрально-Американский, **залива Кука**)
- А.2. То же, но в условиях трансформации древней активной окраины в современную пассивную окраину — так называемые бассейны бордерлендов (**Калифорнийский**, **Прибрежно-Тихоокеанский**, **Южно-Аляскинский**)
- А.3. Периферии островных дуг, расположенных над современной зоной поддвига океанической литосферы, — так называемые преддуговые и внутридуговые бассейны (**Алеутские**, **Западно-Командорский**, **Восточно-Камчатский**, **Восточно-Курильский**, **Симанто**, **Рюкю**, **Филиппинских островов**, **Центрально-Суматринский**, **Яванско-Суматринский**, **Соломоновых островов**, **Фиджи**, **Тонга** и др.)

- А.4. Срединных массивов, альпийских орогенов, расположенных в тылу современных зон поддвига древней океанической литосферы под островные дуги, — так называемые задуговые бассейны (**Эгейские**, **Тирренский**)

Группа Б. Бассейны переходных областей от древних к современным активным окраинам (позднемезозойско-раннекайнозойские)

- Б.1. Областей древней океанической литосферы, расположенных в тылу современных зон поддвига океанической литосферы под островные дуги, — так называемые отгороженные бассейны (**Беринговоморский**, **Филиппинского моря**)
- Б.2. Областей субокеанической и океанической литосферы, находящейся в условиях растяжения и поддвига под современные островные дуги и горные сооружения континентов — так называемые спрединговые бассейны внутренних морей (**Венесуэльский**, **Колумбийский***, **Охотоморский***, **Япономорский***, **Индосинийско-Яванский**, **Иравадийско-Андаманский***, **Алжиро-Прованский***)

Группа В. Бассейны переходных областей от стабильных плит к древним и современным активным окраинам (палеозойско-раннемезозойские)

- В.1. Областей субокеанической или редуцированной континентальной литосферы, находящейся в условиях растяжения и поддвига под горные сооружения континентов при трансформации древних пассивных окраин в древние или современные

активные окраины, — перикратонные мегабассейны (Мексиканский, Коралловоморский*, Средне- и Южно-Каспийские, Азово-Черноморский)

- В.2. Областей редуцированной континентальной литосферы, находящейся в геодинамических условиях, аналогичных группе В.1, но характеризующейся формированием осадочного чехла на протяжении фанерозоя (Восточно-Китайский, Персидского залива, Восточно-Средиземноморский*, Адриатический*)

Группа Г. Областей редуцированной континентальной литосферы, претерпевшие подвиг под древние активные окраины, — перикратонные мегабассейны (Западно-Канадский, Предаппалачский, Северо-Каспийский)

Примечание. * — одиночные месторождения углеводородов или их группы; жирный шрифт — крупные и уникальные узлы нефтегазоаккумуляции.

Между выделенными группами и типами бассейнов на фоне преобладающих различий в современной структуре, условиях формирования и (в конечном итоге) в потенциале промышленной нефтегазоносности имеются и некоторые *черты сходства*. Они определяются генетической природой бассейнов активных окраин, обусловленной почти всегда деструкцией преимущественно континентальной литосферы мантийным диапиризмом. При этом масштабы этого диапиризма сами по себе также различны и вызывают либо образование спрединговых морей с океанической корой, либо в минимальном варианте сложносочлененные системы рифтов с утоненной континентальной корой, но в любом случае повышенное влияние вулканизма на седиментацию и формирование не осадочного, а вулканогенно-осадочного чехла. Сходство заключается в значительных мощностях чехла (до 8—10 и даже 18—22 км), в его залегании на существенно утоненной коре и литосфере в целом; в рифтогенной природе подавляющего большинства (если не всех) бассейнов; в весьма интенсивной геодинамической обстановке, изменяющейся от ранней стадии эволюции бассейнов к поздней и отражающейся в характере теплового потока, сейсмичности, напряжениях и инверсии тектонических движений.

Последнее обстоятельство, на наш взгляд, имеет принципиальное значение. Вопрос о необходимости получения дополнительной энергии (главным образом тепловой) для превращения органического вещества в направлении нефтегазообразования может оспариваться. Органическое вещество обладает достаточно большим запасом свободной (химической) энергии, и необходимость приложения дополнительной внешней (по отношению к ОВ) энергии остается под сомнением. Не исключено, что внешняя (главным образом тепловая) энергия требуется лишь для преодоления энергетического порога и для ускорения процесса преобразования ОВ.

В то же время аккумуляция рассеянных углеводородов, должна рассматриваться как концентрация энергии, которая в соответствии со вторым законом термодинамики не может произойти без затраты дополнительной энергии со стороны. Назовем эту необходимую дополнительную энергию энергией аккумуляции. Эта энергия определяется геодинамическими, гидродинамическими и термобари-

ческими факторами. В данной работе рассматривается только первый из них, который стимулирует активное проявление сил, обеспечивающих миграцию и аккумуляцию углеводородов или, другими словами, образование различных энергетических уровней: гипсометрических перепадов давления и температур, возникновения и релаксации гидродинамических напоров и т.д. Геодинамическая обстановка приводит вместе с тем к появлению многих ослабленных проницаемых зон (путей миграции) в земной коре и в осадочной толще, а также к возникновению своеобразных "ловушек" (энергетических минимумов), в которых происходит образование залежей углеводородов.

Черты различия явно преобладают, причем не только между группами, но и между типами бассейнов. Группы отражают современную и древнюю геодинамическую обстановку и соответственно в первом приближении возрастной диапазон потенциально нефтегазонасыщенной толщи. Образование бассейнов группы "А" приходится преимущественно на позднекайнозойское время, группы "Б" — на поздне-мезозойско-раннекайнозойское, группы "В" — палеозойско-ранне-мезозойское время. Одновременно они образуют три ветви общего эволюционного ряда бассейнов активных окраин [5]: собственно активной окраины, или островодужную; переходных областей от древних к современной активной окраине, или внутрискладчатую; переходных областей от стабильных плит к древним и современным активным окраинам, или перикратонную. Группа "Г" объединяет древние аналоги бассейнов, главным образом групп "Б" и "В".

Именно положение каждого типа бассейнов в общем эволюционном ряду определяет важнейшие для процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления черты различия: преобладание в составе чехла вулканогенных, вулканогенно-осадочных или осадочных формаций; последовательность в разрезе формаций континентального, мелководно-морского и глубоководного генезиса; изменение геодинамической обстановки от крайне интенсивной на ранних этапах до относительно спокойной на заключительной стадии эволюции бассейнов.

Еще одна черта различия, относящаяся к энергии аккумуляции, заключается в особенностях поля напряжений, действующих в поддвигающейся литосферной плите, поскольку они достигают здесь, по данным П.Н. Кропоткина [4], 1000—2000 против 200—700 кгс/см² в надвигающейся области. Отсюда горизонтальные напряжения сжатия и, соответственно, энергия аккумуляции оказываются наибольшими в группе бассейнов переходных областей от стабильных плит к древним и современным активным окраинам (Мексиканский, Персидского залива, Западно-Канадский и др.).

Позднекайнозойская группа бассейнов активных окраин (А) является наиболее сложной и многочисленной по составу. Ее дифференциация на четыре типа определяется возникшими лишь в кайнозойе различиями в строении и эволюции западного и восточного обрамления ложа Тихого океана [10], спецификой южного и северного сегментов Восточно-Тихоокеанского окраинно-континентального

подвижного пояса, равно как и западного сегмента Средиземноморского пояса. Одновременно распространение отдельных типов бассейнов, как будет показано ниже, во многом отвечает предложенному ранее нефтегеологическому районированию Тихоокеанского подвижного пояса [8].

Группа в целом характеризуется широким распространением вулканогенно-осадочных формаций неогенового возраста. В отдельных случаях формирование бассейнов начиналось в юрское, позднемиловое и палеогеновое время. Бассейны типа А.1, сформировавшиеся над зоной поддвига океанической литосферы под горные сооружения континентов, располагаются вдоль морской западной периферии Анд и ее продолжения у Кордильер Центральной Америки, а также частично на юге Кордильер Аляски. Индивидуальные черты эволюции этих бассейнов были предопределены еще на докайнозойских этапах, когда происходило дробление и растяжение западной окраины Южно- и Северо-Американских кратонов. Затем они были усилены особенностями распределения напряжений в зоне поддвига, которые приводили в периоды интенсивного спрединга к опусканию крупных блоков в сторону глубоководного желоба, а при замедлении спрединга — к проявлению на шельфе движений разного знака по разрывным нарушениям.

Черты различия, в том числе и геодинамического плана, существующие между отдельными бассейнами данного типа, особенно очевидны на примере двух из них с установленной нефтегазоносностью: Притихоокеанского (Гуаякиль) и залива Кука [2].

Формирование первого началось в раннемеловое время и сопровождалось проявлениями известково-щелочного вулканизма на протяжении почти всей меловой эпохи. Ныне он состоит из нескольких рифтогенных впадин продольной и поперечной ориентировки, выполненных вулканогенно-осадочной толщей мощностью до 8—10 км. В ее составе на долю паралической терригенной формации палеоген-неогена приходится до 6—8 км от общей мощности разреза. Месторождения многопластовые, с залежами по всему разрезу от нижнего мела до миоцена, тяготеющие к приразломным блокам, ступенчато погружающимся в сторону глубоководного желоба. Средняя плотность запасов по бассейну в целом составляет 7 тыс.т/км², но в нефтегазоносном районе Гуаякиль эта плотность увеличивается до 135 тыс.т/км².

Бассейн залива Кука по направленности эволюции идентичен Притихоокеанскому, что и получило отражение в одинаковом вертикальном наборе формаций. Однако формирование его началось несколько раньше — в среднеюрское время. Мощность чехла достигает 12 км, сокращаясь на поднятиях до 4—8 и 2—3 км. Промышленные залежи связаны преимущественно с теми поднятиями, которые располагаются в бортовых частях бассейна и содержатся в паралической формации палеоген-неогенового возраста.

Плотность разведанных запасов составляет в среднем около 6 тыс.т/км² и увеличивается в зонах нефтегазонакопления до 30 тыс.т/км².

Бассейны типа А.2 — зоны поддвига океанической литосферы под горные сооружения континентов в условиях трансформации древней активной в современную пассивную окраину — располагаются на морской, западной периферии Северо-Американских Кордильер. Отметим, что специфика этого сегмента Тихоокеанского подвижного пояса была подмечена В.В. Белоусовым [1], который выделил его в качестве особого — колумбийского — типа переходных зон.

Направленность эволюции колумбийского сегмента характеризуется прогрессивным смещением к западу древних активных окраин на протяжении всего донеогенового фанерозоя, сопровождавшимся скупчиванием литосферы в пределах современного орогена. Ныне здесь отсутствуют необходимые элементы активной окраины: глубоководный желоб и сейсмофокальная зона Заварицкого—Беньофа. Начиная с неогена, по схеме распределения сил при замедлении спрединга, преобладают опускания крупных глыб древней океанической коры. Последние известны в литературе под названием бордерлендов. Отмеченные обстоятельства и дают основание рассматривать этот регион в качестве испытавшего трансформацию от активной к пассивной окраине. Однако здесь имеется существенное отличие от пассивных окраин атлантического типа, которое выражается в непрекращающихся подвижках по косопоперечным сдвигам Сан-Андреас, Денали и другим, вызванных двумя причинами: продолжающимся поддвигом океанской литосферы под Кордильеры и интенсивным растяжением с рифтообразованием во внутренней области этого орогена.

В нефтегазовом отношении представляется важным, что бордерленд подвергается одновременному двустороннему сжатию под воздействием напряжений, которые действуют со стороны океанической литосферы и Кордильер по меньшей мере на протяжении всего неогена. Эти напряжения способствовали образованию высокоамплитудных ловушек, а также наряду с постоянной сейсмичностью возрастанию энергии аккумуляции углеводородов. В конечном итоге все это и привело к формированию уникального по плотностям запасов Калифорнийского бассейна. Указанный бассейн, локализованный в пределах бордерленда, объединяет пять межгорных впадин, ориентированных как по простиранию горных сооружений, так и дискордантно. Наиболее вероятна рифтогенная природа поперечной впадины Вентура-Санта-Барбара, где тепловой поток повышен, а мощность чехла достигает 18—20 км. В остальных впадинах (Лос-Анджелес и др.) мощность сокращена до 6—8 км. Эволюция бассейна в целом началась в раннемеловое время, когда сохранившиеся от субдукции породы океанической коры (францисканская серия), являющиеся ныне основанием чехла Калифорнийского бассейна, испытали дробление системами разломов. Дифференциация на приподнятые и опущенные блоки произошла в позднем мелу, и дальнейший знак движения блоков был почти постоянным вплоть до миоцена, когда имели место инверсионные подвижки отдельных блоков. Чехол представлен мелководно-морской терригенной формацией позднемелового—раннеплиоценового возраста, лишь самые верхние горизонты неогена и четвертичные отложения относятся к паралической формации. При

этом на приподнятых блоках, являющихся одновременно крупными зонами нефтегазоаккумуляции (Уилмингтон и др.), домиоценовые слои отсутствуют. Средняя плотность запасов составляет 32 тыс. т/км², но в районах крупных месторождений достигает уникальных значений в 250 тыс. т/км² и даже 7—8 млн. т/км².

Бассейны типа А.3 — с морской периферии островных дуг, расположенной над современной зоной поддвига океанической литосферы, — преимущественное распространение получают на западном обрамлении ложа Тихого океана. В этих бассейнах промышленные месторождения углеводородов, за исключением Центрально-Суматринского и Яванско-Суматринского бассейнов, пока неизвестны, а в составе чехла ведущая роль принадлежит не осадочным, а вулканогенно-осадочным и вулканогенным формациям.

Направленность эволюции преддуговых и внутридуговых бассейнов различна, что определяется временем начала формирования островодужной системы и субстратом — континентальным или океаническим, — на котором она была заложена. Так, например, в Алеутских бассейнах ранняя стадия эволюции, характеризующаяся поднятием океанического основания и дроблением его системами продольных и поперечных разрывов, приходится на палеоэоценовое время, а в Восточно-Камчатском и Восточно-Курильском бассейнах — на позднемиоценовое время.

Основная стадия эволюции, также несколько различная по возрасту, но охватывающая в принципе интервал от позднего палеогена до миоцена включительно, обусловила образование мощной, до 8—10 км, толщи вулканогенных и вулканогенно-осадочных формаций, характеризующихся наличием в их составе пород-коллекторов и пород-покрышек. Первые из них, обладающие наилучшими с позиций геологии нефти и газа физическими свойствами, приурочены к двум субформациям: андезит-базальт-риолитовой и грубого флиша (олисторрома?), где переслаиваются с непроницаемыми пластами и пачками.

На заключительной раннеорогенной стадии накопление грубообломочных слоистых толщ происходило на весьма локализованной площади вблизи островов, что и не создало условий, необходимых для консервации залежей [6].

Характер промышленной нефтегазоносности в бассейнах данного типа может быть намечен на примере двух из них: Яванско-Суматринского и Центрально-Суматринского, где залежи углеводородов в обоих случаях содержатся в терригенно-карбонатной мелководно-морской формации миоцена—нижнего плиоцена, тогда как в разрезе участвуют также вулканогенно-осадочная и терригенная формации. Необычной является позиция уникального месторождения Минас (запасы 1030 млн. т), приуроченного к структурной седловине, где мощность чехла сокращается от 3 до 1,5 км, а залежь содержится на глубине 730—800 м. Средняя плотность запасов по бассейнам в целом составляет 8,5 тыс. т/км², при максимальной плотности в собственно Центрально-Суматринской впадине до 275 тыс. т/км².

Бассейны типа А.4 — сформировавшиеся в пределах хотя и

раздробленных, но все же срединных массивов — располагаются на западе Средиземноморского пояса в пределах Эгейского и Тирренского морей. Современные активные окраины возникли на южном и юго-восточном обрамлении этих морей лишь в неогене, как результат возобновления поддвига литосферы Тетиса под структуры Средиземноморского пояса.

Строение и эволюция Эгейского и Тирренского бассейнов при наличии определенного сходства все же несколько различны. Первый возник за счет деструкции срединного массива докембрийской, а второй — позднегерцинской консолидации. Начальная стадия эволюции Эгейского бассейна приходится на позднемеловое—палеогеновое время, а Тирренского—на триасовое, причем молассовая и вулканогенная формации, отражающие эту стадию, распространены локально.

События основной стадии формирования бассейнов были в обоих случаях почти синхронными, поскольку имели место в неоген-плейстоцене. Они знаменовались накоплением эвапоритовой формации мессиния и замещением по латерали глубоководной терригенной формации мелководно-морской на шельфах. Повышенный тепловой поток и сейсмичность, характерные для современной геодинамической обстановки в рассматриваемых бассейнах, способствовали возрастанию энергии аккумуляции, что и получило отражение в обнаружении первых нефтяных месторождений на шельфе Эгейского моря.

Общими особенностями нефтегазонакопления в позднекайнозойской группе бассейнов активных окраин являются: блоковая структура чехла и его накопление в условиях взаимопересекающихся рифтовых грабенов; повышенный уровень энергии аккумуляции углеводородов; позднеолигоцен-раннеплиценовый интервал основной стадии формирования бассейнов; преимущественное участие в составе чехла терригенной и вулканогенно-осадочной формации мелководно-морского генезиса, хотя отдельные месторождения и связаны с рифовой субформацией; региональная нефтегазоносность отложений миоценового возраста с увеличением ее масштабов в случаях начала формирования бассейнов в позднемеловое или юрское время.

Группу позднемезозойско-раннекайнозойских бассейнов переходных областей от древних к современным активным окраинам (Б) характеризует несколько признаков: взаимосвязь бассейнов с глубоководными внутренними морями Тихоокеанского подвижного пояса и Алжиро-Прованской котловины на западе Средиземноморского пояса; наличие в современном строении бассейнов черт пассивной и активной окраин; формирование большинства бассейнов в процессе интенсивного растяжения литосферы, вызванного мантийным диапиризмом; резкое изменение по латерали — от шельфа к глубоководной котловине — строения литосферы в целом, земной коры и ее вулканогенно-осадочной оболочки; омоложение порой на два-три периода нижних горизонтов чехла от шельфа к котловине. По указанным признакам, но отнюдь не возрастному диапазону, к данной группе особенно близки бассейны современных активных окраин, сформировавшиеся на срединных массивах, — Эгейский и Тирренский.

Возрастная позиция бассейнов, как и в случае предыдущей груп-

пы, достаточно условна. Она отвечает главным образом времени растяжения литосферы с преобразованием континентальной коры в субокеаническую или океаническую. При этом в краевых частях бассейнов — на шельфе и склоне — сохраняются порой отложения раннего мела, юры, а иногда триас-палеозоя. Последнему случаю отвечают только Берингоморский и, возможно, Индосинийско-Яванский мегабассейны.

Подразделение данной группы на два типа проведено на основании геодинамических особенностей их обособления и формирования, причем современная геодинамическая обстановка также различна — более спокойная в бассейнах "отгороженного" типа и весьма напряженная в "спрединговых".

Общим для бассейнов типа Б.1 — "отгороженных" — является лишь залегание вулканогенно-осадочного чехла в котловинах на древней океанической коре, отделенной от собственного ложа Тихого океана наложенными островными дугами — Алеутской и Марианской. Эти события были почти синхронными и происходили в поздне-меловое—раннепалеогеновое время. Однако возраст обособленной тихоокеанской коры различен: в Алеутской котловине позднеюрско-раннемеловой, а в Филиппинском море палеоцен-олигоценый и на отдельных участках даже миоценовый. Сочетание разновозрастной коры в пределах почти единого морского бассейна вызвано повторной ее переработкой и растяжением процессами мантийного диапиризма в тылу зоны поддвига. Такая переработка находится в тесной связи с формированием структурных ловушек в котловинах, что имеет важное значение для нефтегазоносности.

Различие между "отгороженными" бассейнами определяется также весьма небольшой (0,5—1 км) мощностью неуплотненного чехла в Филиппинском бассейне, что связано с молодым возрастом коры и отсутствием на обрамлении крупных источников сноса. Мощность чехла увеличивается до 3 км только у подводного хребта Кюсю-Палау, однако и здесь он представлен, скорее всего, слабоуплотненными осадками. Отсюда следует, что существенного значения для нефтегазоносности седиментационный бассейн Филиппинского моря не имеет. Все это наряду с положением Филиппинского бассейна между хотя и разновозрастными, но все же кайнозойскими островными дугами сближает его со многими внутридуговыми бассейнами группы современных активных окраин.

Берингоморский бассейн, напротив, отличается повышенной до 8—15 км мощностью чехла, гетерогенным строением и длительной, сложной историей геологического развития. Ее ранняя стадия охватывала интервал от девона до средней юры включительно, когда в области современного шельфа происходило дробление Анадырско-Сьюардского срединного массива вплоть до расчленения его на раннекиммерийском этапе на отдельные крупные блоки глубокоководными океаническими трогами — Нунивак и Прибылова. В поздней юре и раннем мелу происходит замыкание трогов с элементами скупивания литосферы — надвиги, вулканизм, а в позднем мелу они превращаются в области сноса. Между бывшими трогами располагаются

кулисосочлененные впадины — опущенные блоки фундамента Анадырско-Сьюардского массива: на севере — Нортон и Бетел, а на юге — Анадырская, Наварин и Св. Георгия.

По данным [14], в Алеутской котловине, занимающей центральную часть бассейна, складки чехла образуют линейные и сводовые поднятия с амплитудой более 1 км. Тепловой поток составляет 1,44 мкал/см²·с, отмечается повышенная концентрация углеводородных газов в придонных слоях, а также отсутствие в разрезе уже на глубинах до 500 м отражающих площадок. Последнее может отвечать слоям газогидратов. Структурно-гипсометрическая дифференциация и тепловой режим свидетельствуют о повышенной энергии аккумуляции в котловине.

Распространение формаций чехла, отражающих раннюю стадию эволюции, достаточно локализовано по площади: распространение средне-позднепалеозойской карбонатной формации ограничено районной впадины Бетел; триасовой карбонатно-кремнистой глубоководной и юрско-раннемеловой терригенной мелководно-морского и континентального генезиса — районами Бетел, Наварин, Св. Георгия, Анадырской, Бристольской впадин. Однако на месте впадины Бетел в юрский период и Бристольской в раннем мелу находились области сноса. Вполне достоверно также, что образования юры—раннего мела распространяются в пределы основного элемента Берингово-морского бассейна — Алеутскую котловину и испытывают замещение по латерали вулканогенно-осадочными и вулканогенными формациями. В пределах котловины им отвечает, скорее всего, так называемая нижняя часть разреза, выделяемая по скоростям сейсмических волн от 3,7 до 5,5 км/с, мощностью от не менее 2 до более 5 км. При этом зоны наиболее высокоамплитудных поднятий оснований чехла котловины и отсутствия "нижней части разреза" совпадают [14].

Основная стадия эволюции Берингово-морского бассейна началась в позднемеловое время с момента отчленения коры Алеутской котловины одноименной островной дугой от ложа Тихого океана. Она характеризуется перестройкой структуры континентальной и океанической коры, а также нисходящими движениями по всей площади Берингово-морского бассейна. Все это приводит к накоплению терригенных и вулканогенно-осадочных формаций, мелководных и континентальных на шельфе, которые замещаются глубоководными в котловине. На общем фоне нисходящих движений начиная с олигоцена они становятся достаточно дифференцированными. В центральной части шельфа преобладают поднятия, а в котловине — опускания.

Таким образом, формирование вулканогенно-осадочного выполнения бассейна в палеогеографическом аспекте начинается в мелководно-морской обстановке, которая сменяется относительно глубоководной. Затем наступает компенсация прогибания осадконакоплением, и далее вновь образуется глубоководная котловина. Все это наряду с выклиниванием отдельных формаций по латерали и изменением их типов приводит к формированию литологических ловушек и создает очень благоприятную для нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции обстановку.

Бассейны типа Б,2 — "спрединговые", подобно предыдущему типу, также разновозрастны. Среди них выделяются бассейны с позднемеловой корой в котловинах — Венесуэльский и Колумбийский; зоценовой — Алжиро-Прованский; олигоцен-миоценовой в Южно-Китайской котловине — Индосинийско-Яванский мегабассейн; миоценовой — Охотоморский, Япономорский и Иравадийско-Андаманский. Морские месторождения нефти и газа обнаружены в каждом бассейне, но уникальным является пока только один из них — Венесуэльский. Предполагается, что к категории уникальных относится и Индосинийско-Яванский мегабассейн, где уже выявлено более 100 месторождений с суммарными разведанными запасами более 1 млрд. т. Месторождения повсеместно приурочены к рифтовым грабенам и располагаются либо в осевой зоне, либо на бортах.

Особенности образования и нефтегазоносности бассейнов этого типа могут быть намечены на примере одного из них — Венесуэльского. Ранняя стадия его истории, как и в случае Берингоморского бассейна, была весьма длительной и охватывала мезозой—ранний эоцен. В триас-среднеюрское время системами узких субширотных рифтов происходило расчленение континентального массива, по-видимому, находившегося на месте современных котловин Карибского моря. В краевых частях массива — межгорных впадинах Андийской Кордильеры синхронно накапливались породы континентальной красноцветной формации. На следующем, мел-эоценовом этапе рифтогенез сменяет интенсивный спрединг, что приводит к образованию собственно Колумбийской и Венесуэльской котловин, осложненных поперечными субмеридиональными рифтами. Одним из них, вероятно, является лагуна Маракаибо, где отложения мелового возраста представлены мелководно-морской карбонатно-терригенной формацией. По латерали упомянутую формацию в котловине замещает вулканогенно-осадочная формация второго слоя коры Карибского моря, имеющая важные отличия в составе от типичной океанической коры. Они заключаются в существенном преобладании в разрезе осадочных пород над изверженными. Примером является "формация Думиссау", обнаженная на юге Гаити, которая трактуется в качестве приподнятого блока слоя 2А коры Карибского моря, залегающего под сейсмическим горизонтом "В" [15].

Упомянутая "формация", в свою очередь, состоит из двух комплексов: нижнего, раннемелового, и верхнего, позднемелового, но не моложе среднего маастрихта. Представлена она переслаивающимися пиллаубазальтами, диабазами, известняками, песчаниками и алевритами общей мощностью до 1,5 км, накопление которых происходило в глубоководной обстановке.

Формирование слоя 2А или, другими словами, офиолитовой ассоциации коры Карибского моря продолжалось в глубоководной обстановке вплоть до раннего эоцена, кровле которого в котловинах отвечает сейсмический горизонт "А". Второму слою коры Карибского моря в целом (слой 2А и 2В) отвечает так называемая "нижняя часть разреза", выделяемая по скоростям сейсмических волн от 3,6 до 5,7 км/с. Ее мощность нарастает от осей спрединга к краевым

частям котловин от менее 2 до более 5 км, что согласуется с приведенными выше прямыми геологическими наблюдениями. В этих же направлениях нарастает до 5—15 км и суммарная мощность вулканогенно-осадочного чехла, причем вблизи южного побережья чехол смят в крутые складки вследствие продолжающегося поддвига коры Карибского моря под Береговые хребты Венесуэлы.

Основная стадия эволюции Венесуэльского бассейна имела место в позднеэоцен-плейстоценовое время. Она ознаменовалась накоплением в межгорных впадинах и на шельфе молассовой формации мощностью 4—5 км. Последняя замещается в котловине преимущественно уплотненными вулканогенно-карбонатными осадками.

Промышленная нефтегазоносность Венесуэльского бассейна связана с поперечными и продольными рифтогенными впадинами, расположенными на его южной окраине, — Фалькон, Ла-Вела и Маракайбо. Залежи находятся на различных стратиграфических уровнях от верхнего мела до миоцена и даже в трещиноватых метаморфических породах фундамента (Ла-Вела). Однако наиболее продуктивные горизонты приурочены к песчаным пластам эоцена. Всего выявлено 70 месторождений с начальными разведанными запасами в 5225 млн. т нефти и 1340 млрд. м³ газа, что составляет около 9% от общемировых разведанных запасов. Средняя плотность запасов составляет 250 тыс. т/км², но в контуре нефтегазоносности Боливар-Костл достигает 7 млн. т/км².

Общими особенностями нефтегазонакопления в позднемезозойско-раннекайнозойской группе бассейнов переходных областей от древних к современным активным окраинам являются: относительно длительная эволюция чехла с ограниченным распространением отдельных формаций и замещением одних типов формаций другими как по латерали, так и в разрезе, что создает благоприятные условия для формирования литологических ловушек; значительная роль осадочных пород в составе второго слоя коры глубоководных котловин; широкий стратиграфический диапазон промышленной нефтегазоносности, охватывающий отложения от позднемелового до плиоценового возраста, но с сосредоточением основных запасов в эоцен-олигоцене комплекс; тесная связь зон нефтегазонакопления с рифтогенными прогибами. Перечисленные особенности свидетельствуют о высокой перспективности не только шельфа, но и глубоководных котловин в подавляющем большинстве бассейнов.

Группа палеозойско-раннемезозойских бассейнов переходных областей от стабильных плит к древним и современным активным окраинам (В) обладает комплексом признаков, которые отличают ее от двух предыдущих, в том числе: взаимосвязь бассейнов либо с областями субокеанической литосферы окраинно-котловинных и шельфовых морей, либо с областями редуцированной континентальной литосферы, испытавшими подвиг в геологическом прошлом; полициклическая история формирования бассейнов, вызванная периодической сменой глубоководных и мелководных условий седиментации; весьма спокойная современная геодинамическая обстановка, что отражает изменение преобладающих горизонтальных движений ранней стадии на вертикальные движения поздней стадии эволюции;

трансформация в ходе эволюции одного типа окраин в другой; наличие в зоне сочленения бассейнов новых типов залежей нефти и газа в глубоко-залегающих горизонтах поднадвиговых толщ и вулканогенно-осадочных пластах-коллекторах (Мурадханлы, Самгори); замещение по латерали в направлении горного обрамления формаций мелководно-морского генезиса глубокоководными формациями, а в разрезе параличскими и континентальными орогенными формациями наложенных краевых прогибов.

Возрастная позиция бассейнов условна только в случаях котловинных морей, когда по латерали имеет место омоложение нижних горизонтов разреза на два-три периода. В этом плане наблюдается аналогия с группой бассейнов переходных областей от древних к современным активным окраинам. Для бассейнов, связанных с шельфовыми морями и сформировавшихся на континентах, подобные изменения либо отсутствуют, либо выражены в минимальном объеме.

Бассейны типа В.1 — перикратонные мегабассейны — особенно различны по возрастному диапазону чехла. Одни из них — Мексиканский, Коралловоморский, отчасти Восточно-Средиземноморский, Средне- и Южно-Каспийские, Азово-Черноморский — близки бассейнам молодых платформ; другие — Восточно-Китайский, Персидского залива, Адриатический — бассейнам древних платформ. Однако от бассейнов платформенных областей они, как и "спрединг-овые" бассейны, отличны по вероятному отсутствию в глубокоководных котловинах либо отложений палеозоя—мезозоя (Коралловоморский), либо палеозоя—раннего мезозоя (Восточно-Средиземноморский, Азово-Черноморский), либо донеогенового разреза в целом (Восточно-Китайский).

Месторождения нефти и газа обнаружены в каждом бассейне, но уникальными узлами нефтегазонакопления являются два — Мексиканский и Персидского залива.

На примере бассейна Мексиканского залива взаимосвязи между особенностями строения, эволюции и размещения месторождений углеводородов весьма отчетливы. В его центральной части находится котловина Сигсби с субокеанической корой, где мощность чехла в целом до 16 км. Из них в разных районах котловины от 6 до 12 км приходится на долю уплотненных пород. Ранняя стадия формирования этого бассейна отвечает позднетриасовому—юрскому времени, когда вследствие разрастания ложа Тихого океана произошло разобщение Северной и Южной Америки. На пассивных окраинах прото-Мексиканского залива возникли системы широтных и меридиональных рифтов, где осаждались эвапориты. Последние совместно с позднепалеозойско-триасовыми породами образуют три формации, замещающие друг друга по латерали и в разрезе: сероцветную, красноцветную и эвапоритовую. Карбонатная формация раннемелового возраста отражает мелководно-морские условия седиментации, которые сохранялись до апта. Лишь с этого момента преобладают дифференцированные нисходящие движения блоков и оформляются современные очертания Мексиканского залива, однако основной период опусканий котловины Сигсби приходится только на плей-

стоцен. Соответственно кайнозойский комплекс характеризуется замещением по латерали однотипных терригенных формаций, но различного генезиса — континентального, паралического и глубоководного.

Для обстановки нефтегазонакопления важно, что область субокеанической коры Мексиканского залива как бы обрамлена позднеюрско-раннемеловым барьерным рифом. На юго-западе элементами этого рифа являются "Золотой пояс Мексики" и "тренд Ла-Реформа".

Геодинамическая обстановка в бассейне Мексиканского залива начала изменяться в позднем мезозое, когда со стороны Антило-Карибской дуги возникла активная окраина. В позднем кайнозое процессы поддвига в ее пределах затухают, но подобная окраина возникает на западе со стороны Центрально-Американского сектора Кордильер. Таким образом, геодинамическая обстановка в бассейне Мексиканского залива характеризуется сменой условий от пассивной окраины к активной.

Начальные разведанные запасы в рассматриваемом бассейне в целом составляют 10,75 млрд. т нефти и 10 трлн. м³ газа, из них не менее 7,1 млрд. т нефти приходится на "Золотой пояс" и "тренд Ла-Реформа". Плотность разведанных запасов на северном шельфе в районе нефтегазоносности миоцен-плейстоценового комплекса составляет около 30 тыс. т/км², а на западном, где нефтегазоносны образования поздней юры—эоцена, — 70 тыс. т/км², причем возрастает в контурах залежей "Золотого пояса" до 2,3—3,36 млн. т/км².

Бассейн Персидского залива имеет длительную, охватывающую весь фанерозой, историю формирования, в которой, несмотря на существенные отличия, много общего с бассейнами Мексиканского залива и Восточного Средиземноморья. Сходство определяется вертикальным набором формаций, различие — направленностью изменения геодинамических обстановок. На протяжении всего палеозоя и до позднемелового фанерозоя бассейны Персидского залива и Восточно-Средиземноморский являлись областью седиментации на пассивной окраине Африкано-Аравийской плиты, погружавшейся в сторону палео-Тетиса и Тетиса. В позднем мелу—эоцене при замыкании Тетиса возникают зоны поддвига в районе островной дуги Загроса и гор Тавра. Континентальная литосфера Аравийского сектора испытывает коллизию вблизи Загроса, тогда как в котловинах морей Леванта и Ионического сохраняются реликты литосферы Тетиса. Это означает, что экстремальные напряжения в 1000—2000 кгс/см², которые испытывает плита, погружающаяся в зону субдукции, имели место в чехле бассейна Персидского залива по меньшей мере с позднего мела до плейстоцена. Зона надвигов отложений кайнозойской эры шириной 220 км, расположенная перед горами Загрос, подтверждает высказанный тезис. Подобные напряжения, несомненно, способствовали высокой вторичной трещиноватости карбонатных пород, что при наличии в разрезе эвапоритовой формации миоцена и предопределило образование уникальных для нефтегазонакопления геологических условий. В случае Восточно-Средиземноморского бассейна продолжение процесса поддвига до современной эпохи привело к появлению пояса олистостром перед фронтом Критской и Сицилийско-Аппенинской

островных дуг, а также возникновению в тылу этих дуг осадочных бассейнов типа А.4 — Тирренского и Эгейского морей. Нефтегазонасность олистостром, хотя масштабы ее и представляются дискуссионными, все же доказана (Куба, Самгори в Куринской впадине) и является еще одним доводом в пользу высокой перспективности глубоководных котловин окраинных морей в переходной области к активным окраинам.

В собственно бассейне Персидского залива размещение месторождений нефти и газа контролируется двумя впадинами субмеридиональной, поперечной к Средиземноморскому поясу, ориентировки, которые разделяет Катарский свод. Не исключено, что впадины возникли над рифтами, рассекавшими пассивную окраину палео-Тетиса. В подобном понимании возникает естественная аналогия с поперечным грабеном лагуны Маракаибо. Еще одна аналогия, с бассейном Мексиканского залива, вызвана позднеюрско-меловым основным интервалом нефтегазонасности бассейна Персидского залива, поскольку в позднепалеозойских и олигоцен-миоценовых отложениях здесь пока выявлены хоть и крупные, но все же одиночные месторождения.

Суммарные разведанные запасы нефти собственно в заливе составляют 27,5 млрд. т, а газа — около 3 трлн. м³. Плотность запасов в северной от Катарского свода впадине — 580 тыс. т/км², в южной — около 100 тыс. т/км² при средней для бассейна в целом плотности 300 тыс. т/км².

Бассейны группы Г — также перикратонные мегабассейны, но отличающиеся от предыдущей группы по своему формированию в областях континентальной или редуцированной континентальной литосферы, претерпевших поддвига под древние палеозойские и мезозойские активные окраины. Исключением является Западно-Канадский бассейн, где процесс поддвига в западном направлении возобновился в кайнозое, что было вызвано разрастанием ложа Атлантического океана. История формирования этих бассейнов длительная и охватывает фанерозой в целом, причем нижние горизонты чехла не исчезают из разреза, а испытывают замещение формаций по латерали — от платформенных к миогеосинклинальным. Закономерным следствием поддвига являются пояса надвигов, совпадающие в плане с областью наиболее высокой мощности чехла нефтегазонасного бассейна, где одновременно начинают преобладать формации относительно глубоководного генезиса.

На примере Западно-Канадского бассейна ныне выяснились некоторые особенности нефтегазонакопления в поднадвиговых толщах [16]: углеводороды нефтяного ряда, особенно в замкнутых системах высокого давления, могут существовать и при $T > 200^{\circ}\text{C}$ в течение геологического времени свыше 300 млн. лет; углеводороды мигрируют вдоль плоскостей надвигов из глубоких горизонтов по направлению пласта с преимущественной аккумуляцией в поднадвиговых толщах. В Западно-Канадском бассейне уже открыто свыше 20 подобных месторождений, среди которых наиболее известно Тёрнер-Вэлли. Эти особенности заставляют изменить представления о неперспективности глубокопогруженных горизонтов для поисков залежей нефти.

Обстановка нефтегазонакопления в бассейнах различных генетических типов

Тип бассейнов	Стратиграфический диапазон чехла	Мощность чехла, км	Среднее содержание формаций в разрезе, км			
			вулканогенно-осадочных	эвапоритовых	карбонатных	терригенных
A.1	$K_1-N_2(J_2)$	10	80	—	—	20
A.2	$R_2-N_2(K_1)$	18—20	90	—	—	10
A.3	$N_1-N_2(K_2; P)$	8—10	20	—	—	80
A.4	$P_2-N_2(T, K_2)$	2—12	90	—	—	10
Б.1	$K_2-N_2(P_3-N_2)$	3—15	70	20	—	10
Б.2	$K_1-N_2(T-J)$	5—15	50	40	—	10
В.1	$J-Q(T)$	16	60	25	10	5
В.2	$Phz (J-N_2)$	10	30	65	5	—
Г	Phz	4—20	40	40	20	—

* Pz/K — в числителе — возраст региональных нефтегазоносных толщ, в знаменателе — возраст отдельных продуктивных горизонтов Западно-Канадского бассейна.

именно они ныне являются одним из основных объектов разведки в Западно-Канадском и Предаппалачском бассейнах.

Северо-Каспийский бассейн обладает наибольшим сходством в строении и эволюции с бассейнами окраинных морей типа В.1, поскольку он включает Прикаспийскую синеклизу, расположенную в его центральной части (И.О. Брод, 1960 г.). Признаки соответствия в геологическом прошлом этой синеклизы современным впадинам окраинных морей неоднократно рассматривались в литературе [3, 9, 11].

В упомянутой синеклизе чехол рифейско-фанерозойских осадков залегает на весьма расчлененной поверхности основания, которое по геофизическим параметрам почти идентично литосфере глубоководных котловин Черного моря, Мексиканского залива, Восточного Средиземноморья. Позднерифейские рифты-авлакогены Восточно-Европейской плиты имеют продолжение в Прикаспийской синеклизе, где, по-видимому, испытывают тройное сочленение [9]. Подобные сочленения возникают над растущими мантийными диапирами, и геодинамическая обстановка в Северо-Каспийском бассейне на ранних стадиях его эволюции, в эпохи поддвига Восточно-Европейской плиты под островные дуги Урала, была, вероятно, весьма напряженной.

Наиболее погруженная часть Прикаспийской синеклизы обрамлена полукольцом поднятий с амплитудой от 2 до 5,5 км. Все это аналогично структуре ряда современных глубоководных котловин — Алеутской, Сигсби и других.

По Л.Г. Кирюхину и соавторам [3], континентальные и мелко-водно-морские условия седиментации ранней стадии эволюции Северо-Каспийского бассейна в целом имели место в рифее и раннем палеозое. С позднего девона обстановка меняется на глубоководную, которая с небольшими перерывами сохраняется до начала кунгурского времени, установленного на основании изучения карбонатных и терригенных формаций подсолевого комплекса. Первые из них утонь-

Глубина залегания кровли возможных нефтегазопродуляющих толщ, км	Тепловой поток и сейсмичность (современные)		Напряжения, бар	Стратиграфический диапазон промышленной нефтегазоносности	Средняя плотность запасов в разведенных бассейнах, тыс. т/км ²
	повышенные	пониженные			
>3 (Г)	+		<10 ³	N ₁	30
>3(Г)	+		>10 ³	N ₁	32
1—3 (Г)	+		<10 ³	N ₁	3,5
1—3 (Г)	+		<10 ³	N ₁	?
1—3 (К)	+	+	<10 ³	?	?
<1 (К)	+		<10 ³		50
<1 (К)		+	>10 ³	J ₃ —N	70?
<1 (К)		+	>10 ³	J ₃ —N	~300
<1 (К)		+	>10 ³	Pz*/K	

Примечание. В скобках: Г — глинистые, К — карбонатные толщи, геологические индексы — возраст ограниченных по площади стратиграфических комплексов чехла.

шаются в сторону внутренних районов синеклизы, образуя несколько разновозрастных уступов — древних континентальных склонов, и замещаются относительно маломощными депрессионными глубоководными формациями. Вторые, напротив, над уступами резко увеличивают мощность. В ранней перми нисходящие движения были компенсированы седиментацией, и в мелководно-морских условиях началась эпоха накопления эвапоритов.

Вполне очевидно, что латеральные замещения формаций средне-позднепалеозойского возраста аналогичны установленным для Мексиканского бассейна в районе "тренда Ла-Реформа". Различие же между этими бассейнами определяется интервалом наиболее интенсивного осадконакопления: позднерифейско-палеозойским в Северо-Каспийском и мезозойско-кайнозойским в Мексиканском бассейне.

Таким образом, для осадочных бассейнов активных окраин устанавливается единая направленность эволюции, которая касается как преобразований в литосфере, так и обстановки формирования нефтегазоносного вулканогенно-осадочного чехла. Сравнительная характеристика обстановки нефтегазонакопления в этих бассейнах может быть проведена по комплексу параметров, которые учитывают строение и эволюцию нефтегазоносной толщи, энергию аккумуляции, установленную нефтегазоносность (таблица).

Сходство между генетическими группами бассейнов заключается лишь в усредненном показателе мощности чехла, тогда как между всеми остальными параметрами имеются существенные отличия, которые находятся в закономерных соотношениях прежде всего с длительностью эволюции бассейнов каждой группы. Особенно они очевидны по такому показателю, как региональный интервал установленной промышленной нефтегазоносности: миоценовый в группе А; эоцен-олигоценый в группе Б; позднеюрско-неогеновый в группе В; палеозойский в группе Г.

Группу бассейнов А характеризуют следующие особенности: относительно краткий интервал эволюции; отсутствие в разрезе карбонатных и повышенное содержание вулканогенно-осадочных формаций; небольшие глубины залегания возможно нефтепродуцирующих частей разреза; повышенные тепловой поток и сейсмичность на всем протяжении эволюции бассейнов; незначительная инверсия знака движений; низкие напряжения в чехле, за исключением бассейнов типа А.3; средние для бассейнов плотности запасов от 3,5 до 32 тыс. т/км².

Группа бассейнов Б: более широкий интервал эволюции; наличие в разрезе до 20—40% карбонатных и малая роль формаций вулканогенно-осадочного генезиса; залегание карбонатных формаций на глубинах от 1 до 3 км и более; повышенные тепловой поток и сейсмичность; низкие напряжения в чехле; средний процент инверсии знака движений; региональная нефтегазоносность эоцен-олигоценового комплекса.

Группа бассейнов В отличается длительной эволюцией; высоким процентом содержания в разрезе карбонатной, наличием эвапоритовой и почти полным отсутствием вулканогенно-осадочных формаций; залеганием карбонатных формаций на глубинах свыше 3 км; нормальным тепловым потоком (современным) и практическим отсутствием сейсмичности в чехле на основной стадии эволюции; полной инверсией знака движений; региональной нефтегазоносностью позднеюрско-неогенового комплекса.

Группа бассейнов Г по указанным параметрам почти идентична группе бассейнов В, но регионально нефтегазоносны здесь отложения палеозойского, а локально — мелового возраста (Западно-Канадский бассейн). Одновременно следует иметь в виду, что тепловой поток и сейсмичность в группах бассейнов В и Г соответствуют современной геодинамической обстановке, а параметр напряжений — древней обстановке. Отсюда следует, что на ранней стадии эволюции бассейны группы В и Г находились в условиях повышенного поля напряжений, сейсмичности и теплового потока.

Из сравнения обстановок нефтегазонакопления в бассейнах древних и современных активных окраин следуют выводы о некоторых генетических особенностях концентрации особо крупных и уникальных плотностей запасов углеводородов. Эти особенности возникают лишь в тех случаях, когда имеет место сочетание нескольких факторов: длительной эволюции потенциально нефтегазоносной толщи; существенной доли в разрезе карбонатных и эвапоритовых формаций; залегания карбонатных формаций на значительной глубине; повышенной энергии аккумуляции углеводородов. В экстремальном своем выражении упомянутые особенности отвечают регионам весьма интенсивного растяжения литосферы и ее поддвига, что и обеспечивает наиболее благоприятную обстановку для формирования крупных скоплений нефти и газа. Такова обстановка в бассейне Персидского залива, где концентрация запасов достигает вблизи зоны поддвига уникального значения до 580 тыс. т/км². Следует ожидать, что подобная концентрация будет установлена в будущем также в Восточно-Средиземноморском и Мексиканском бассейнах.

подавляющее большинство бассейнов активных окраин еще не

завершило полного эволюционного цикла. Однако на ранней и промежуточных стадиях также устанавливается комплекс предпосылок, необходимых для развития в широких масштабах процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. В количественном отношении отражением высказанных заключений являются закономерные соотношения между средневзвешенной мощностью вулканогенно-осадочного чехла, тектоническим типом бассейна и плотностью ресурсов углеводородов, установленные в работе [7]. Из этих соотношений следует, что в бассейнах активных окраин может находиться от 30 до 40% всех потенциальных ресурсов Земли, но вероятность открытия в их пределах крупных скоплений углеводородов неоднозначна. Для бассейнов группы А она в три раза меньше, чем для периокеанических бассейнов пассивных окраин, и близка к таковой для бассейнов межгорных впадин. Для бассейнов групп Б и В вдвое больше, чем для периокеанических бассейнов, и в четыре раза выше, чем для бассейнов внутриплатформенных синеклиз. При этом степень этой вероятности для каждого конкретного бассейна должна анализироваться отдельно.

Все вышеизложенное еще раз подтверждает заключение о перспективности многих глубоководных котловин окраинных и внутренних морей для поисков скоплений нефти и газа, а также свидетельствует о еще невыявленных ресурсах в бассейнах древних активных окраин на континентах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Белоусов В.В. Некоторые вопросы строения и условий развития переходных зон между материками и океанами. — Геотектоника, 1981, N 3, с. 3—23.
2. Геология и полезные ископаемые Мирового океана. М.: Недра, 1978. 225 с.
3. Кирюхин Л.Г., Сапожников Р.Б., Шлезингер А.Е., Яншин А.Л. Прикаспийский палеозойский глубоководный бассейн. — Бюл. МОИП. Отд. геол., 1980, N 6, с. 40—53.
4. Кропоткин П.Н. Сейсмичность, связанная с изломами погружающейся литосферной плиты (субдукцией). — Геотектоника, 1978, N 5, с. 3—8.
5. Левин Л.Э. Геология окраинных и внутренних морей. М.: Недра, 1979. 215 с.
6. Левин Л.Э., Вирта А.Н., Набарейшвили Г.Ш. Вулканогенно-осадочные формации в связи с поисками нефти и газа. — В кн.: Вулканизм и литогенез. Тбилиси: Мецниереба, 1981, с. 121—133.
7. Нефтегазоносность и угленосность Тихоокеанского подвижного пояса и Тихого океана/ Под ред. Н.А. Еременко, Л.И. Красного. М.: ВНИИЗарубежгеология, 1978. 230 с.
8. Пуцаровский Ю.М. Проблемы тектоники и нефтегазоносности Тихоокеанского кайнозойского тектонического кольца. — Геотектоника, 1975, N 1, с. 3—12.
9. Соколов В.Л. Проблемы газоносности Прикаспийской впадины. М.: ВНИИГазпром, 1970. 275 с.
10. Хаин В.Е. Тихий океан и Тихоокеанский подвижный пояс. — Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1981, N 1, с. 3—13.
11. Яншин А.Л. О глубине солеродных бассейнов и некоторых вопросах формирования мощных соленосных толщ. — Геология и геофизика, 1961, N 1, с. 3—15.
12. Bally A.W. A geodynamic scenario for hydrocarbon occurrences. — Petrol. Rev., 1975, vol. 29, N 344, p. 33—44.
13. Bally A.W. Petroleum of Continental margins. — In.: Continental margins. Wash. (D.C.): Nat. Acad. Sci., 1979, p. 302.
14. Cooper A.K., Scholl D.W., Marlow M.S. et al. Hadracarbon potential of Aleutian basin. Bering Sea. — Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1981, vol. 63, N 11, p. 2070—2087.
15. Maurrasse F., Husler I., George G. et al. Upraised Caribbean Sea floor below acoustic reflector "B" at the Southern peninsula of Haiti. — Geol. en mijnbouw, 1979, bd. 58, N 1, blz. 71—83.
16. Price L.C. Utilization and documentation of vertical oil migration in deep basins. — J. Petrol. Geol., 1980, vol. 2, N 4, p. 353—387.

Ю.К. Бурлин, О.К. Баженова

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ФОРМАЦИИ АКТИВНЫХ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ОКРАИН

Современные и особенно древние континентальные окраины характеризуются повышенной нефтегазоносностью. Оценке перспектив нефтегазоносности континентальных окраин посвящен ряд работ В.Е. Хаина [10], Ю.М. Пушаровского [8], И.В. Высоцкого с соавторами [4], Л.Э. Левина [6] и др. С развитием и расширением поисково-разведочных работ на нефть и газ в акваториях Мирового океана роль краевых зон континентов будет возрастать.

Для определения перспектив нефтегазоносности и прогнозной оценки бассейнов прежде всего необходим анализ слагающих их осадочных толщ, осадочных геотемпаций. Именно состав толщ и органического вещества, заключенного в толщах, определяет, какие углеводороды образуются или будут образовываться на определенном этапе развития осадочного бассейна. Характер формаций определяет также основные типы природных резервуаров и коллекторов.

В последнее время стало очевидным, что характер литогенеза в конкретной структурно-формационной зоне сказывается на всех сторонах или ступенях онтогенеза нефти и газа. Поэтому разработку нефтегазогенетических критериев разнотипных толщ, применение формационного анализа для оценки нефтегазообразования можно рассматривать как новое направление в нефтяной геологии — формационную нефтидогению [2, 3].

В зависимости от характера геологического строения и основной тенденции развития континентальные окраины заключают в своем разрезе нефтегазоносные формации разных типов. Окраины континентов отражают разные этапы эволюции земной коры при перестройке ее из океанической в континентальную и в дальнейшем развитии. По историко-тектоническому принципу континентальные окраины можно классифицировать в зависимости от того, на каком этапе эволюции земной коры они находятся.

Конструирование континентальной коры за счет коры океанической идет через геосинклинальный процесс, который проявляется в активном тектоно-магматическом развитии. Современная теория развития коры в наиболее полном виде представлена в трудах А.В. Пейве, Ю.М. Пушаровского, М.С. Маркова, С.М. Тильмана, Н.А. Шило; ими выделяются активные конструктивные геосинклинальные окраины с формирующейся континентальной корой. Период формирования континентальной коры подразделяется на три этапа; начальный, переходный (островодужный) и завершающий. Конструктивные процессы в пределах активных континентальных окраин нередко сменяются деструктивными, происходящими на самых разных этапах и выраженными в образовании рифтов, глубоководных котловин, в возникновении бордерлендов, в разрушении сформированной континентальной коры.

Нефтегазоносные осадочные формации изучались нами в различных

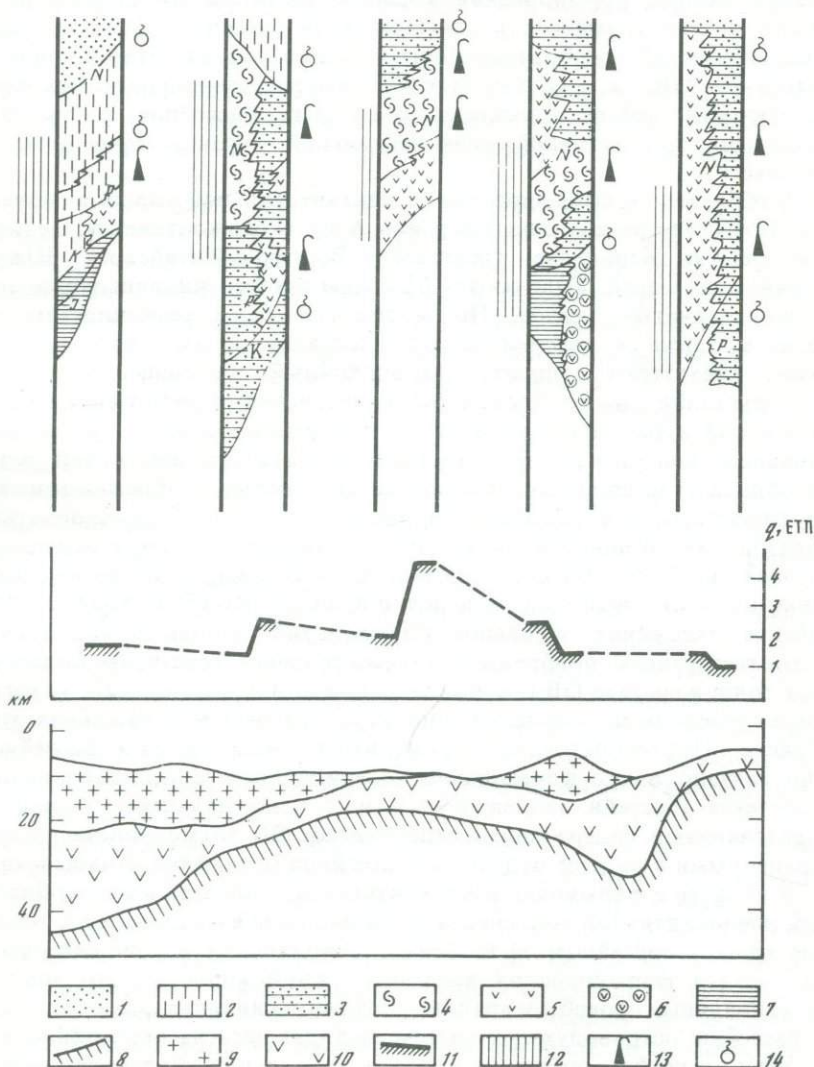
бассейнах Тихоокеанской активной окраины, в западную часть которой, помимо островных дуг, окраинных морей и глубоководных желобов входят участки азиатского континента, рассматриваемые многими исследователями в качестве древней активной континентальной окраины. Расположение осадочного бассейна в пределах различных участков активной континентальной окраины, находящихся на разных этапах формирования коры, в значительной степени определяет состав и мощность слагающих его толщ, степень их постредиогенетической преобразованности, количество и качество захороненного в них ОВ, т.е. в конечном итоге их нефтегазоносность. Основные особенности нефтегазоносности осадочных бассейнов в пределах различных зон активной континентальной окраины приведены на рисунке.

В областях со сформированной континентальной корой, включающих самые северо-восточные окраины Азиатского континента, шельфовые участки Берингова, Охотского, Восточно-Китайского, Южно-Китайского морей, выделяются бассейны постгеосинклинальных орогенно-складчатых этапов. По морфологическим особенностям эта область ближе к пассивным континентальным окраинам; для нее также характерен относительно спокойный тектонический режим, в общем стабильный тепловой поток, интенсивный рифтогенез. Состав отложений в бассейнах этой области формировался под усиленным влиянием континента. В формационном составе отложений резко преобладают молассы, вулканогенные, угленосные, прибрежно-морские континентальные и дельтовые терригенные и терригенно-карбонатные образования. Мощности обычно не превышают 4—5 км, в отдельных случаях до 7 км. Возраст слагающих бассейны толщ преимущественно меловой—неогеновый; нередко в состав бассейна входят и мезозойские отложения основания (Пенжинский, залива Кука, Папуа). В соответствии с прибрежно-континентальным генезисом большинства толщ в составе ОВ преобладают гумусовые компоненты, которые предопределили преимущественное газообразование в бассейнах этой области. Нефтеобразование также имело место в ряде бассейнов. Оно связано или с формациями подстилающего геосинклинального комплекса (бассейн залива Кука), или с нормальными морскими образованиями, содержащими сапропелевое ОВ, также широко распространенными в разрезе отдельных бассейнов (Сиамский, Анадырский).

В области с формирующейся континентальной корой или в области собственно активной континентальной окраины выделяются две основные группы бассейнов: 1) бассейны, находящиеся в зоне завершающего этапа формирования континентальной коры, — это миогеосинклинальные прогибы и впадины, позднегеосинклинальные бассейны; 2) бассейны островодужных систем, находящиеся на переходном или среднем этапе формирования коры, — эта группа объединяет разные по морфологии бассейны: впадины глубоководных котловин, узкие междуговые и фронтально-дуговые прогибы и глубоководные желоба.

Первая группа бассейнов характеризуется наибольшим разнообразием геотемных формаций. Это главным образом морские миогеосинклинальные формации, флишевые, турбидитные, вулканогенно-тер-

Области с сформированной континентальной корой	Области с формирующейся континентальной корой		
	бассейны орогенных складчатых областей	бассейны позднегеосинклинальных областей	Островоуглубные системы
бассейны глубоководных котловин			Междугубые бассейны



Схематическая диаграмма условий нефтегазообразования в бассейнах разных зон тихоокеанской активной окраины

1—7 — формации: 1 — посторогенные, 2 — орогенные, 3 — терригенные морские, в том числе турбидитные и угленосные, 4 — терригенно-туффито-кремнистые, 5 — эффузивно-пирокластические, 6 — вулканогенно-кремнистые, 7 — аспидные; 8 — граница Мохо; 9 — гранитный слой; 10 — базальтовый слой; 11 — величина кондуктивного теплового потока в ЕТП; 12 — ГЗН; 13 — нефть; 14 — газ

ригенные, терригенно-кремнистые, терригенно-карбонатные, присутствуют также прибрежно-морские, континентальные, угленосные и лигнитоносные; в подчиненном количестве отмечены терригенные, терригенно-кремнистые, терригенно-вулканогенные молассы. Состав и содержание ОВ соответствует вмещающим отложениям, т.е. в общем резко преобладают сапропелевые компоненты, максимальные концентрации и наиболее высокие модальные значения ОВ отмечены в терригенно-кремнистых породах и в диатомитах. К бассейнам этого типа относятся Охотско-Камчатский, Ильпинско-Центрально-Камчатский, Сахалино-Охотский, Сахалино-Хоккайдский, Саравакский, Суматринский, Северо-Яванский и др. Возраст слагающих бассейны отложений в основном кайнозойский (олигоцен-плиоцен, эоцен—плиоцен [9]), реже в состав бассейнов включены и верхнемеловые комплексы (Западный Сахалин, Западная Камчатка). Основные нефтепроизводящие комплексы — терригенно-кремнистые и терригенно-карбонатные образования; процессы нефтеобразования преобладают над газогенерацией, последняя связана с угленосными формациями миогеосинклинального комплекса и молассовыми образованиями.

Вторая группа бассейнов — островодужных — характеризуется резкой изменчивостью мощности земной коры (от 10 до 35 км), величины кондуктивного теплового потока (от 0,6 до 4,5—5 ЕТП.), что определяет резкие вариации в положении в разрезе главной зоны нефтеобразования. Формационный состав отложений этой группы бассейнов также очень разнообразен; широко распространены отложения различных генетических типов разного состава: терригенные, биогенные и вулканогенные. Наибольший интерес с точки зрения нефтегазоносности среди бассейнов этой группы представляют бассейны, располагающиеся в тылу островных дуг, обращенных к континенту; большую часть подобных бассейнов занимают котловины окраинных морей. К бассейнам этого типа относятся Хатырско-Алеутский, Олоторско-Командорский, Южно-Охотский, Восточно-Калимантанский, Уцу, Сандаканский и т.д. Подобные бассейны имеют относительно большие размеры, изометричную форму; сложены они преимущественно неогеновыми образованиями, в отдельных случаях эоцен-плиоценовыми породами, мощностью от 4 до 12 км.

Строение разреза бассейнов этого типа в общем сходно: нижняя часть сложена вулканогенными и терригенно-вулканогенными породами, средняя — в основном биогенными: кремнистыми, карбонатными, верхняя — преимущественно терригенными, причем генетический тип отложений меняется от глубоководных морских турбидитов до мелководных, прибрежно-морских, дельтовых. Так, например, в верхней части разреза Восточно-Калимантанского бассейна присутствует очень мощная (до 8 км) толща дельтовых образований (Махакам-дельта); эти дельтовые отложения содержат залежи нефти и газа. Бассейны междуговых прогибов и желобов еще недостаточно изучены, хотя среди них известны бассейны с промышленной нефтегазоносностью (Ирианский, Тонга, Симанто, Кагоян, Центрально-Луссонский и т.д.). Эти бассейны характеризуются очень большими мощностями, малыми размерами, значительным содержанием вулкано-

генных пород; в терригенных формациях — преобладанием турбидитов, невысокими значениями содержания ОВ, небольшими размерами залежей УВ.

Для северо-западной части Тихоокеанской активной окраины характерно широкое распространение терригенно-кремнистых и терригенно-туффито-кремнистых формаций, основными элементами которых являются силициты и глинисто-кремнистые породы, содержащие биогенный кремнезем, в значительной степени обогащенные ОВ, — диатомовые илы, диатомиты, их перекристаллизованные аналоги, опоки, опокovidные силициты, и т.д. Как нами было показано ранее [1, 2], диатомиты и их перекристаллизованные аналоги обладают повышенным нефтематеринским потенциалом, являющимся в значительной степени унаследованным от ОВ некоторых видов диатомовых водорослей. Высокий темп накопления диатомовых способствует сохранению ОВ. Так, по данным Калверта [11], в Калифорнийском заливе ежегодно на 30 тыс. км² осаждается более 15 млн. т остатков диатомовых. Отличительной особенностью ОВ диатомовых водорослей является повышенное содержание в нем липоидных компонентов (5—38%, в среднем 15%), причем жиры составляют около 80% всех липоидов, в составе их резко преобладают жирные кислоты, в основном ненасыщенные (С₁₆ — 70%, С₄ — 10%). Такое уникальное по составу органическое вещество является наиболее подготовленным к нефтеобразованию путем мягкого термокатализа. Образование углеводородов из жирных кислот происходит легко. Уже при минимальных температурах (40—50°С) при мощностях осадков 500—700 м отмечается массовое новообразование нефтяных углеводородов. В глубоководных условиях процесс может замедляться, но в тех случаях, когда тепловой поток повышен (3—4 ЕТП и выше), преобразование минеральной составляющей, а вместе с ней органики, и в глубоководных условиях протекает также достаточно быстро.

Кремнистые отложения фитогенного генезиса, богатые органическим веществом, отличаются наиболее ранним созреванием и повышенным выходом нефтяных углеводородов. О роли этих отложений в нефтеносных бассейнах можно судить по разрезам нефтеносных толщ Сахалина, сахалинского шельфа, Калифорнии и других районов. Интенсивная генерация УВ в этих отложениях начинается уже на грациях катагенеза ПК₂—ПК₃. Ярким подтверждением этого служит присутствие сингенетичной нефти в позднемиоценовых диатомитах площади Мак-Китрик в Калифорнии, где эти породы разрабатываются. Нефть составляет 15% объема породы и залегает на глубине 370—400 м в отложениях, которые являются и нефтематеринскими, и нефтесодержащими [12]. Подобная же сингенетичная нефтеносность отмечается и в кремнистых отложениях пиленгской свиты миоцена Пограничного прогиба на Сахалине. Важно отметить, что при трансформации форм кремнезема происходит выделение связанной воды, которая играет определенную роль в первичной миграции и одновременно способствует формированию в породах порового пространства. Для бассейнов с существенно кремнистыми толщами характерна преимущественная нефтеносность.

Характерные формации формируются на активных окраинах в постгеосинклинальных складчато-орогенных областях при их деструкции. Ярким примером является калифорнийский бордерленд. Калифорнийский сегмент в Тихоокеанском кольце отличается своим развитием и строением. Здесь нет широкой переходной зоны, островных вулканических дуг, окраинных морей. Наиболее типичны в нефтеносном отношении для окраины континента неогеновые бассейны Калифорнии. Они сформировались в результате сложных по динамике процессов, происходящих в зонах соприкосновения Североамериканской платформы и Тихоокеанского ложа. Локальные зоны сжатия кулисообразно располагаются в приокеанической полосе. В зонах растяжения между ними сформировались осадочные бассейны с большими мощностями отложений. Интенсивная вертикальная дифференциация привела к образованию крупных тектонических уступов и трогов между ними. Деструктивные процессы произошли здесь после формирования таких хорошо известных, богатых нефтематеринских кремнисто-глинистых толщ, как монтерей и темблор. По крутым склонам и трогам спускались турбидитные потоки, которые образовали вытянутые тела обломочных пород, вложенных в нефтематеринские толщи. Так, в бассейне Вентура плиоценовые пески образуют лентообразные тела, сформированные потоками в глубоководной части бассейна. Преимущественно западно-юго-западная ориентировка этих тел показывает, что формирующие их потоки опускались с крутых восточных склонов. Максимум песчаного материала отмечается в центральных глубоководных частях бассейна. Вытянутые песчаные тела создавали седиментационные структуры и в ряде случаев способствовали образованию антиклиналей. Важно отметить высокие коллекторские свойства этих песчаников, которые хорошо сохраняются. Безусловно, эти тела в сочетании с кремнистыми битуминозными породами являются особой нефтеносной формацией лавинной седиментации. Во многих случаях с этими телами связаны скопления УВ, которые получают постоянную подпитку из вмещающих их материнских пород. В подобных условиях находятся крупные нефтяные месторождения в бассейне Вентура.

Как показывают исследования последних лет, все побережье Калифорнии перспективно для обнаружения залежей в подобных или сходных условиях. Здесь установлена обширная полоса наличия глубоководных конусов выноса разного возраста. Подавляющее большинство из них являются перспективными. Сравнительно небольшие по размерам калифорнийские бассейны обладают высокими суммарными запасами и высокой плотностью — до 300 тыс. т нефти на 1 км².

В условиях Восточной Камчатки и юга Чукотки также возможно наличие сходных по облику формаций, сформированных в неогене в Хатырском прогибе или формирующихся на склонах глубоководных частей заливов восточного побережья Камчатки, где намечается наличие обширных конусов.

Таким образом, этот тип нефтеносной геоформации является в настоящее время наиболее эффективным по удельной плотности запасов. В данных условиях деструкция и связанные с ней процес-

сы образования геотектонических лавинной седиментации создают возможности для наиболее полной реализации нефтематеринского потенциала.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Карнюшина Е.Е., Конюхов А.И.* Особенности нефтеобразования в кремнистых породах. — В кн.: *Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики*. М.: Наука, 1979, с. 60—67.
2. *Бурлин Ю.К.* Нефтегазообразование в геосинклинальных осадочных формациях Тихоокеанского пояса. М.: Изд-во МГУ, 1981. 200 с.
3. *Бурлин Ю.К.* Зависимость нефтегазообразования от особенностей литогенеза. *Тр. Ин-та геологии и геофизики*, 1981, вып. 513, с. 137—143.
4. *Высоцкий И.В., Оленин В.Б., Высоцкий В.И.* Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. М.: Недра, 1981. 479 с.
5. Генетические закономерности нефтегазоносности акваторий/А.А. Геодекян, В.Я. Троцюк, Ю.М. Берлин, В.Л. Пиляк. М.: Недра, 1980. 269 с.
6. *Левин Л.Э.* Геология окраинных и внутренних морей. М.: Недра, 1979. 215 с.
7. *Пейве А.В., Штрейс Н.А., Моссаковский Д.А.* и др. Палеозоиды Евразии и некоторые вопросы эволюции геосинклинального процесса. — *Сов. геология*, 1972, N 12, с. 7—25.
8. *Пуцаровский Ю.М.* О тектонике и нефтегазоносности приокеанских зон. — *Геотектоника*, 1975, N 1, с. 3—12.
9. *Родникова Р.Д., Зорина Ю.Г.* Геотектоническое районирование западной части Тихоокеанского подвижного пояса в связи с выделением нефтегазоносных бассейнов (зарубежные территории). — В кн.: *Морская геология и геофизика*. М.: ВИЭМС, 1981, с. 59.
10. *Хаин В.Е.* Главные пояса нефтегазообразования Земли. — *Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология*, 1970, N 1, с. 66—71.
11. *Calvert S.E.* Accumulation of diatomaceous silica in the sediment of the Goff of California. — *Bull. Geol. Soc. Amer.*, 1966, vol. 77, p. 569—596.
12. *Earnest L.J.* Diatomite may yield petroleum (in California). — *Geotimes*, 1981, Mar., p. 17—19.

УДК 551.24, 551.35 (262)

*Л.И. Лебедев, Я.П. Маловицкий,
А.Е. Шлезингер, А.Л. Яншин*

ОСАДОЧНЫЙ ЧЕХОЛ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ГЛУБОКОВОДНЫХ БАССЕЙНОВ СРЕДИЗЕМНОМОРСКОГО ПОЯСА

К глубоководным бассейнам Средиземноморского пояса относятся современные глубоководные котловины Среднего и Южного Каспия, Черного и Средиземного морей. Тектонические аспекты и нефтегазоносность осадочных чехлов глубоководных бассейнов Средиземноморского пояса нашли отражение в ряде специальных исследований [5—7, 9, 12, 16—18].

Бурением осадочный чехол глубоководных бассейнов Средиземноморского пояса изучен еще слабо [2, 19—21].

Глубоководные бассейны Средиземноморского пояса характеризуются подъемом поверхности Мохо и сокращенной мощностью консолидированной земной коры, которая увеличивается к периферии.

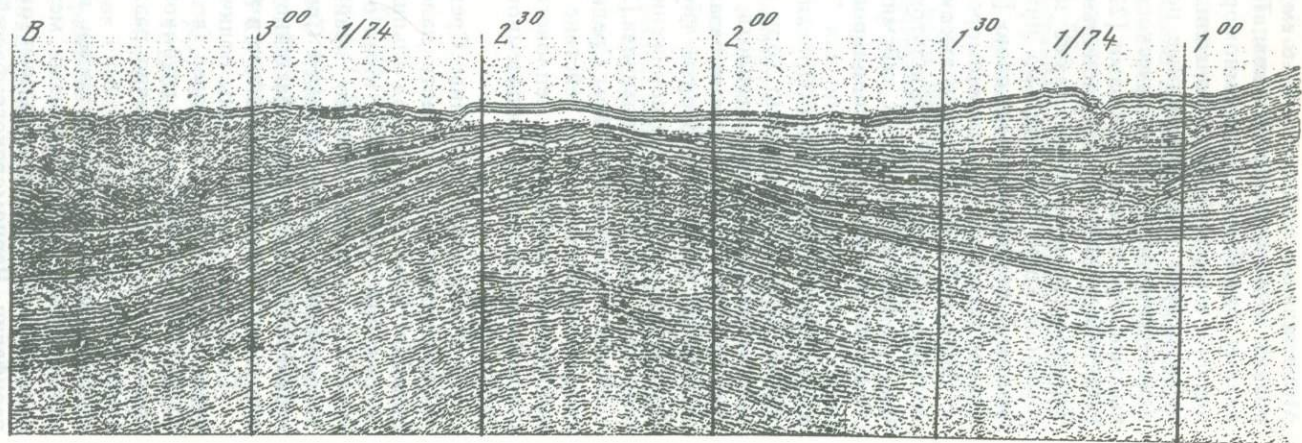
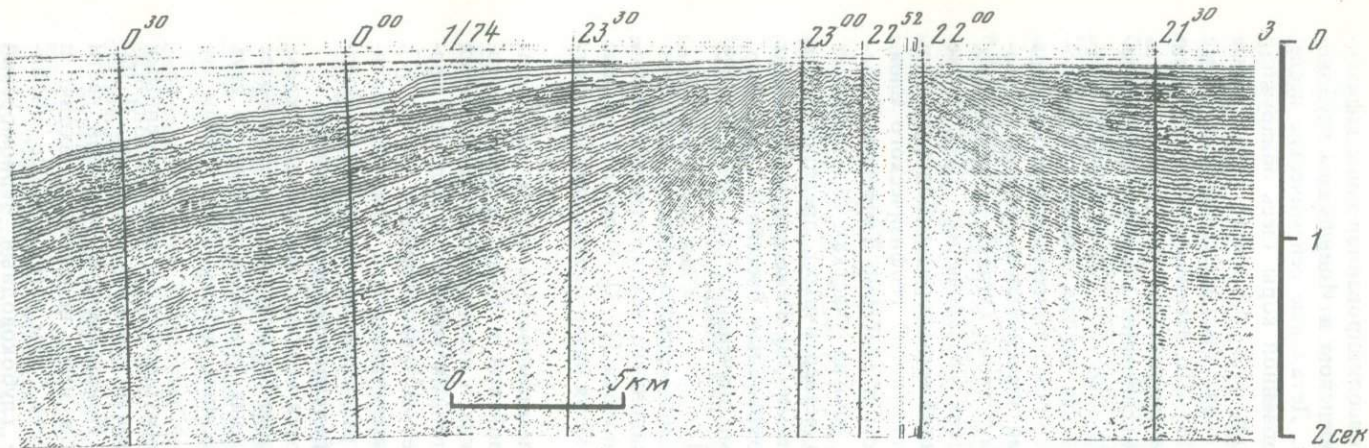
Минимальные мощности (4—6 км) консолидированной коры зафиксированы в Алжиро-Прованском, Тирренском и Ионическом глубоководных бассейнах Средиземноморья. Детальные сейсмические исследования в верхней части консолидированной коры здесь обнаружили относительно низкоскоростные породы (5,8—6,8 км/с), характерные для "гранитного" геофизического слоя, быстро сменяемые более высокоскоростными породами [22, 23]. По региональному профилю ГСЗ, пересекающему в меридиональном направлении центральную часть Черноморского бассейна, также зафиксированы в верхах консолидированной коры относительно низкие скорости, свойственные "гранитному" геофизическому слою [11]. На других участках глубоководных бассейнов Средиземноморского пояса консолидированная кора по данным ГСЗ отличается высокими значениями скоростей, позволяющими отнести ее к "базальтовому" слою. Однако не исключено, что при более детальных сейсмических исследованиях здесь также обнаружатся в верхах консолидированной коры породы с более низкими скоростями, характерными для "гранитного" геофизического слоя. В Альборанском, Алжиро-Прованском и особенно Тирренском бассейнах консолидированную кору на многих участках надстраивают кайнозойские вулканиты (вплоть до четвертичных), представленные преимущественно щелочными базальтами [10]. Реже они расслаивают осадочный чехол. Некоторые глубоководные бассейны (например, Ионический) отличаются пониженными значениями (до 7,6—7,9 км/с) скоростей раздела Мохоровичича [23].

Глубоководные бассейны Средиземноморского пояса, если не учитывать экранизирующее действие осадочного чехла, отличаются повышенными значениями теплового потока [1, 3]. Однако западные и восточные бассейны Средиземного моря резко отличаются по этому параметру.

Глубоководные бассейны Средиземноморского пояса наложены преимущественно на области палеозойской и более древней консолидации. Комплексы пород альпийских и киммерийских складчатых сооружений и связанных с ними орогенных краевых и тыловых прогибов подстилают только крайние их периферийные части [7]. Значительные части площадей Среднекаспийского и Южно-Адриатического глубоководных бассейнов расположены в пределах соответственно Терско-Каспийского и Албанского краевых прогибов.

Глубоководные бассейны отличаются мощным осадочным чехлом, достигающим 10 км и более (в Южно-Каспийском бассейне более 20 км). Осадочный чехол глубоководных бассейнов состоит из двух крупных комплексов, обычно разделенных резким структурным несогласием.

Нижний из них представлен преимущественно платформенными мелководными образованиями мезозоя и нижнего палеогена. В Левантийском, Южно-Адриатическом, Ионическом и западной части периферии Черноморского бассейна в него, несомненно, входят и более древние породы палеозоя. Вместе с тем региональные сейсмические профили МОГТ, пересекающие глубоководный Черноморский бассейн, свидетельствуют о резком сокращении мощности нижнего



структурного комплекса осадочного чехла в его внутренних районах или даже о его отсутствии. Возможно, аналогичная картина существует и в Алжиро-Прованском бассейне.

В Черноморском бассейне разрез нижнего комплекса осадочного чехла венчают отложения эоцена, по-видимому, распространенные только по периферии бассейна. В глубоководных бассейнах Средиземноморского пояса нижний структурный комплекс заканчивается, скорее всего, отложениями олигоцена, в Южно-Каспийском — раннего плиоцена, в Средне-Каспийском — позднего плиоцена. В Критском, Северо-Эгейском бассейнах и в мульде Наэ Ионического бассейна нижний структурный комплекс включает все отложения осадочного чехла, поскольку верхний комплекс здесь практически отсутствует. Нижний комплекс осадочного чехла часто выходит за пределы глубоководных бассейнов, слагая смежные плиты платформ. По периферии бассейнов, ограниченных горными сооружениями, платформенный чехол сопряжен с одновозрастными (иногда по разломам) деформированными комплексами орогенных прогибов (краевых и тыловых) и геосинклинальных складчатых сооружений.

Верхний структурный комплекс слагается преимущественно сериями глубоководных отложений, их мощность достигает первых километров, а в Черноморском бассейне превышает 10 км. В последнем верхний комплекс начинается с олигоцена, в глубоководных бассейнах Средиземного моря, по-видимому, с нижнего миоцена, в Средне-Каспийском — с антропогена. Только в Южно-Каспийском бассейне верхний комплекс состоит главным образом из мелководных фаций, но обладает огромной мощностью (до 14—15 км) при относительно незначительном возрастном диапазоне (средний плиоцен-антропоген). В свою очередь верхний комплекс в ряде бассейнов отчетливо разделяется на структурные ярусы, ограниченные угловыми несогласиями и стратиграфическими перерывами. Например, в бассейнах Средиземного моря в нем обособляются ниже-среднемиоценовый (домессинский), верхнемиоценовый (мессинский) и плиоцен-четвертичный структурные ярусы. Обычно каждый последующий структурный ярус имеет несколько более широкую площадь распространения. Так, по плиоцен-четвертичному структурному ярусу граница Черноморского глубоководного бассейна смещается на десятки километров на север и сотни километров на северо-восток по сравнению с олигоцен-миоценовым структурным ярусом. Правда, граница последнего позднечетвертичного опускания на северо-западе Черноморского бассейна смещена к югу. Таким образом, уже только по верхнему структурному комплексу и современной батиметрии можно выделить в качестве самостоятельных структурных элементов земной коры глубоководные бассейны Средиземноморского пояса.

Глубоководные бассейны Средиземноморского пояса отличаются относительно пологими условиями залегания поверхности консолидированной коры и слоев осадочного чехла. По ним вырисовываются

←
Рис. 1. Временной разрез по линии сейсмического профиля (Южный Каспий), показывающий антиклинальные складки разной морфологии [5] (Лебедев, 1978)

крупные изометричные или линейные платформенного типа структуры, амплитуда которых достигает многих километров. В бассейнах Средиземного моря многим поднятиям отвечают острова (например, Менорка, Корсика, Сардиния и Юго-Восточная Сицилия). Их крылья обычно представляют собой флексурно-разрывные зоны, где наклон слоев достигает десятков градусов. В Черноморском глубоководном бассейне крупные платформенные поднятия намечаются только по поверхностям консолидированной коры и структурного несогласия, разделяющего верхний и нижний комплексы. Слои верхнего структурного комплекса осадочного чехла здесь залегают горизонтально, погребая нижний комплекс. Бортовые зоны глубоководных бассейнов Средиземноморского пояса представляют собой флексурно-разрывные зоны, где наклон слоев иногда измеряется десятками градусов. Чаще всего они совпадают с современными континентальными склонами. Во внутренних районах бассейнов слои осадочного чехла, особенно верхнего комплекса, иногда на расстоянии сотен километров залегают практически горизонтально. Исключение составляет Южно-Каспийский бассейн, где в верхнем комплексе имеют широкое распространение различной морфологии линейные складки преимущественно диапировой природы (глиняные диапиры) (рис. 1). Их амплитуда измеряется многими сотнями метров и километрами. Одиночные куполовидные глиняные майкопские диапиры известны и на северо-западе и юго-востоке Черноморского бассейна [16]. В Алжиро-Прованском и Левантийском бассейнах широко развиты мессинские соляные купола разной морфологии.

По периферии глубоководных бассейнов Средиземноморского пояса верхний структурный комплекс в зонах привноса терригенного материала образует крупные клиноформы, раскрывающиеся в сторону их центральных районов. Клиноформы гигантской толщины обнаружены на северо-западе Черноморского бассейна, где мощности олигоцен-антропогеновых отложений возрастают с севера на юг на расстоянии нескольких десятков километров от сотен метров до многих километров. Аналогичное явление зафиксировано к юго-западу от Керченского пролива по периферии Южно-Каспийского бассейна, на северо-западе Алжиро-Прованского бассейна и в других местах. За пределами зон привноса обломочного материала по периферии глубоководных бассейнов слои верхнего комплекса прислоняются к поверхности структурного несогласия. Последняя является подземным продолжением современных континентальных или островных склонов или представляет собой более древние палеосклоны. Максимальная величина прислонения зафиксирована в глубоководном Черноморском бассейне, где она к югу от Крыма превышает 10 км. В глубоководных бассейнах Средиземного моря мощность прислоненных слоев обычно измеряется первыми километрами. В Средне-Каспийском бассейне она составляет сотни метров, а в глубоководной части Южно-Каспийского бассейна прислоненные слои отсутствуют. Но иногда отмечается прислонение слоев верхнего комплекса глубоководных бассейнов и во внутренних их зонах, где поверхность структурного несогласия образует поднятия. Например, в Черноморском глубоководном бассейне

мощность слоев, прислоненных к склонам, во внутренних поднятиях измеряется несколькими километрами.

Установлены значительно менее существенные плавные изменения мощностей отдельных стратиграфических подразделений верхнего комплекса глубоководных бассейнов и его мощности в целом во внутренних их районах. Однако они обычно не выходят за пределы сотен метров и в несколько раз меньше одновозрастных клиноформ по периферии бассейнов. Например, плавное утонение слоев плиоцена и миоцена, измеряемое сотнями метров, за пределами зон прислонения обнаружено по региональным сейсмическим профилям в юго-восточной части Черного моря [16]. Известны случаи непосредственного сопряжения с глубоководными бассейнами активных конседиментационных структур разной тектонической природы, сложенных эпиконтинентальными комплексами осадков. Чаще их разделами являются краевые поднятия, за которыми слои осадочного чехла образуют клиноформы и частично прислонены. Внешние крылья конседиментационных структур и краевые поднятия чаще всего перекошены в сторону глубоководных бассейнов. Например, по периферии Средиземного моря расположены крупные Нильский и Лионский кайнозойские платформенные прогибы, которые через краевые поднятия непосредственно сопряжены соответственно с Левантийским и Алжиро-Прованским глубоководными бассейнами (рис. 2). По периферии Черного моря глубоководный бассейн окружают Туапсинский, Западно-Кубанский и Сорокинский олигоцен-миоценовые орогенные прогибы, отделяясь от него полосой крупных высокоамплитудных поднятий. Описаны и случаи постепенных переходов конседиментационных прогибов в глубоководные бассейны. В таких условиях слои осадочного чехла в зоне перехода постепенно незначительно утоняются, а затем вновь возрастают в сторону внутренних районов глубоководного бассейна (например, переход Калабрийского тылового орогенного прогиба в глубоководный Тирренский бассейн и Михайловского платформенного прогиба северо-западного шельфа Черного моря в одноименный глубоководный бассейн).

В палеогеографическом отношении территория Средиземноморского пояса в мезозое представляла обширную морскую или океаническую акваторию. Она была дифференцирована на линейные глубоководные альпийские бассейны с тонкой консолидированной океанической корой [4] и изометричные мелководные пространства (эпиконтинентальные бассейны) большой протяженности с толстой континентальной консолидированной корой. В первых формировались многокилометровые серии глубоководных осадков и изливались большие объемы магматических расплавов основного и среднего состава. В эпиконтинентальных бассейнах шло образование пород платформенного чехла. В конце мезозоя и в кайнозое в результате интенсивных многократных процессов горизонтального сближения литосферных плит глубоководные бассейны сократились в поперечнике в несколько раз, осадочные породы были скучены и превратились в сложные складчатые сооружения. В их пределах вновь сформировалась мощная континентальная кора, а по периферии развивались компенсационные краевые и тыловые орогенные прогибы.

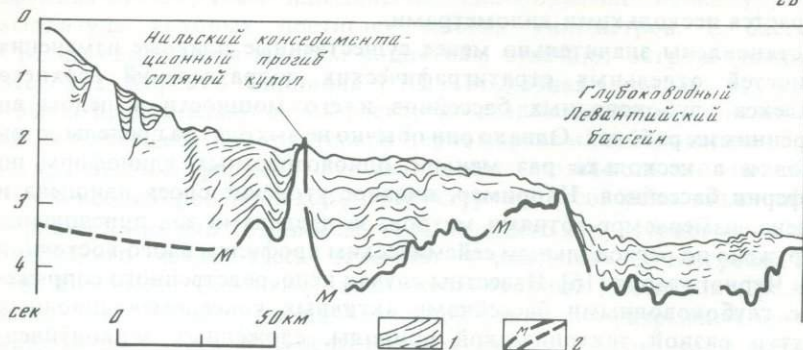


Рис. 2. Сейсмический профиль, показывающий сопряжение Нильского конседиментационного прогиба с глубоководным Левантийским бассейном (Ross, Uchuri, 1977 г.)

1 — плиоцен-четвертичные отложения; 2 — сейсмический горизонт, связанный с кровлей верхнего миоцена

Во внеальпийских эпиконтинентальных бассейнах дифференцированное прогибание и восходящие вертикальные тектонические движения создали внутреннюю структуру платформенного чехла. Зоны пониженных мощностей возникли на периферии современных акваторий и в смежных районах суши, а площади, где ныне расположены острова Средиземного моря — Менорка, Корсика, Сардиния и Юго-Восточная Сицилия, — превратились в крупные поднятия, лишённые чехла или с резко пониженным его значением. Аналогичные крупные поднятия были созданы в пределах акваторий Тирренского, Черного морей и Южного Каспия.

В позднем мелу и в палеогене Черноморский и, возможно, Алжиро-Прованский бассейны испытали подъем и превратились в области поднятий. Наиболее резкий импульс восходящих вертикальных тектонических движений в Черноморском бассейне имел место на рубеже эоцена и олигоцена, а в Алжиро-Прованском, по-видимому, на рубеже олигоцена и миоцена. Платформенные чехлы указанных бассейнов подверглись срезу, возможно, вплоть до полного уничтожения.

Повсеместное установление клиноформ, прислонения по периферии всех глубоководных бассейнов и параллельность слоев верхнего комплекса осадочного чехла свидетельствуют о резком кратковременном обрушении крупных участков земной коры и создании крупных палеодепрессий. Эти процессы происходили не одновременно в разных бассейнах. Наиболее раннее кратковременное опускание на рубеже эоцена и олигоцена зафиксировано в пределах Черноморского бассейна, наиболее позднее — в конце четвертичного времени — произошло в пределах Южно-Адриатического, Критского, Северо-Эгейского бассейнов. Кратковременные опускания создали тектонический палеорельеф. Палеодепрессии в общем вписались в контуры платформенных бассейнов и не затронули или захватили лишь периферийные участки альпийских и киммерийских складчатых сооружений и платформенные

приподнятые зоны. Обрушение достигло максимальных значений (до десяти и более километров) на тех площадях, которые в предыдущее время, измеряемое, по-видимому, многими десятками миллионов лет, испытывали значительный подъем. Оно имело дифференцированный характер, что особенно резко проявилось в бассейнах Средиземного моря, где крупные платформенные поднятия опустились на многие сотни метров или даже километры меньше, чем смежные отрицательные структуры. Региональный градиент обрушения обычно сосредоточивался в сравнительно узкой зоне (до десятков километров) и реализовался чаще в виде пластичных изгибов, но иногда, особенно в пределах акватории Средиземного моря, приводил к разрыву сплошности пород.

Созданные тектоническими движениями глубокие морские палеодепрессии начали быстро заполняться терригенным материалом. Последний в виде тонкого шлейфа откладывался в смежных районах шельфа. Однако в зонах его активного прогибания мощность накапливающихся осадков была близка или даже превышала сопряженные с ними глубоководные бассейны, осадки равномерным покровом выполняли днище глубоководных бассейнов, прислоняясь к подстилающему субстрату у их бортов и у внутренних возвышенностей. В районах поступления терригенного обломочного материала возникли крупные клиноформные тела.

Заполнение глубоководных бассейнов осадками приводило к созданию аккумулятивных шельфов, которые по латерали надстраивали остаточные после опусканий шельфовые пространства. Обычно, когда глубоководный бассейн был близок к захоронению, он захватывался новой волной кратковременных опусканий. Например, в пределах глубоководных бассейнов Средиземного моря произошло четыре таких импульса: предмиоценовый, предмессинский, предплиоценовый и позднечетвертичный. Причем последняя волна опусканий проявилась в пределах всех бассейнов, создав их современный структурный лик. Максимальную величину (до 3—3,5 км) она имела в пределах бассейнов Средиземного моря. Как правило, последующие опускания расширяли площади глубоководных бассейнов, но имеются и обратные случаи. Например, на северо-западе Черного моря позднечетвертичное опускание сместилось к югу, вследствие чего аккумулятивный шельф здесь сократился в поперечнике до 80—100 км. Аналогичная картина произошла и на юго-востоке Черного моря, где глубоководный олигоцен-четвертичный палеозалив бассейна ныне расположен в пределах низменной суши. В то же время шельфовая область, существовавшая до четвертичного времени на Гудаутской и Очамчирской площадях, позднечетвертичным погружением включена в состав Черноморского глубоководного бассейна. Значительно меньшую площадь бассейна захватило позднечетвертичное опускание в Южном Каспии.

Характерной чертой глубоководных бассейнов Средиземноморского пояса является их региональная нефтегазоносность. Для формирования залежей нефти и газа здесь имеется ряд необходимых условий: значительная мощность осадочного чехла с наличием обогащенных

органикой слоев, переслаиванием коллекторов и флюидоупоров, необходимые термобарические условия, разнообразные ловушки. Масштабы нефтегазоносности различны в разных бассейнах Средиземноморского пояса. Различна и изученность закономерностей распределения залежей нефти и газа в их пределах.

Южно-Каспийский бассейн характеризуется рядом особенностей нефтегазоносности. Она имеет узкую стратиграфическую приуроченность — средний плиоцен. Очевидно, заполнение углеводородами среднеплиоценовых ловушек Южно-Каспийского бассейна могло произойти не ранее конца среднего плиоцена или в позднем плиоцене, т.е. тогда, когда были консолидированы среднеплиоценовые отложения и сформированы ловушки. Это свидетельствует о чрезвычайно молодом возрасте формирования его месторождений и весьма кратком интервале нефтегазонакопления, который, видимо, исчисляется первыми миллионами лет. Нефтегазонакопление совпало по времени с резким усилением темпов прогибания, возрастанием скоростей седиментации и усилением тектонических движений. Такое совпадение не случайно. Высокие темпы седиментации обусловили благоприятные условия для захоронения органического вещества, а значительные темпы прогибания создали необходимые термобарические условия для преобразования исходного органического вещества в углеводороды нефтяного ряда. Это находится в полном соответствии с закономерностью, установленной С.П. Максимовым и его соавторами, заключающейся в том, что активизация процессов нефтегазообразования происходила во время усиленной аккумуляции осадочного материала и увеличения темпов нисходящих движений в областях генерации углеводородов [8]. Важной особенностью нефтегазоносности Южно-Каспийского глубоководного бассейна является региональная изменчивость фазового состояния углеводородов. В пределах отдельных антиклинальных линий по мере их погружения по простиранию происходит замещение чисто нефтяных залежей газонефтяными и газоконденсатными.

Залежи нефти и газа Черноморского глубоководного бассейна известны главным образом в его обрамлении. Они связаны как с нижними, так и с верхним структурными комплексами. В структурном отношении выявленные месторождения приурочены в основном к платформенным участкам, возраст консолидации фундамента которых герцинский или байкальский. Основные нефтегазоносные комплексы имеют меловой или олигоцен-миоценовый возраст. Коллекторами в меловом комплексе являются трещиноватые карбонаты (Тюленово), а в олигоцен-миоценовых отложениях — терригенные породы. Для первого из них характерны залежи нефти, а второго — газа. В то же время в Керчинско-Таманском районе в олигоцен-миоценовом комплексе известны залежи нефти. Основным типом ловушек, выявленных к настоящему времени, в обрамлении глубоководного Черноморского бассейна являются в той или иной степени нарушенные брахиантиклинальные складки.

В пределах собственно Средиземного моря известна серия нефтегазоносных бассейнов, различающихся по геологическому строению, структурному положению и масштабам нефтегазоносности. В наиболее

западном из них Валенсийском (северо-западная часть Алжиро-Прованского бассейна) промышленные залежи нефти и газа связаны в основном с карбонатными породами мела (нефть) и терригенными отложениями палеоген-неогена (газ). Ловушками являются нарушенные брахиантиклинали, которые связаны с приподнятыми блоками фундамента или с соляными куполами. Ряд нефтегазовых месторождений приурочен к Сицилийскому краевому прогибу, который продолжается на шельфе к югу от одноименного острова. Так же как и в Валенсийском бассейне, залежи нефти здесь находятся в карбонатных породах мела и триаса, а газа — в терригенных коллекторах палеоген-неогена. В Адриатическом бассейне основные промышленные залежи нефти и газа известны на западе, где имеется ряд нефтегазоносных впадин: Паданская, Аbruцо, Молизе и др. В первой из них сосредоточено несколько десятков месторождений преимущественно газа, продуктивные горизонты которых представлены терригенными породами неоген-четвертичного возраста. В прогибе Аbruцо выявлены промышленные залежи нефти в карбонатных коллекторах мела и газа в терригенных породах неогена. Залежи связаны с нарушенными брахиантиклинальными складками. В Эгейском бассейне установлены месторождения нефти и газа, в которых продуктивны терригенные отложения неогена. Крупные залежи нефти и газа известны на южном шельфе Средиземного моря в пределах платформенных впадин акваториального продолжения северного склона Африканской платформы. Здесь развиты крупные поднятия, в которых продуктивные горизонты связаны с карбонатами палеогена и терригенными породами неогена.

В распределении залежей нефти и газа в бассейнах Средиземного моря можно отметить следующие закономерности. Во-первых, региональный характер. Во-вторых, в структурном отношении нефтегазоносные участки преимущественно связаны либо с зонами доальпийской консолидации, либо тяготеют к их обрамлению. В-третьих, наблюдается четкая стратиграфическая приуроченность залежей нефти к карбонатным отложениям мела, а газа — к терригенным породам неогена, аналогично тому, что наблюдается в Черноморском бассейне. Данная аналогия свидетельствует о единстве этих бассейнов в нефтегазоносном отношении. В-четвертых, залежи нефти и газа структурного типа приурочены к нарушенным брахиантиклинальным складкам различного генезиса (пликативные дислокации осадочного чехла, соляные купола, выступы поверхности фундамента).

Приведенные материалы по строению, развитию и нефтегазоносности глубоководных бассейнов Средиземноморского пояса показывают специфику развитых в них геологических тел, существенно отличающихся от чехлов древних и молодых платформ. Поэтому нельзя подходить к оценке перспектив нефтегазоносности их недр с традиционными мерками, выработанными континентальной геологией.

При оценке потенциальных возможностей недр глубоководных бассейнов Средиземноморского пояса прежде всего надо учитывать, что их осадочные чехлы состоят из двух комплексов. Нижний преимущественно представляет собой глубоко погруженные чехлы смежных районов

плит древних или молодых платформ. Поэтому в доступных для поисково-разведочных работ районах они должны рассматриваться с традиционных позиций, а именно: в первую очередь в них будут представлять интерес ловушки антиклинального типа.

Верхний комплекс отсутствует или мощность его составляет менее 1 км на площади Среднекаспийского, Южно-Адриатического и Критского бассейнов. Поэтому они с точки зрения поисков нефти интереса не представляют, хотя их доглубоководные чехлы заслуживают внимания. В остальных глубоководных бассейнах Средиземноморского пояса верхний комплекс распространен в больших мощностях и имеет значительные потенциальные возможности для открытия в нем месторождений углеводородов. В верхнем комплексе, конечно, имеются ловушки антиклинального типа. Особенно они широко распространены в Южно-Каспийском бассейне, где сконцентрировано огромное количество антиклинальных складок разной морфологии. В Черноморском бассейне и бассейнах Средиземного моря большое значение должны иметь традиционные ловушки. К ним в первую очередь следует отнести терригенные клиноформы. В их горловинах, приуроченных к континентальным и островным палеосклонам, происходит литологическое выклинивание геологических тел, совпадающих с региональным восстанием слоев. С горловинами клиноформ могут быть связаны литологические ловушки углеводородов.

Вторым основным объектом верхнего структурного комплекса глубоководных бассейнов Средиземноморского пояса являются зоны прислонения. В них слои осадочного чехла упираются в поверхность несогласия, которой ограничиваются породы подстилающих комплексов. Последняя служит экраном на пути движения флюидов, давая им возможность для образования крупных скоплений. Прислоняющиеся слои близ экрана чаще всего имеют пологое воздымание, а непосредственно у контакта незначительные по размерам задиры. Они на обширных площадях могут образовывать ловушки прислонения нефти и газа.

Третьим перспективным объектом может служить сложное сочетание геологических тел, слагающих майкопскую серию пород. Еще исследованиями А.С. Столярова [14] 50—60-х годов на территории Южного Мангышлака было установлено, что майкопские серии общей мощностью до 1 км состоят из сложного сочетания выклинивающихся геологических тел. Первые из них, сложенные глинистым материалом, при удалении от источников сноса быстро утоняются. Образовавшиеся некомпенсированные осадками локальные относительно глубоководные понижения являлись ловушками терригенного обломочного материала при резком увеличении его поступления в бассейн. За счет этого происходил рост крупных, преимущественно песчаных геологических тел. Такое же взаимоотношение геологических тел обнаруживается на некоторых сейсмических профилях северо-западной периферии Черноморского бассейна [13]. Оно наиболее характерно для средних частей клиноформ. К выклинивающимся и расширяющимся телам майкопской серии могут быть приурочены ловушки углеводородов.

Наконец, четвертым объектом поисков месторождений нефти и газа

глубоководных бассейнов Средиземноморского пояса могут служить зоны структурного несогласия, распространенные по их периферии. В них поверхностью несогласия срезаются слои нижнего комплекса осадочного чехла. Экраном для углеводородов здесь являются глинистые толщи верхнего комплекса осадочного чехла, которые запечатывают срезанные головы пластов нижнего комплекса. Как правило, структурные несогласия находятся на пологих современных региональных погружениях. Однако эти наклоны вызваны молодыми нисходящими тектоническими движениями, часто даже позднечетвертичными. Поэтому образованные раньше скопления углеводородов могут сохраниться до наших дней. Ловушки структурного несогласия также надо учитывать при общей оценке потенциальных ресурсов недр и выработку направлений освоения глубоководных бассейнов Средиземноморского пояса. Хотя значение этого типа ловушек, по-видимому, неизмеримо меньше первых трех типов.

В настоящее время главный интерес в отношении возможной нефтегазоносности представляют шельфовые и сухопутные части глубоководных бассейнов, доступные для их освоения буровыми скважинами. В пределах современных шельфа и суши, захватывающих периферию глубоководного бассейна, необходимо поставить специальные целенаправленные детальные сейсмические исследования для подготовки неантиклинальных ловушек углеводородов к вводу их в глубокое поисково-разведочное бурение.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Артюшков Е.В.* Геодинамика. М.: Наука, 1979. 327 с.
2. Геологическая история Черного моря по результатам глубоководного бурения. М.: Наука, 1980. 212 с.
3. *Гольмшток А.Я., Золотарев В.Г.* Глубинный тепловой поток Черноморской впадины. — Докл. АН СССР, 1980, т. 254, N 4, с. 956—959.
4. *Книппер А.Л.* Океаническая кора в структуре Альпийской складчатой области (юг Европы, западная часть Азии и Куба). М.: Наука, 1975. 207 с. (Тр. ГИН, вып. 267).
5. *Лебедев Л.И.* Строение и нефтегазоносность современных гетерогенных депрессий. М.: Наука, 1978. 110 с.
6. Геологическое строение и нефтегазоносность платформенной части Каспия/Л.И. Лебедев, З.П. Едигарян, Л.С. Кулакова и др. М.: Наука, 1976. 127 с.
7. *Лебедев Л.И., Маловицкий Я.П., Муратов М.В.* и др. Сравнительно-тектонический анализ осадочных чехлов глубоководных бассейнов Средиземноморского пояса. — В кн.: Тектоника Средиземноморского пояса. М.: Наука, 1980, с. 22—39.
8. *Максимов С.П., Еременко Н.А., Ботнева Т.А., Панкина Р.Г.* Цикличность процессов нефтегазообразования, нефтегазоносные провинции, бассейны и области. — Геология нефти и газа, 1976, N 2. с. 41—47.
9. *Маловицкий Я.П.* Тектоника дна Средиземного моря. М.: Наука, 1978. 95 с.
10. *Милановский Е.Е., Короновский Н.В.* Орогенный вулканизм и тектоника Альпийского пояса Евразии. М.: Недра, 1973. 277 с.
11. *Москаленко В.Н., Маловицкий Я.П.* Результаты глубинного сейсмического зондирования на трансмеридиональном профиле через Азовское и Черное моря. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1974, N 9, с. 23—31.
12. *Москаленко В.Н., Шимкус К.М., Шлезингер А.К., Яншин А.Л.* Плиоцен-четвертичные структуры юго-востока Средиземного моря. — Бюл. МОИП. Отд. геол., 1981, т. 56, вып. 3, с. 8—17.
13. *Николаева Е.Я., Пустильников М.Р., Шлезингер А.Е.* Структура осадочного чехла северо-западной части Черноморского глубоководного бассейна. — Бюл. МОИП. Отд. геол., 1980, т. 55, вып. 3, с. 3—16.

14. *Столяров А.С.* Случай некомпенсированного прогибания в условиях молодой платформы в олигоцене Южного Мангышлака. — Бюл. МОИП. Отд. геол., т. 36, вып. 5, 1961, с. 55—78.

15. *Шлезингер А.Е.* Структура осадочного чехла Черноморского бассейна. — В кн.: Проблемы тектоники земной коры. М.: Наука, 1981, с. 237—262.

16. *Яншин А.Л., Басенцян Ш.А., Пилипенко А.И., Шлезингер А.Е.* Новые данные о времени образования глубоководной Черноморской впадины. — Докл. АН СССР, 1980, т. 253, N. 1, с. 223—227.

17. *Яншин А.Л., Есина Л.А., Казаков О.В.* и др. Осадочный чехол и происхождение глубоководных котловин Средиземного моря. — Докл. АН СССР, 1978, т. 239, N 4, с. 941—944.

18. *Яншин А.Л., Маловицкий Я.П., Москаленко В.Н.* и др. Структурные особенности осадочного чехла Черноморской впадины и их значение для понимания ее образования. — Бюл. МОИП. Отд. геол., 1977, т. 52, с. 42—69.

19. *Hsu K.L., Montader L.* et al. Initial Reports of Deep Sea Drilling Project. Wash., 1978. Vol. 42. Pt 1. 1249 p.

20. *Ross D., Neprochnov Y.P.* et al. Initial Reports of the Deep Sea Drilling Project. Wash., 1978. Vol. 42. Pt 2. 1244 p.

21. *Ryan W.B.F., Hsu K.L.* et al. Initial Reports of the Deep Sea Drilling Project. Wash., 1973, Leg 13, Pt 1. 514 p.

22. *Carrozo M.T., Giorgetti R., Nicolich R.* An example comparative analysis of geophysical data. — Boll. geofis. teor. ed appl., 1974, vol. 16, N 62/63, p. 100—124.

23. *Morelli C.* Geophysics of the Mediterranean. — In: News-letter of the cooperative investigations in the Mediterranean. Monaco, 1975, vol. 7, p. 27—111.

УДК 551.24:553.98 (262.5)

*И.Н. Сулимов, И.П. Зелинский,
Е.П. Ларченков, С.А. Мороз, В.И. Самсонов*

ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ТЕКТОНИКИ ЧЕРНОМОРСКОГО РЕГИОНА, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ЕГО НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

В последнее время постоянно повышается интерес к геологии Черноморского региона, изучение которого было начато еще Н.И. Андрусовым, А.Д. Архангельским, Н.М. Страховым. Различным вопросам его геологического строения, истории формирования, нефтегазоносности посвящена обширная литература. Можно отметить ряд исследований, в которых в той или иной степени были обобщены материалы по геологии и нефтегазоносности региона, и среди них работы Е.Е. Милановского [3], "Земная кора..." [2], Ю.П. Непрочнова с соавторами [1], Б.А. Соколова с соавторами [7], "Тектоника и нефтегазоносность..." [8], Д.А. Туголесова [9], В.Е. Хаина [10], А.Л. Яншина с соавторами [11] и многие другие.

В настоящей статье, написанной с учетом новейшей геолого-геофизической информации, освещаются основные черты современной структуры и истории формирования глубоководной впадины, северного континентального склона и шельфа Черного моря, определяющие особенности нефтегазонакопления в этом регионе.

Геологическое строение Черного моря изучено еще весьма слабо, главным образом по результатам профильных геофизических наблю-

дений, и только в пределах ряда участков шельфа проведены комплексные геолого-геофизические исследования. Одной из особенностей строения Черноморского региона является наличие в центральной части моря крупного участка земной коры субокеанического типа мощностью 18—20 км, из которых на осадочный слой (со скоростью отраженных волн 3—5,5 км/с) приходится 8—12 км. В сторону побережья мощность земной коры возрастает на 15—20 км за счет появления "гранитного" слоя (6—6,4 км/с), и уже в Степном Крыму кора континентального типа мощностью более 40 км.

В пределах Черного моря отчетливо выделяются три морфологических элемента: глубоководная впадина с почти плоским дном, относительно крутой континентальный склон и континентальный шельф. Под дном глубоководной впадины залегает мощная слоистая толща неоген-четвертичных отложений, которая, судя по материалам регионального сейсмопрофилирования [9], подстилается маломощными карбонатными образованиями эоцена, палеоцена и мела. Неоген-четвертичные осадки, по данным глубоководного бурения с судна "Гломар Челленджер", представлены алеврито-глинистыми и известково-доломитовыми илами, а также алевритистыми диатомитами с прослоями турбидитов, ленточных глин и мергелей. По геофизическим данным, мощность этой толщи в западной части впадины составляет 2—2,5 км, в восточной — 0,5—1,5 км. Многочисленные отражающие горизонты, которые выделяются в этой толще на региональных сейсмических профилях, почти непрерывно прослеживаются через всю глубоководную впадину и выклиниваются только к ее бортам, поднимаясь в одних местах очень полого, в других более круто. "Рисунок" выклинивания неоген-четвертичной толщи различен в разных частях склона. Наряду с постепенным уменьшением мощности всех горизонтов местами фиксируется простое прислонение толщи молодых осадков к подстилающей наклонной поверхности. Более сложные взаимоотношения фиксируются в юго-восточной части моря, где происходит сочленение глубоководной впадины с прогибом, расположенным на простирации Аджаро-Триалетского массива. В зоне этого сочленения толща отложений интенсивно дислоцирована в линейные складки.

На юго-востоке Черноморской глубоководной впадины в достаточной степени определенно вырисовываются структуры морского продолжения Грузинской глыбы в виде пологих изометричных сводов — Очамчирского и Гудаутского, которые хорошо оконтурены по отражающему горизонту в кровле меловых отложений. К северо-западу от Гудаутского свода на региональных сейсмопрофилях вырисовывается очень крупная валообразная структура по кровле мела, получившая название Восточно-Черноморского поднятия. Его пологий и широкий свод фиксируется на абсолютной отметке $-3,5 \div -4$ км. В центральной части Черноморской впадины также установлено крупное поднятие по поверхности меловых отложений, делящее ее на два прогиба: восточный и западный; однако строение их пока не изучено.

Континентальный склон, представляющий собой борта Черноморской впадины, в восточной (прикавказской) части сравнительно узкий

и пологий. В его пределах также отчетливо прослеживаются приподнятые блоки, расположенные на продолжении Грузинской глыбы. Суммарная мощность кайнозойского осадочного чехла здесь составляет 1,5—2 км, а меловых пород — около 1—1,5 км.

Северный континентальный склон глубоководной впадины в какой-то мере ассоциирует с крупным флексуобразным изгибом слоев меловых и палеогеновых отложений. При более детальном рассмотрении намечаются сложные соотношения между современным континентальным склоном, являющимся крупным морфологическим элементом рельефа дна, и структурой слагающих его толщ осадочных пород. Отрезок континентального склона от Феодосии до Ялты, согласно данным сейсморазведки МОВ и МОГТ, сравнительно узкий и крутой. В структурном отношении он соответствует северному борту прогиба Сорокина, выполненного мощной толщей майкопских отложений. Последние дислоцированы в систему прерывистых складок, хорошо прослеживаемых в осевой части прогиба Сорокина.

Западнее мыса Херсонес континентальный склон становится круче (углы наклона до 18—20°), а его бровка несколько изгибается к северу. В верхней части склона горизонтально залегает толща палеогена и мела, а в нижней — сильно перемятая таврическая серия. Этот участок склона, по-видимому, расположен на простирации Южно-Крымского мегантиклинория. Далее на запад крутой уступ континентального склона южнее Евпаторийского свода заметно выполаживается. На рассматриваемом участке структурным продолжением Евпаторийского свода является Каламитский вал, ограниченный с юга одноименной флексурой, или ступенью, прослеживающейся по слоям мела, палеоцена и эоцена. Южнее этой флексуры глубоководная впадина выполнена осадками майкопской серии значительной мощности, выклинивающейся на уступе. В зоне флексуры мощность этой серии соответственно уменьшается от 3—3,5 км (во впадине) до 1—1,5 км и менее — до 0,5 км — на Каламитском валу. Что касается континентального склона, то он становится совсем пологим и на меридиане Днепровского лимана почти полностью исчезает под подводной дельтой и обширным конусом выноса пра-Днепра.

В толще плиоцен-четвертичных отложений на севере и западе Черноморья в последние годы отмечается широкое распространение в пределах шельфа, континентального склона и глубоководной впадины своеобразных аккумулятивных форм, связанных с авандельтами и конусами выноса рек.

Наиболее крупными являются авандельта и конусы выноса палеодуная, в меньшей мере — Днепра, Южного Буга и Днестра. Начиная от меридиана мыса Херсонес и далее к западу эти аккумулятивные образования прислонены к коренному цоколю континентального склона, при этом их поверхность постепенно поднимается по склону по мере движения в западном направлении. Все пространство очень пологого континентального склона до широты мыса Калиакра сложено многократно перекрывающимися друг друга разновременными линзовидными телами косослоистых осадков, представляющих собой серию погребенных конусов выноса, которые хорошо отражаются на сейсмо-

профилях, приводимых Р.А. Казанцевым и Р.В. Шайнуровым [4], Д.А. Туголесовым [9].

Примерно на широте современной дельты Дуная в пределах континентального склона выделяется мощная (до 2 км) толща косослоистых осадков, слагающих обширную палеodelьту, которая захватывает значительную часть глубоководной впадины. Самый верхний конус выноса в виде гигантской призмы мощностью до 500 м и около 150 м в поперечнике некоторыми геологами и геофизиками интерпретировался как антиклинальная структура, именованная поднятием Моисеева. Данные Р.А. Казанцева и Р.В. Шайнунова [4] с учетом материалов батиметрии и сейсмопрофилирования полностью опровергают эти представления.

В пределах Керченско-Таманского участка Черноморской впадины, где мощность дельтовых отложений квартера достигает 2,5 км, устанавливаются палеodelьты пра-Кубани, пра-Дона, отложения которых образуют на континентальном склоне пологий выступ, плавно спускающийся на дно глубоководной впадины. Меньшие по размерам конусы выноса установлены на кавказской части шельфа против устьев рек Мзымты, Взыпи, Кодори, Ингури и Риони с мощностью дельтовых отложений в несколько сотен метров. Довольно мощные палеodelьтовые образования, формирующие ряд конусов выноса и террас, установлены вдоль Анатолийского побережья Турции.

Северный континентальный шельф Черного моря является гетерогенным. В его структуре выделяется южный склон Восточно-Европейской докембрийской платформы (в Каркинитском заливе), Скифская эпипалеозойская плита (в Дунайско-Крымской части акватории), ограниченная с юга складчатыми сооружениями альпийского складчатого пояса.

Послемеловой тектонический режим в пределах северной части шельфа характеризовался в основном дифференцированными вертикальными движениями отдельных мегаблоков, ограниченных ортогональной системой глубинных разломов, что обусловило достаточно резкие изменения мощности осадочного чехла. По данным сейсморазведки и гравимагниторазведки, здесь установлена серия антиклинальных поднятий платформенного типа. Максимальное прогибание Дунайско-Крымского шельфа приходится на меловое и палеогеновое время, тогда как наибольшее опускание дна глубоководной впадины Черного моря относится к олигоцен-четвертичному времени.

Начало формирования глубоководной впадины Черного моря и северного континентального склона связано с концом эоцена, когда Черноморский регион был захвачен интенсивными восходящими движениями и платформенный чехол подвергся размыву, достигшему слоев нижнего мела и юры. Согласно А.Л. Яншину с соавторами [11], накануне олигоцена восходящие движения очень быстро сменились опусканием рассматриваемого региона на глубину 4—5 км, что видно по флексурному изгибу предолигоценовой поверхности несогласия и по "прислонению" к этому изгибу горизонтально залегающих слоев неогеновых отложений. Возникшая таким образом глубокая впадина быстро заполнилась морскими водами. Накопление осадков продол-

жалось в плиоцене и антропогене, при этом имело место опускание дна под нагрузкой накопившихся осадков. В голоцене здесь проявилась новая кратковременная волна опусканий (с глубинами 1,5—2 км).

Перспективы нефтегазоносности Черноморского региона в целом большинством исследователей оцениваются положительно. Причем эта положительная оценка в первую очередь основана на материалах по прилегающим территориям, где уже известны в разновозрастных отложениях нефтегазовые скопления. И если для шельфа такая экстраполяция не вызывает возражений и там сейчас обнаружены газовые скопления, то для континентального склона и глубоководной впадины, которые отличаются от шельфа строением, историей развития, происхождением структурных элементов, необходимо учитывать своеобразие условий нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Имеющиеся данные о составе, строении, мощности и условиях формирования осадочной толщи глубоководной впадины и континентального склона свидетельствуют о том, что здесь существуют все необходимые предпосылки для нефтегазообразования, причем в неоген-четвертичных отложениях должна преобладать генерация газа, а в подстилающих породах палеогена и мела — жидких углеводородов. Это в первую очередь связано с различием геотемпературных условий в этих толщах.

Особенности структуры Черноморского региона позволяют наметить преобладающие типы зон возможного нефтегазонакопления. Довольно широким распространением в осадочном чехле пользуются разнообразные складки, отражающие блоки и выступы в рельефе гетерогенного фундамента, причем, как обычно, в верхних горизонтах чехла они выражены слабее. В бортовых частях глубоководной впадины в неоген-четвертичных отложениях регионально распространены зоны литологического выклинивания на моноклинали и ловушки, созданные экранирующей поверхностью несогласия. Здесь же в породах палеогена и мела могли сформироваться разнообразные приразломные структуры. В этих же породах могут оставаться так называемые "запечатанные" залежи, сохранившиеся от разрушения в период активного формирования глубоководной впадины.

Весьма интересными для поисков нефтегазовых скоплений обычно являются погребенные конусы выноса и палеодельты. Однако в условиях Черного моря плиоцен-четвертичные палеодельтовые образования (в частности, гигантская авандельта палео-Дуная) могут пока рассматриваться скорее как объект изучения, чем поисков. Необходимо выделение в самой погребенной толще дельтовых осадков надежных флюидоупоров, изучение их пространственного распространения, потому что эта толща перекрывается только современными илами мощностью несколько метров.

Анализ тектонического строения и истории развития Черноморского региона является в настоящее время надежной основой для выяснения условий и особенностей нефтегазонакопления и позволяет научно обосновать основные направления поисковых работ в различных его частях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геологическая история Черного моря по результатам глубоководного бурения/ Ю.П. Непрочнов, Э.С. Тримонис, К.М. Шимкус и др. М.: Наука, 1980. 202 с.
2. Земная кора и история развития Черноморской впадины/ Н.С. Благоволин, М.В. Муратов, И.В. Архипов и др. М.: Наука, 1975. 127 с.
3. *Милановский Е.Е.* Проблема происхождения Черноморской впадины и ее место в структуре альпийского пояса. — Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, 1967, N 1, с. 27—43.
4. *Казанцев Р.А., Шайнуров Р.В.* Конус выноса мутьевых потоков Дунайского подводного каньона. — Геоморфология, 1978, N 3, с. 7—12.
5. *Николаева Е.А., Пустильников М.Р., Шлезингер А.Е.* Структура осадочного чехла северо-западной части Черноморского глубоководного бассейна. — Бюл. МОИП. Отд. геол., 1980, т. 55, вып. 3, с. 17—23.
6. Новые данные по тектонике северо-западного шельфа Черного моря/ И.Н. Сулимов, И.П. Зелинский, Л.В. Ищенко и др. — В кн.: Тез. докл. I съезда сов. океанологов. М.: Наука, 1977, вып. 3, с. 11—12.
7. *Соколов Б.А., Гайнанов А.Г., Несмеянов Д.В., Серегин А.М.* Нефтегазоносность морей и океанов. М.: Недра, 1973. 112 с.
8. Тектоника и нефтегазоносность окраинных и внутренних морей СССР. — Тр. НИЛЗарубежгеология, 1970, вып. 20, с. 123.
9. *Туголесов Д.А.* Современная структура Черноморской впадины. — Сов. геология, 1976, N 7, с. 72—83.
10. *Хаин В.Е.* Региональная геотектоника. Внеальпийская Европа и Западная Азия. М.: Недра, 1977. 356 с.
11. *Янишин А.Л., Бесенция Т.А., Пилипенко А.И., Шлезингер А.Е.* Новые данные о времени образования глубоководной Черноморской впадины. — Докл. АН СССР, 1980, т. 253, N 1, с. 223—227.

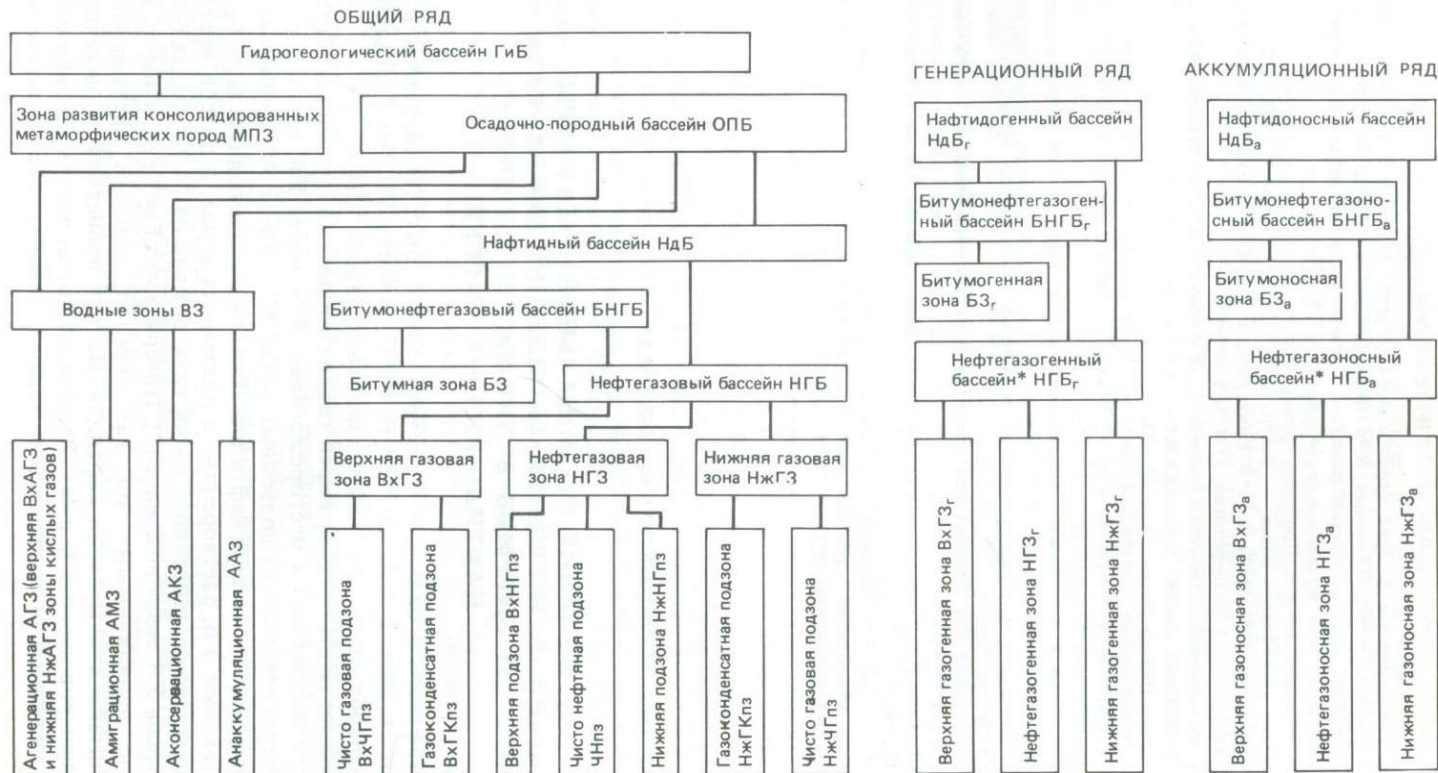
УДК [551. 24: 553. 98]: 552. 578. 1/2 + 552. 578. 3

К.Н. Кравченко

ВЛИЯНИЕ РЕГИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ НА РАЗМЕЩЕНИЕ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ, ГАЗА И БИТУМОВ В ДНИЩАХ И НА БОРТАХ НАФТИДОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Нафтидный баланс в бассейнах может быть представлен в следующем виде: $G_3 = A + B + C + П$, где G_3 — масса УВ, генерированных и эмигрировавших из нефтегазопроизводящих пород, A — масса нафтидов (Нд) [9, с. 618]: нефти, газа и твердых (и полутвердых) битумов, аккумулированная в месторождениях, B — масса УВ, растворенных (и диопергированных) в подземных водах, C — масса УВ, сорбированных породами, $П$ — потери нафтидов. Известно, что основную часть баланса составляют УВ, растворенные в подземных водах, и потери нафтидов. Количество растворенного в воде газа обычно на 1—2 порядка больше ресурсов УВ месторождений [5]. Потери могут быть различными, в том числе сопоставимыми, но, как правило, намного превышающими масштабы аккумуляции нафтидов. Потери происходят в рассеянной и концентрированной формах. Рассеянная форма потерь УВ наблюдается при уничтожении их активными водами главным образом в зоне гипер-

СООТНОШЕНИЯ БАССЕЙНОВ И ИХ ЗОНАЛЬНОСТИ ДЛЯ ОБЩЕГО, ГЕНЕРАЦИОННОГО И АККУМУЛЯЦИОННОГО РЯДОВ



генеза. Концентрированная форма потерь УВ наблюдается при проникновении их на поверхность в результате струйной миграции — латеральной и вертикальной. Свидетельством концентрированных потерь УВ являются различные виды нефтегазопроявлений, грязевой вулканизм, серные бугры и т.д. Отсутствие больших потерь — одно из главных условий крупномасштабной аккумуляции нафтидов в бассейнах. Потери нафтидов являются одним из важных самостоятельных элементов их онтогенеза в бассейнах, который следует учитывать при анализе размещения и формирования месторождений.

На краях и поднятых частях бассейнов выделяются участки ненадежной консервации, дренажа, гипергенеза и свободного сообщения УВ миграционных потоков с земной поверхностью. На таких участках последовательно исчезают жидкие и газообразные УВ залежи сверху вниз по разрезу и образуются скопления твердых битумов, которые в отличие от чисто нефтяной ползоны следует выделять в самостоятельную битумную зону, образующую большую часть баланса нафтидов в ряде бассейнов. Так, в Западно-Канадском и Оринокском бассейнах на долю битумной зоны приходится соответственно 94 и 99% ресурсов УВ, что составляет 65 и 80 млрд. т. Велика роль этой зоны в Северо-Каспийском и Лено-Виллюйском бассейнах. Битумная зона обычно находится за пределами нефтегазоносного бассейна (НГБ), объединяющего лишь скопления жидких и газообразных УВ. При этом она образует самостоятельную полосу, расположенную выше по склону от края НГБ (Западно-Канадский, Оринокский бассейны). Если битумы возникают при большой роли вертикальных перетоков УВ, то битумная зона, развитая в верхней части разреза, может подстилаться нефтегазовой зоной в более глубоких горизонтах и накладывается на борт, а иногда и на днище [6] НГБ с нефтегазовой и нижней газовой зонами (Северо-Каспийский бассейн).

Поэтому наряду с нефтегазоносными (нефтегазовыми) бассейнами следует использовать более общее понятие о битумнефтегазоносных бассейнах, введенное в литературу Р.Н. Валеевым, Г.Т. Юдиным, Р.М. Гисматуллиным и В.Л. Штейнгольцем [1]. С учетом этого и данных М.М. Василевского с соавторами (1939 г.), Г.П. Якобсона (1973 г.), М.И. Субботы, Я.А. Ходжакулиева с соавторами [4], Н.Б. Вассовича [2], И.О. Брода, И.В. Высоцкого с соавторами [3], М.К. Калинин (1984 г.) и К.Н. Кравченко (1984 г.) мы выделяем следующий нисходящий ряд бассейнов — опусканий осадочного выполнения и подстилающего его консолидированного основания: гидрогеологический (ГиБ) — осадочно-породный (ОПБ) — нафтидный (НдБ) — битумнефтегазовый (БНГБ) и нефтегазовый (НГБ) бассейны (табл. 1, рис. 1, 2 см. вкл.). При этом для бассейнов, содержащих нафтиды, целесообразно различать три ряда понятий: общий (с окончанием -овые, -ные) — нефтегазовые, битумнефтегазовые, нафтидные бассейны — НГБ, БНГБ, НдБ; генерационный (с окончанием -генные) — нефтегазогенные, битумнефтегазогенные, нафтидогенные бассейны — НГБ_г, БНГБ_г, НдБ_г; аккумуляционный (с окончанием -носные) — нефтегазоносные, битумнефтегазоносные, нафтидоносные бассейны — НГБ_а, БНГБ_а, НдБ_а. Аналогичным образом наряду с верхней, нижней газовыми, нефтегазовой и битумной зонами

различаются верхняя, нижняя газоносные, нефтегазоносная и битумоносная зоны и части последних — подзоны.

Под гидрогеологическим бассейном нами понимается опускание, образующее автономную совокупность восходящего элизонного (направленного изнутри к периферии) и (или) нисходящего инфильтрационного (направленного от периферии внутрь) подземных водообменов, определяемых соотношением гидрогеологических обстановок на поднятых в общем краях и опущенных внутренних частях бассейна.

Осадочно-породный бассейн — опускание, выполненное осадочными породами, мощность которых увеличивается от краев внутрь бассейна. В отличие от ГиБ ОПБ не включает зону развития консолидированных резко складчатых, метаморфизованных и интрузивных пород на поверхности щитов, массивов платформ и горных складчатых сооружений.

Нафтидный бассейн — часть выраженного в осадочном выполнении опускания, в которой автономно осуществляется процесс онтогенеза нафтидов: генерация из общего¹ очага, миграция, аккумуляция, консервация и потери нефти и (или) газа и (или) битумов. НдБ является наиболее общим из понятий о бассейнах, связанных с онтогенезом Нд. Будучи представленными не в единственном числе, НдБ могут отвечать совокупности БНГБ и НГБ, тогда как каждый отдельно взятый нафтидный бассейн является либо битумонефтегазовым, либо нефтегазовым.

Битумонефтегазовый бассейн — часть выраженного в осадочном выполнении опускания, в которой автономно осуществляется процесс онтогенеза нафтидов из общего очага массовой генерации Нд с обязательным участием твердых битумов.

Нефтегазовый бассейн — часть выраженного в осадочном выполнении опускания, в которой автономно осуществляется процесс онтогенеза нефти и газа (без участия битумов) из общего источника питания УВ. НГБ может быть либо внутренней составной частью БНГБ, отделенной от края последнего битумной зоной, либо независимым образованием, если битумная зона в бассейне не развита.

От контуров осадочно-породного бассейна БНГБ и НГБ отделяются водной зоной, лишенной месторождений Нд.

В отличие от этого общего ряда бассейнов, генерационный и аккумуляционный ряды отражают соответственно исходный и итоговый элементы онтогенеза Нд (генерацию и аккумуляцию последних с учетом потерь их). Так, нафтидогенный бассейн (НдБ_н) представляет собой часть ОПБ, в которой осуществляется массовая генерация УВ, дающая начало промышленным скоплениям Нд, т.е. днище.

Нафтидоносный бассейн² (НдБ_н) — часть ОПБ (реже часть ГиБ), тело, охватывающее полную совокупность промышленных скоплений нафтидов, образовавшихся из общего (как правило, единого) очага

¹Обычно в бассейне имеется один очаг генерации УВ, реже — пространственно тесно связанная их совокупность.

²К выводу о целесообразности выделения нафтидоносных бассейнов независимо пришли М.К. Калинин (1984 г.) и К.Н. Кравченко (1984 г.).

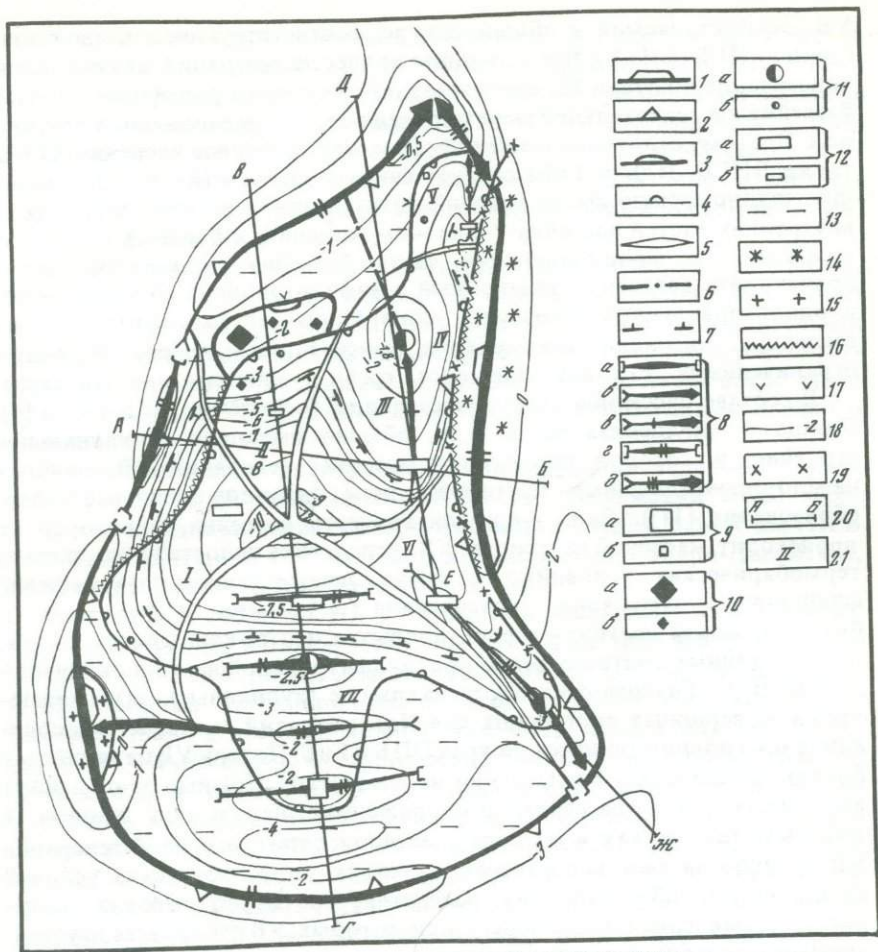


Рис. 1. Принципиальная схема соотношения Гиб, ОПБ, БНГБ, НГБ

1-6 — контуры: 1 — Гиб, 2 — ОПБ, 3 — БНГБ, 4 — НГБ (знаки бассейнов могут накладываться на гребни и другие обозначения; в случае совпадения контуров бассейнов разного ранга на контурах показываются знаки бассейнов низшего ранга), 5 — оснований склонов (талъвеги), 6 — условных верхних кромок склонов; 7 — днища; 8 — гребни: а — субгоризонтальные, б — ныряющие, в — поперечные, г — продольные, д — торцовые; 9-12 — вертикальная фазовая зональность нефтяных (а — большой, б — малый масштаб аккумуляции): 9 — верхняя газовая зона (ВхГЗ), 10 — битумная (БЗ), 11 — нефтегазовая (НГЗ), 12 — нижняя газовая (НжГЗ); 13 — водная зона (ВЗ); 14, 15 — зоны развития метаморфических пород в обрамлениях ОПБ (МПЗ): 14 — горно-складчатых, 15 — шитовых платформенных; 16, 17 — потери нефтяных: 16 — большие, 17 — малые; 18 — стратозигнысы подошвы чехла, км; 19 — разрывы; 20 — профильные разрезы; 21 — нумерация склонов

генерации УВ. По этой же схеме может быть дано определение остальных понятий генерационного и аккумуляционного рядов бассейнов.

Обычно НГБ определяется как геологическое тело, в котором автономно и по единому плану реализуются все составные части онтогенеза нефти и газа. В действительности же элементом, обеспечивающим единство НГБ (и БНГБ), является только процесс генерации

УВ, осуществляемой в общем центре, соответствующем осевой зоне (днищу) НГБ (БНГБ). Все остальные процессы: миграция, аккумуляция, консервация и потери Нд протекают по-разному на различных склонах бассейна и в значительной мере определяются их региональной структурой. Поэтому основным элементом генетического ряда членения НГБ (а также БНГБ, НдБ и ГиБ) следует считать склоны [8], контролируемые закономерную смену условий онтогенеза Нд по мере перехода от внутренних частей бассейна к внешним (от днищ к бортам).

Склон — моноκлиальная часть бассейна, в которой могут происходить встречные элизионный и инфильтрационный водообмены и однонаправленные изменения условий онтогенеза нафтидов — их генерации, миграции, аккумуляции, консервации и потерь. Верхними ограничениями склонов являются гребни, нижними — тальвеги.

В составе бассейнов выделяются днища (осевые части) и борта [6]. Днище — опущенная часть НдБ, обычно имеющая синκлиальное строение, в которой происходит массовая генерация УВ, дающая начало промышленным месторождениям нафтидов (очаг нефтегазообразования [11]). Борт — поднятая часть бассейна, в которой не происходит массовой генерации УВ (вследствие недостаточно жестких термобарических условий), но могут осуществляться перемещение флюидов, аккумуляция, консервация и потери нефти, газа и битумов. Борта состоят из фронтальных и центриκлиальных частей, расположенных соответственно против центральной части и окончаний днища НдБ. Различаются борта закрытые (тупиковые), заканчивающиеся на вершинах внутренних для НдБ поднятий, и открытые, моноκлиально поднимающиеся до края ОПБ и ГиБ. Потери УВ на закрытых бортах, естественно, меньше чем на открытых. Помимо этого, могут выделяться части бассейна, расположенные над и под днищем, в которых, так же как и на борту, не происходит массовой генерации УВ — либо за счет недостаточно жестких термобарических условий ("надднище") либо, напротив, вследствие чрезмерно высоких температуры и давления ("подднище"), при которых УВ становятся неустойчивыми и генерируются кислые газы.

Гребень — положительный склонораздел, служащий зоной концентрированной миграции и аккумуляции нафтидов. Тальveg — отрицательный склонораздел, разграничивающий смежные поля разнонаправленной миграции элизионных вод и УВ. В зависимости от наклона шарнира различаются гребни субгоризонтальные, ныряющие, седловинные; по положению на склоне и по отношению к днищам — продольные, поперечные, продольно-поперечные, торцовые; по структурной форме — складчатые и нескладчатые. Развитая совокупность гребней образует древовидную углеводородосборную сеть, которая в сочетании с плоскими участками — носителями неконцентрированной, рассеянной формы миграции флюидов — предопределяет процессы миграции, аккумуляции, консервации и потерь Нд на склонах бассейнов.

Была произведена оценка минимальных глубин днищ по подошве осадочного чехла (основанию нефтегазопроизводящих свит) различных НдБ. При глубинах осевой части бассейна, меньших определенных критических величин, месторождений не образуется и ОПБ остается

водоносным, не нефтидоносным бассейном. Достижение критических величин глубин осевой части бассейна фиксируется появлением единичных месторождений с незначительными суммарными запасами Нд; тем самым внутренняя часть ОПБ (ГиБ) превращается в НдБ. Дальнейшее углубление днища НдБ сопровождается массовой генерацией УВ в значительной части осадочного чехла днищ и соответственно широким распространением месторождений и ростом ресурсов, а затем и потерь Нд в бассейне.

В целом минимальные глубины днищ НдБ оказываются большими, чем глубины, на которых начинается генерация и эмиграция УВ из нефтегазопроизводящих пород. Это связано с тем, что значительная часть УВ, эмигрировавших на начальном этапе их генерации, расходуется на рассеивание и насыщение пластовых вод, и лишь после этого избыточная часть УВ дает начало месторождениям Нд промышленного значения.

В зависимости от ряда факторов минимальные величины глубин днищ разных НдБ колеблются от 2,5 км (Парижский НГБ) через 3—3,5 км (Индонезийские, Северо-Каспийский НдБ), 3,5—4 км (НГБ Туранской плиты) до 4—5 км (Западно-Сибирский, Сахаро-Ливийские, Внутренний Восточно-Австралийский НдБ).

Опускания в составе ОПБ с глубинами, меньшими минимальных величин, не входят в днища НдБ. Они относятся либо к бортам НдБ в случае, если в них развиты месторождения, сформированные за счет углеводородных миграционных потоков из более глубоких частей бассейна, либо к внешней водной зоне ОПБ, если в них нет месторождений. Исчезновение месторождений в водной зоне ОПБ и ГиБ имеет различное происхождение: могут сказываться неблагоприятные условия генерации, миграции, аккумуляции или консервации Нд. Поэтому в составе водной зоны ОПБ, помимо аконсервационной зоны В.Б. Оленина [3], в которой нет условий для сохранения нефтидных скоплений, целесообразно выделять также агенерационную зону, в которой не генерировались УВ, амиграционную зону, в которую не попадают миграционные потоки УВ, и анаккумуляционную зону, лишенную ловушек, служившую транзитом для мигрирующих УВ.

Борта НдБ являются элементами, в различной, обычно в существенной, мере обеспечивающими аккумуляцию и уменьшение потерь нефтидов. Положительными факторами при этом являются: значительная ширина, пологость бортов и их структурное расчленение — региональное (гребни-флюидоводы) и локальное (ловушки УВ), относительная древность ловушек, позволяющая улавливать УВ ранних стадий генерации, четкое членение чехла на природные резервуары и покрывки умеренной надежности, способствующее, с одной стороны, вертикальному перераспределению УВ, и с другой — обеспечивающее образование скоплений Нд широкого стратиграфического диапазона. Совокупность перечисленных факторов отражает аккумуляционный потенциал бортов, соответствующий максимальной величине ресурсов Нд, могущих сформироваться в их пределах.

Большое влияние аккумуляционного потенциала бортов, в частности ширины бортов, на величину ресурсов УВ в НГБ, может быть проил-

Примерные параметры некоторых НГБ США

Бассейн	Ресурсы					НГБ	
	УВ, млрд. т	нефть, млрд. т	конденсат, трлн. м ³	газ, трлн. м ³	нефть/ УВ, %	площадь, млн. км ²	объем, млн. км ³
Пермский Западный	6,6	3,8	0,5	2,3	58	0,21	0,56
Внутренний	6,5	2,5	0,5	3,5	38	0,33	0,77
Преодоушитский	0,62	0,07		0,55	11	0,14	0,59

люстрировано на примере Пермского, Западного Внутреннего и Преодоушитского НГБ (табл. 2). Ресурсы УВ в первых двух НГБ огромны и состоят наполовину из нефти, а третьего — очень небольшие и представляют почти полностью газом. Все три бассейна имеют близкие характеристики днищ, что обуславливает и сходство масштабов генерации УВ.

Принципиальное различие между сравниваемыми НГБ заключается в ширине и аккумуляционном потенциале бортов, что повлияло на величину ресурсов и соотношение нефти и газа в НГБ. Ширина и аккумуляционный потенциал основных бортов Пермского и Западного Внутреннего НГБ — огромные, Преодоушитского — очень малые. Наличие пологих четко дифференцированных северных бортов обеспечило хорошую сохранность нефти в Пермском и Западном Внутреннем НГБ, а большой аккумуляционный потенциал днищ этих НГБ благодаря их дифференцированной структуре способствовал концентрации в них крупных газовых ресурсов нижней газовой зоны. Нефтегазовая зона оказалась в основном вытесненной на пологие борта НГБ, глубина которых на большей их части составляет меньше двух километров. Эти глубины явно недостаточны для формирования месторождений за счет внутренних источников. Приходится допускать миграцию из днищ, что при ширине бортов 400—500 км определяет нижний предел дальности миграции нефти. Таким образом, шлейф нефтяных скоплений³ от небольшого по площади днища (составляющего 10—20% площади НГБ) достигает огромных величин (длиной до 500 км). В Преодоушитском НГБ основной северный борт узкий, крутой и слабо расчлененный. В сочетании с плохой сохранностью УВ в днище это определило низкий аккумуляционный потенциал и малые общие ресурсы Нд в НГБ. Нефтегазовая зона практически полностью, нижняя газовая зона в значительной мере были вытеснены к северу от Преодоушитского НГБ и уничтожены на высоко поднятом своде Озарк. Для НГБ характерны огромные потери и резко отрицательный баланс генерированных и аккумулированных УВ.

³Под шлейфом нефтяных скоплений предлагается понимать расположенную на одном склоне, пространственно-непрерывную совокупность месторождений Нд, последовательно воздымающуюся от днища к краям НдБ и оконтуренную полями отсутствия месторождений от смежных частей склона или других склонов НдБ и (или) ОПБ.

Днище		Надднище		Основной борт			Подчиненный борт	
объем, млн. км ³	площадь, млн. км ²	объем, млн. км ³	площадь, млн. км ²	средняя ширина, км	объем, млн. км ³	крутизна, м/км	площадь, млн. км ²	объем, млн. км ³
0,14	0,09	0,18	0,10	300	0,21	7	0,02	0,03
0,20	0,08	0,23	0,24	450	0,32	6	0,006	0,01
0,22	0,09	0,28	0,05	60	0,09	20	—	—

В качестве основной движущей силы, способствующей вытеснению нефтегазовой зоны за пределы сначала днища, а затем и всего НГБ, создания битумной зоны на краях БНГБ и, наконец, полного вытеснения и потери битумной и нефтегазовой зон в НДБ, выступает нижняя газовая зона. Степень вытеснения нафтидных фазовых зон из НДБ является функцией, с одной стороны, массы генерированных УВ, с другой стороны — аккумуляционного потенциала днищ и бортов НДБ.

По доле общих ресурсов нефти НДБ, приходящейся на их днище и борта, можно выделять следующие группы НДБ: 1) днищевые (ресурсы днища $\geq 90\%$); 2) днищево-бортовые (ресурсы днища 90—50%); 3) бортово-днищевые (ресурсы днища 50—10%); 4) бортовые (ресурсы днища $< 10\%$).

Количество днищевых бассейнов сравнительно невелико; для них характерно сравнительно редкое сочетание четко очерченного днища со слабо развитыми (Бенгальский НГБ) и (или) высокоподнятыми бортами ГиБ, находящимися в акватории консервационной зоны и поэтому не способными аккумулировать сколько-нибудь существенную долю УВ в составе НДБ (Днепровско-Донецкий, Рейнский, Суэцкий и другие НГБ).

В группу днищево-бортовых входят бассейны, в которых наряду с большим масштабом аккумуляции Нд в днищах заметную, до почти равной доли, роль играет масштаб аккумуляции Нд на бортах. НДБ днищево-бортовой группы встречаются чаще днищевых; среди них есть богатейшие бассейны. Соотношение ресурсов Нд днища и бортов зависит от разных факторов. Резкое преобладание ресурсов Нд днища отмечается при малом аккумуляционном потенциале бортов по сравнению с таковым днищ — в случае развития основной доли ловушек в днищах, плоского строения бортов, при плохих условиях консервации Нд на высокоподнятых бортах (НГБ Сунляо). В случае, если борт ОПБ составляет значительную часть бассейна и его аккумуляционный потенциал сопоставим или превышает аккумуляционный потенциал днища, соотношение ресурсов Нд бортов и днища НДБ зависит от доли эмигрировавших УВ, которая улавливается ловушками днища. Избыточная часть УВ идет на заполнение ловушек бортов и потери Нд. При этом могут возникнуть различные варианты соотношения ресурсов Нд бортов и днища от очень малой до почти равной доли первых, как, например, в Западно-Сибирском НГБ. Супергигантские месторождения

в данной группе распространены преимущественно в днищах (Боливар — НГБ Маракайбо), реже встречаются как в днище, так и на бортах НГБ.

Бассейны бортово-днищевой группы характеризуются полноразвитыми бортами относительно повышенного аккумуляционного потенциала с большой — от почти равной до преобладающей — долей ресурсов Нд бортов по сравнению с долей нефтидных ресурсов днищ. Доля последних обычно падает с увеличением аккумуляционного потенциала бортов. К данной группе принадлежит основная масса НдБ, в том числе с ресурсами УВ, измеряемыми миллиардами и десятками миллиардов тонн, такие, как НдБ Персидского залива, Арктического склона Аляски, Пермский, Западный Внутренний и другие. Аккумуляционный потенциал днищ НдБ данной группы уступает потенциалу бортов. Как правило, борта отличаются большими площадями, количеством и объемом ловушек по сравнению с этими величинами в днищах. Объем днищ рассматриваемых НдБ обычно невелик — он измеряется десятками и сотнями тысяч км². Во многих бассейнах днища к тому же имеют простое синклинальное строение и малый аккумуляционный потенциал. В НдБ с большой емкостью днищ, измеряемой миллионами км³ (Северо-Каспийский, Персидского залива), аккумуляционный потенциал последних снижается за счет широкой вертикальной миграции нижнего высокотемпературного газа. Все это приводит к вытеснению значительной части УВ, особенно жидких, за пределы днищ, на борта НдБ и повышению их роли в общих ресурсах бассейна. Аккумуляции на бортах способствует наличие стержневых [7] поперечных и косых по отношению к центральной части или окончаний днища гребней-флюидоводов и аккумуляторов Нд (Гхавар, Бурган в НГБ Персидского залива), существование тупиковых закрытых участков склона на вершинах сводов, крупных валов и седловин, образующих центры высокой концентрации ресурсов Нд (Альметьевская вершина Татарского свода, Бирская седловина, Прадхобей), умеренно-ограниченная полупроницаемыми покрывками вертикальная миграция УВ, сопровождаемая образованием многопластовых месторождений с широким диапазоном нефтегазоносности (Индонезийские, Каракумский НГБ). Потери УВ растут, а ресурсы уменьшаются по мере уменьшения аккумуляционного потенциала бортов и днищ НдБ (Предуошитский НГБ).

Преобладающая часть супергигантских нефтидных скоплений в НГБ данной группы расположена на бортах (Гхавар, Бурган, Прадхобей, Пэнхэнлл), особенно на участках гребней, непосредственно связанных с днищами. Реже встречаются гиганты в днищах, а точнее — в "надднищах" (Гачсаран, Румейла, Ферейдун-Марджан).

В бортовых НдБ доля ресурсов Нд в днищах очень мала, что обычно связано с их малыми объемами и аккумуляционным потенциалом. Многие днища этих НдБ представляют собой относительно просто построенные синклинальные формы. Масштабы и плановое распределение нефтидных скоплений в значительной мере определяются региональными структурными особенностями бортов. На плоских бортах основные скопления приурочены к верхним кромкам НдБ и имеют, вероятно, гидродинамически экранированный характер [10]. В связи с плохой консервацией нефтяные залежи здесь замещаются

битумами, местами образующими супергигантские скопления, не имеющие себе равных среди нефтяных и газовых месторождений (Атабаска, Ориноко). Во многих НдБ данной группы намечается тенденция приуроченности основных нефтяных скоплений к центриклиналам. Это обусловлено тем, что центриклинали зачастую оказываются структурно-дифференцированными элементами, а осложняющие их стержневые гребни прямо связаны с окончаниями области питания УВ — днища (Сиртский НГБ, включая месторождение-гигант Сарир; Внутренний Восточно-Австралийский НГБ, включая крупнейшие месторождения Гиджелпа, Муумба; НГБ Тимимун — месторождения на центриклинали Ахнет). Вместе с тем на центриклиналах складчатых НГБ условия аккумуляции нефтяных скоплений нередко оказываются лучшими, чем на бортах, представляющих собой крутые моноклинали (НГБ Акита-Ниигата).

Во многих НГБ складчатого строения основные месторождения приурочены к продольным гребням на опущенном краю борта, непосредственно прилегающем к днищу. Повышенная концентрация ресурсов при этом обеспечивается широким вертикальным перераспределением УВ (НГБ Лос-Анджелес — месторождение Лонг-Бич).

Тесная структурная связь емкого слабо расчлененного днища и дифференцированного борта может приводить к возникновению протяженных шлейфов нефтяных скоплений (Центрально-Алжирский НГБ), в том числе крупных, на склонах как с поперечным к краю днища (Иллизи), так и с продольным (Хассимессауд-Хассирмель) структурным расчленением.

При малых масштабах генерации УВ скопления бортовых НГБ, принадлежащие нефтегазовой или верхней газовой зонам, непосредственно прижаты к краю днища (Парижский, Устюртский НГБ).

На рис. 1, 2 отражена принципиальная схема взаимосвязи региональной структуры и нефтидоносности бассейнов. На I открытом склоне условия для аккумуляции Нд имелись лишь в его нижней выположенной части. Верхняя часть склона — крутая и плоская моноклираль, служившая транзитом для УВ, попадавших сверху в зону гипергенеза и там терявшихся (анаккумуляционная зона). Жидкие углеводороды на I склоне полностью вытеснены за пределы НдБ. II склон, несмотря на его открытую природу, значительно более пологий, но слабо дифференцированный, что способствовало образованию внизу и в середине него мелких скоплений нижней газовой и нефтегазовой зон, а у верхней кромки склона — богатейших скоплений асфальта битумной зоны. III и IV склоны отличаются закрытым характером, они отделены от края НдБ опусканием, на их верхней кромке находится мощный поперечный по отношению к днищу стержневой гребень, это привело к высокой концентрации нефтяных ресурсов на вершине склонов. V склон не содержит крупных нефтяных скоплений из-за малого генерационного потенциала слабо погруженного днища в его составе. VI склон — сложного строения, он занимает центриклинальную позицию. Осложняющий его протяженный стержневой гребень, являющийся хорошим флюидоводом и аккумулятором УВ, содержит крупные скопления нижней газовой зоны в своей нижней части и нефтегазовой зоны — в

верхней части. VII склон пологий, осложненный продольными гребнями в нижней и верхней частях и крутой в средней части. Региональная миграция УВ осуществляется по седловинам поперек гребней, служащих аккумуляторами крупных скоплений УВ, принадлежащих нижней газовой зоне внизу, нефтегазовой зоне — в середине и верхней газовой зоне — в верхней части склона. Крупные скопления верхнего газа сохраняются за счет закрытого характера этой части склона — опускания, отделяющего продольный гребень от края склона (звенья VII" и VII'''). Часть УВ, дойдя до середины склона, отклоняется вдоль ныряющего гребня на запад и теряется на краю НдБ.

При прорыве нижним газом региональных флюидоупоров и в зонах выклинивания последних преобладающая латеральная миграция УВ сменяется вертикальной миграцией. При этом происходит скачкообразное расширение диапазона нефтегазоносности (и вертикальной мощности НдБ) почти на всех склонах.

Таким образом, существует самая тесная связь между генерационным, аккумуляционным потенциалами днищ, бортов, региональной структурой бассейнов и распространением в них ресурсов нефтяных скоплений разного фазового состояния и величин потерь Нд за пределами НдБ.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Валеев Р.Н., Юдин Г.Т., Гисматуллин Р.М., Штейнгольц В.Л.* Битумо-нефтегазоносные бассейны. — В кн.: Геология битумов и битумовмещающих пород. М.: Наука, 1979, с. 3—14.
2. *Вассоевич Н.Б.* Современные представления об условиях образования нефти. — М.: Знание РСФСР, 1981. 40 с.
3. *Высоцкий И.В., Оленин В.Б., Высоцкий В.И.* Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. М.: Недра, 1981. 479 с.
4. Гидрогеологические бассейны Средней Азии и их нефтегазоносность/Под ред. С.Б. Вагина. М.: Недра, 1971. 224 с. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 102).
5. *Зорькин Л.М., Стадник Е.В., Юрин Г.А.* Зависимость газосносности водонапорных систем от возраста и истории геологического развития нефтегазоносных бассейнов. — В кн.: Формирование залежей нефти и газа на различных этапах развития седиментационных бассейнов. М.: ВНИГНИ, 1981, с. 125—137. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 230).
6. *Кравченко К.Н.* Классификация нефтегазоносных осадочных бассейнов по соотношению их осевых зон (днищ) и бортов. — В кн.: Осадочные бассейны и их нефтегазоносность: IV Всесоюз. семинар МГУ. 27—29 апр. 1981. Тез. докл. М.: Изд-во АН СССР; изд-во МГУ, 1981, с. 43.
7. *Кравченко К.Н.* Типизация нефтегазоносных бассейнов по динамике развития фазовой зональности и положению стержневых гребней. — В кн.: Формирование залежей нефти и газа на различных этапах развития седиментационных бассейнов. М.: ВНИГНИ, 1981, с. 38—47. (Тр. ВНИГНИ; Вып. 230).
8. *Кравченко К.Н., Смирнов Л.Н.* Склоны, гребни, тальвеги как составные элементы нефтегазоносных бассейнов. — В кн.: Геологическое строение и критерии прогноза нефтегазоносности Средней Азии. — М.: ВНИГНИ, 1980, с. 128—142 (Тр. ВНИГНИ; Вып. 220).
9. *Леворсен А.* Геология нефти и газа. М.: Мир, 1970. 640 с.
10. *Морозов Л.И.* Нефтегазоносность зон распространения инфильтрационных вод. М.: Наука, 1980, 76 с.
11. *Соколов Б.А., Серегин А.М.* Генетическая связь размещения залежей нефти и газа с развитием нефтегазоносных бассейнов. — В кн.: Формирование залежей нефти и газа на различных этапах развития седиментационных бассейнов. М.: ВНИГНИ, 1981, с. 48—55 (Тр. ВНИГНИ; Вып. 230).

Г. Н. Доленко

РАЗРЫВНЫЕ НАРУШЕНИЯ ЗЕМНОЙ КОРЫ И ИХ РОЛЬ В ОБРАЗОВАНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Разрывные тектонические нарушения с точки зрения влияния их на образование и размещение нефтяных и газовых месторождений привлекали к себе внимание исследователей весьма давно. Одним из первых высказавших соображения о связи нефтяных и газовых месторождений с разрывными нарушениями был крупнейший исследователь геологии Кавказа академик Русской академии наук Г. В. Абих. В своих работах он указал на связь грязевых вулканов и нефтяных и газовых месторождений Апшеронского полуострова с зонами разломов, по которым поступают углеводородные соединения со значительных глубин. Несколько позже Д. И. Менделеев, посетивший нефтегазоносные районы Баку и Пенсильвании, высказал мысль о том, что нефтяные местности наблюдаются вблизи горных кряжей, месторождения нефти и газа располагаются по прямым линиям или дугам больших кругов, отображающих линии разломов. Эпохи образования нефти соответствуют времени образования соседних гор. В 1903 г. А. П. Иванов на основании анализа соотношения известных скоплений нефти п-ова Челекен с системой сбросов предпринял попытку обосновать "сбросовую теорию формирования нефтяных месторождений". Эти идеи он перенес на все месторождения, и в первую очередь на нефтяные месторождения Апшеронского полуострова.

В 1905 г. американский геолог Ю. Кост на основании изучения месторождений нефти и газа Мексиканского залива также пришел к выводу, что нефтяные и газовые месторождения распространены вдоль нарушений и трещиноватых зон земной коры, располагающихся параллельно орогеническим дислокациям.

Последующее время до 40-х годов XX в. характеризовалось накоплением фактического материала о разломных нарушениях земной коры. В итоге появилось новое понятие о "глубинном разрыве", затем учение о блоковом строении земной коры и в конечном счете новое направление в науке — учение о разломной тектонике земной коры [1, 3, 8, 12—14, 17].

Господствовавшее на протяжении столетнего периода представление о главенствующей роли пликативных дислокаций сменилось учением о разломной тектонике земной коры. Появились новые суждения о роли глубинных разломов в образовании и размещении полезных ископаемых. Во взаимосвязи с глубинными разломами характеризуются осадконакопление, складчатость, магматизм и минеральные месторождения. В 1946 г. А. В. Пейве на заседании Ленинградского общества естествоиспытателей акцентировал внимание на глубинных разломах как каналах дегазации, приводящей к формированию залежей нефти и газа. В 1956 г. он писал о том, что эндогенные минеральные месторождения имеют с глубинными разломами такую же связь, как и магматические

образования: зоны глубинных разломов и трещин фундамента служат и путями движения рудных веществ, и путями движения магмы из глубины земной коры к поверхности. Естественно, что в этих же зонах и сосредоточено большинство промышленных эндогенных месторождений. Американский геолог Э. Эриксон указывает на то, что более чем 84% изученных рудных залежей мира лежат на пересечении или вдоль линий регматических структур Земли. За пределами территорий, в которых доминируют разломные деформации, рудные месторождения встречаются очень редко.

Большое внимание значению глубинных разломов в формировании нефтяных и газовых месторождений уделяют геологи-нефтяники В.П. Гаврилов, Г.Н. Доленко, Н.А. Кудрявцев, В.Ф. Линецкий и др. [2, 4, 5, 9—11].

Наиболее широко эти вопросы освещены в монографиях Н.А. Кудрявцева [9], В.Ф. Линецкого [10, 11] и В.П. Гаврилова [2].

Учение о разломной тектонике земной коры в значительной мере способствовало возрождению идей о перемещении материков, зарождению идей о разрастании дна океана, появлению учения о глобальной тектонике, а затем тектоники литосферных плит, появлению нового учения о развитии геосинклиналей и расширении континентов.

На основании новых идей и теорий о развитии и строении Земли начали переосмысливаться ранее сложившиеся представления о закономерностях образования и распространения месторождений полезных ископаемых.

Произведенный нами анализ условий нефтегазоносности земного шара показывает, что почти все нефтяные и газовые месторождения, заключающие в себе основные ресурсы нефти и газа, приурочены, как правило, к предгорным прогибам и внутригорным впадинам геосинклинальных областей, платформенным склонам, примыкающим к геосинклиналям, и внутриплатформенным впадинам рифтогенного типа [6, 7]. Возникновение и формирование этих геотектонических элементов происходило в непосредственной связи с развитием геосинклинальных областей и внутриплатформенных рифтогенных впадин. При этом главным фактором, определявшим их структуру, геологическое развитие и нефтегазоносность, являются глубинные разломы. Разломы эти группируются, как правило, в две системы: продольную и поперечную.

Продольные разломы в большинстве случаев ограничивают геотектонические элементы или же развиты внутри них по простиранию, реже в диагональном направлении. Они зарождались на поверхности и развивались на глубину в начальные или срединные этапы геотектонического развития геосинклинальных областей и платформенных рифтогенов. Амплитуда смещения пород по ним максимальна на поверхности и затухает на глубину. В этой связи разломы такого типа относят к категории экзогенных [6, 16]. В зависимости от глубины проникновения они подразделяются на сиалические, достигающие поверхности Конрада, симатические, достигающие поверхности Мохо, и фемические (подкоровые), проникающие в мантию до астеносферного слоя [15].

Поперечные разломы развиты преимущественно вкрест простирания геотектонических элементов. Во многих случаях они наследуют древ-

ные разломы, разделявшие геотектонические элементы фундамента осадочного чехла. Амплитуда смещения пород по ним увеличивается с поверхности на глубину до астеносферного слоя. Эти разломы зарождались на глубине и развивались к поверхности земной коры в инверсионные (орогенные) этапы геотектонического развития геосинклинальных областей и платформенных рифтогенных прогибов, поэтому они называются эндогенными. При своем региональном и во многих случаях планетарном распространении они наиболее интенсивно развивались на участках максимального прогибания земной коры, т.е. в пределах предгорных прогибов, внутриворонных впадин, на платформенных склонах и внутриворонных рифтогенных впадинах, к которым, как указывалось, приурочиваются нефтегазоносные провинции.

Глубинные разломы продольного направления, в большинстве случаев ограничивающие нефтегазоносные провинции, служили на отдельных этапах геологической истории границей распространения береговых линий морей. Вследствие этого в их пределах накапливались грубокластические седименты осадочных пород и зачастую развивались рифтогенные образования. При возникновении приразломных прогибов компенсационного характера происходило накопление осадков большой мощности с преобладанием тонкокластических седиментов. Рифовые постройки в этом случае развивались на поднятом, а не на опущенном блоке.

Глубинные разломы поперечного направления, разграничивающие, как правило, поперечные поднятия и депрессии, также влияли на литофациальные и структурно-тектонические условия развития осадочного комплекса пород. Изменение скорости морских течений на границе поднятий и депрессий обуславливало выпадение в осадок грубокластических седиментов, а изменение мощности пород по направлению от поднятий к депрессиям способствовало образованию структурных форм в осадочном чехле.

Геологические наблюдения и экспериментальные исследования показывают, что зоны развития глубинных разломов сопровождаются разуплотнением вещества пород и развитием в этой связи в их пределах сводовых поднятий.

В общем глубинные разломы нефтегазоносных провинций в значительной мере влияли на литофациальные условия накопления пород осадочного чехла и структурно-тектонические условия их строения, а значит, и на закономерности образования и размещения нефтяных и газовых месторождений. В подтверждение этому приведем сведения по некоторым характерным в этом отношении нефтегазоносным провинциям: Волго-Уральской, Днепровско-Донецкой, Персидской и Северо-Африканской.

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция приурочена к платформенному склону, примыкающему к Уральской геосинклинальной области. Главными структурными элементами провинции являются горстообразные выступы и рифтогенные прогибы фундамента, обусловившее развитие в осадочном чехле сводовых поднятий Татарского, Жигулевско-Пугачевского, Оренбургского, Пермско-Башкирского и впа-

дин Рязано-Саратовской, Ставропольской, Мелекесской, Серноводско-Абдулинской, Верхнекамской и др.

Глубинные разломы фундамента, ограничивающие сводовые поднятия и впадины, обуславливали образование в осадочном чехле валообразных поднятий, включающих систему локальных структур. В пределах последних формировались нефтяные и газовые месторождения. Зоны дислокаций осадочного комплекса пород обычно обрамляют крупные своды и впадины, соответствуя ограничивающим их разломам фундамента. В соответствии с региональным структурно-тектоническим строением выделяются нефтегазоносные районы данной провинции.

Так, с Татарским сводом связаны нефтегазоносные районы: Ромашкинский, Акташ-Новоелховский, Туймазинский, Шкапово-Белебеевский, Шугурово-Байтуганский, Аксубаево-Черемшанский и Нижнекамский. С Пермско-Башкирским сводом и Верхнекамской впадиной связаны Башкирский и Прикамский нефтегазоносные районы. В пределах Жигулевско-Пугачевского и Оренбургского сводов и Мелекесской, Серноводско-Абдулинской и Бузулукской впадин располагаются Сергиевский, Кинель-Черкасский, Самаркинский, Токско-Кинельский, Большекинельский, Приоренбургский, Самаролукский, Восточно-Жигулевский, Чапаевский, Балаковский, Южно-Куйбышевский и Саратовский нефтегазоносные районы.

Днепровско-Донецкая нефтегазоносная провинция, приуроченная к внутриплатформенной впадине рифтогенного типа, возникла в пределах древнего Сагматского кристаллического щита докембрийской Восточно-Европейской платформы вследствие вовлечения территории в погружение по системе глубинных разломов. В современном тектоническом плане во впадине выделяется продольная система разломов, образующая северо-восточную и юго-западную зоны ступенчатых сбросов и центральный грабен, и поперечная система разломов, ограничивающая обычно региональные поднятия и депрессии.

Поперечные разломы протягиваются через весь Украинский щит, через Днепровско-Донецкую впадину и в пределы Воронежского кристаллического массива. Это такие зоны разломов, как Деснянская, Черниговская, Ичнянская, Кременчугская, Ворсклянская и Павлоград-Харьковская. Они в фундаменте разграничивают протерозойские складчатые сооружения: Белоцерковское, Криворожско-Кременчугское, Орехово-Павлоградское.

Движения по разломам обусловили формирование в осадочном чехле продольных валообразных поднятий и поперечных депрессий и впадин. В поперечном направлении выделяются Черниговское, Гмырянское, Лютенское и Харьковское поднятия и Нежинская, Роменская, Полтавская и Шебелинская депрессии. Поднятия и депрессии между собой разобщаются глубинными разломами.

Локальные структуры, заключающие нефтяные и газовые залежи, группируются в валообразные поднятия и куполообразные складки. Зоны нефтегазоаккумуляции располагаются главным образом на склонах поднятий и впадин, осложненных глубинными разломами.

Нефтегазоносная провинция Персидского залива связана с Аравийской плитой и Месопотамским предгорным прогибом. Провинция

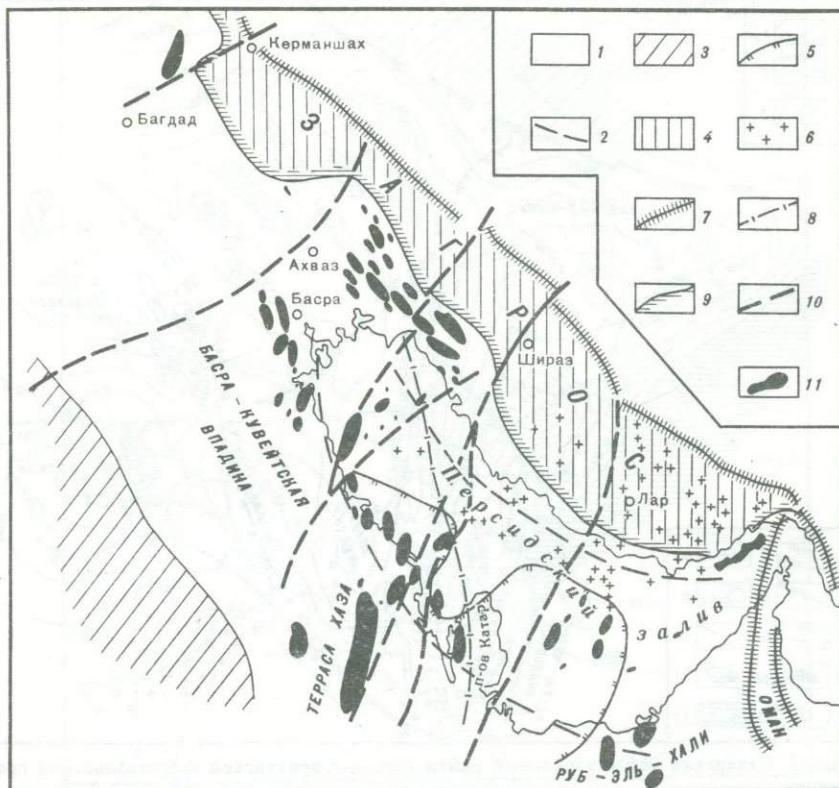


Рис. 1. Тектоника и распространение месторождений нефти и газа нефтегазоносной провинции Персидского залива (по Н.Ю. Успенской с добавлениями Г.Н. Доленко)

1 — распространенные на поверхности неоген-четвертичные отложения; 2 — трюги Персидского залива; 3 — палеозойские и мезозойские отложения гомоклинали Аравийской плиты; 4 — палеогеновые и мезозойские отложения Внешнего Загроса; 5 — граница распространения свиты араб; 6 — штоки кембрийской соли и соляные купола; 7 — глубинные разломы на поверхности; 8 — граница распространения песчанников бурган; 9 — горный фронт Загроса; 10 — субмеридиональная система глубинных разломов; 11 — месторождения нефти и газа

характеризуется исключительной расчлененностью кристаллического фундамента и четко выраженной блоковой тектоникой. При этом важную роль в тектоническом строении играют разрывные нарушения двух систем. Одна из них ориентирована в северо-западном направлении параллельно рифту Красного моря, вторая — в северо-восточном направлении параллельно глубинному разлому Мертвого моря (рис. 1).

В южной части перикратонного прогиба Аравийской плиты, прилегающего к Персидскому заливу, выделяются Басракувейтская впадина, структурная терраса Хаза, Катарское сводовое поднятие и синеклиза Руб-эль-Хали. Эти структурные элементы охватывают также акваторию Персидского залива. Они отличаются мощностями и фациями осадочного комплекса пород верхнего мезозоя и кайнозоя и представляют собой крупные поднятые и опущенные блоки, разделенные поперечными разломами.

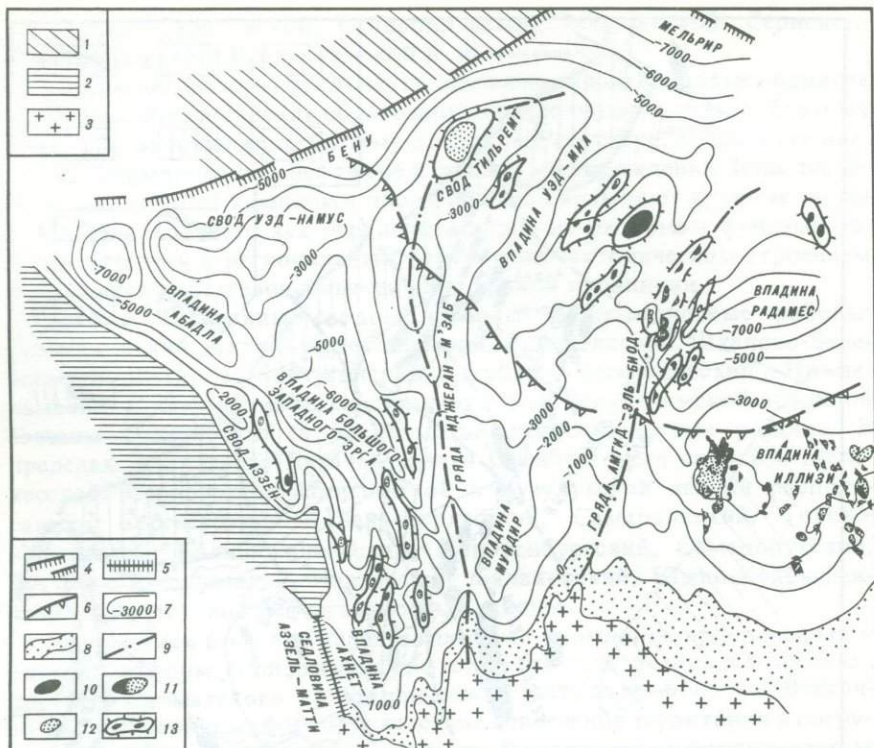


Рис. 2. Сахарский нефтегазоносный район Северо-Африканской нефтегазоносной провинции

1 — Атласская эпигерцинская платформа; 2 — складчатая область Угарта; 3 — докембрический массив Ахагар; 4 — граница зоны развития маломощных пород (аконсервационной зоны); 5 — Южно-Атласский глубинный разлом; 6 — межбассейновая седловина Аззель-Матти; 7 — изобаты фундамента, м; 8 — южная граница распространения соленосных отложений; 9 — осевые зоны поднятий (град); 10—12 — месторождения: 10 — нефти, 11 — газа и нефти, 12 — газа; 13 — зоны нефтегазоаккумуляции

Платформенный борт, где сосредоточена значительная часть нефтяных месторождений-гигантов и сверхгигантов, осложнен разрывами. Среди последних: Бурганский, Саффонский, Гхаварский, Катарский. С разрывами связаны крупные валы и поднятия пород чехла. Серия глубинных разломов северо-западного направления выделяется также на территории Месопотамского предгорного прогиба. Среди них главный Евфрато-Персидский.

В зонах пересечения продольных и поперечных разломов располагаются уникальные супергигантские месторождения нефти: Бурган с извлекаемыми запасами 10485 млн. т, Гхавар — 11910, Саффания-Хаджи — 3970, Румейла — 2160, Киркук — 2380 млн. т и др.

Северо-Африканская нефтегазоносная провинция в тектоническом отношении приурочена к склону Африканской платформы, примыкающему к альпийской горной системе Атлас. В ее пределах выделяются два нефтепромысловых района — Сахарский и Сиртский, разделенные грабеном Джефара.

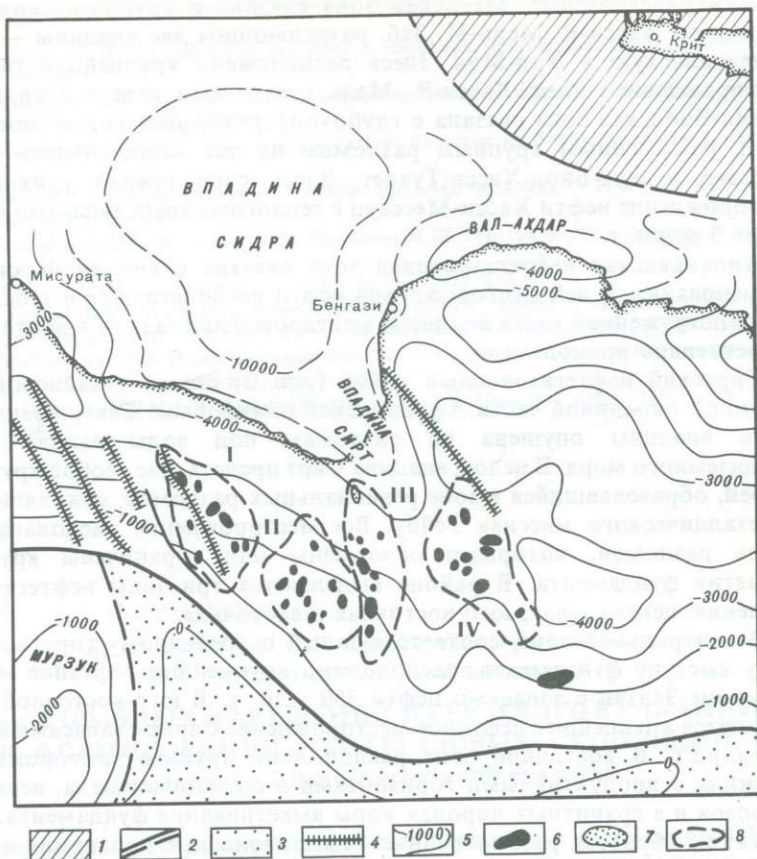


Рис. 3. Сиртский нефтегазоносный район Северо-Африканской нефтегазоносной провинции

1 — альпийская складчатая область; 2 — границы провинций; 3 — аконсервационная зона; 4 — крупные разрывные нарушения; 5 — изогипсы фундамента, м; 6—7 — месторождения: 6 — нефти, 7 — газа, 8 — зоны нефтегазонакопления: I — Дахра, II — Рагуба, III — Зелтен, IV — Гяло

Сахарский нефтегазовый район (рис. 2) связан с предгорным прогибом, в котором северный, крутой борт геосинклиальный, а южный, пологий — платформенный. Граница северного борта проходит по крупному Южно-Атласскому глубинному разлому, выраженному на поверхности флексурой. На юге прогиб ограничивается докембрийским массивом Туарег. От этого массива в направлении прогиба распространяются разломы субмеридионального направления. Они расчленяют фундамент на ряд поднятых и опущенных крупных глыб, которые отражаются в породах чехла сложно построенными валами, поднятиями, впадинами и депрессиями.

Сочленения поднятия и депрессии сопровождаются зонами нефтегазонакопления: Иджеракс-Хасси-Р. Мельской, Амгид-Биодской и Полиньякской.

Иджеракс-Хасси-Р. Мельская зона связана с крупным сводовым поднятием Хасси-Р. Мель-М. Заб, разделяющим две впадины — Эра-Ориентальскую и Уэд-Мия. Здесь расположено крупнейшее газовое месторождение-гигант Хасси-Р. Мель с запасами газа в 2 трлн. м³. Амгид-Биодская зона связана с глубокопогруженным поднятием Эль-Биод, разделенным крупным разломом на две части: Амгид-Хасси-Мессауд и Эль-Биод-Хасси-Туарег. Здесь расположено уникальное месторождение нефти Хасси-Мессауд с геологическими запасами нефти около 5 млрд. т.

Полиньякская нефтегазоносная зона связана с впадиной того же наименования. В ней месторождения нефти располагаются в западной, более погруженной части впадины, месторождения газа — в восточной, относительно приподнятой.

Сиртский нефтегазоносный район (рис. 3) связан с кайнозойской впадиной окраинной части Африканской платформы. Северо-западная часть впадины опущена по разломам под воды залива Сирт Средиземного моря. В целом впадина Сирт представляет собой крупный грабен, образовавшийся в зоне региональных разломов, отходящих от кристаллического массива Тейбу. Все месторождения располагаются вдоль разломов, которыми осложнены или ограничены крупные поднятия фундамента. В районе выделяются три зоны нефтегазонакопления: центральная, юго-восточная и восточная.

В центральной зоне, соответствующей погребенному горстообразному выступу фундамента, расположено крупнейшее нефтяное месторождение Зелтен с запасами нефти 350 млн. т. В юго-восточной зоне находится крупнейшее нефтяное месторождение Сарир с запасами нефти 1,2 млрд. т. В восточной зоне расположено крупное месторождение Ауджила с продуктивными горизонтами в песчаниках мела, верхнего палеозоя и в гранитных породах коры выветривания фундамента.

Таким образом, рассмотренные нефтегазоносные провинции позволяют сделать общий вывод о том, что образование нефтегазоносных провинций и в их пределах нефтегазоносных районов и зон нефтегазонакопления теснейшим образом связано с развитием сети продольных глубинных разломов, главным образом экзогенного происхождения, и поперечных — эндогенного заложения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ажгирей А.Д. О некоторых важных закономерностях тектонического строения и движений земной коры. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1960, N 8, с. 13—19.
2. Гаврилов В.П. Влияние разломов на формирование зон нефтегазонакопления. М.: Недра, 1975. 271 с.
3. Гавриш В.К. Глубинные разломы, геотектоническое развитие и нефтегазоносность рифтогенов. Киев: Наук. думка, 1974. 160 с.
4. Доленко Г.Н. Тектонические разрывы Венского бассейна и их роль в формировании нефтяных и газовых залежей. — Геол. сборник Львов. ун-та, 1958, N 5/6, с. 85—94.
5. Доленко Г.Н. Геология нефти и газа Карпат. Киев: Изд-во АН УССР, 1962. 367 с.
6. Доленко Г.Н. Развитие нефтегазоносных провинций в свете тектоники литосферных плит. — Геол. журн., 1976, N 3, с. 10—26.
7. Доленко Г.Н. Глобальная тектоника и проблемы нефтегазовой геологии. — В кн.: Генезис углеводородных газов и формирование месторождений. М.: Наука, 1977, с. 115—127.

8. Кротокин П.Н. Механизм движения земной коры. — Геотектоника, 1967, N 5, с. 25—40.
9. Кудрявцев Н.А. Глубинные разломы и нефтяные месторождения. Л.: Гостоптехиздат, 1963. 220 с.
10. Линецкий В.Ф. Миграция нефти и формирование ее залежей. Киев: Наук. думка, 1965. 198 с.
11. Линецкий В.Ф. Миграция нефти и газа на больших глубинах. Киев: Наук. думка, 1974. 135 с.
- Пейве А.В. Глубинные разломы в геосинклинальных областях. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1945, N 5, с. 23—46.
13. Субботин С.И., Наумчик Г.Л., Рахимова И.Ш. Мантия земли и тектогенез. Киев: Наук. думка, 1968. 170 с.
14. Хаин В.Е. Общая геотектоника. М.: Недра, 1973. 610 с.
15. Хорева Б.Я. Петрологические особенности зон смятия и характер связи их с глубинными разломами. — В кн.: Глубинные разломы. М.: Недра, 1964, с. 139—146.
16. Шаблинская Н.В. Природа разломов молодых плит и методика ее исследования. — Докл. АН СССР, 1970, т. 192, N 3, с. 623—625.
17. Moody J.D., Hill M.J. Wrench-fault tectonics. — Bull. Geol. Soc. Amer., 1956, vol. 67, N 9, p. 1207—1246.

УДК 551.243+551.311.8:553.98(470.46/47)

*Ш. Ф. Мехтиев, С. Г. Салаев, Б. В. Григорьянц,
З. А. Буннат-заде, Н. С. Кастрюлин*

РОЛЬ РАЗРЫВНЫХ НАРУШЕНИЙ И ГРЯЗЕВОГО ВУЛКАНИЗМА В ФОРМИРОВАНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКОПЛЕНИЙ (на примере Южно-Каспийской впадины)

В современной структуре альпийской складчатой системы юга СССР Южно-Каспийская тектоническая впадина представляет собой окруженный горными сооружениями Большого и Малого Кавказа, Талыша, Эльбурса, Копетдага, Большого и Малого Балхана и Кубадага крупный межгорный прогиб, охватывающий акваторию Южного Каспия и прилегающие с запада и востока низменные территории Азербайджана и Туркмении: Нижнекуруинскую, Джейранкечмесскую и Западно-Туркменскую депрессии (рис. 1).

В настоящее время рассматриваемая впадина является одной из наиболее хорошо изученных в геолого-географическом отношении нефтегазоносных провинций нашей планеты. Из выявленных при этом наиболее характерных особенностей впадины необходимо прежде всего указать на колоссальную мощность ее осадочного комплекса (достигающую 25 км) и широкое развитие в ее пределах глубинных разломов (в частности, ограничивающих ее со всех сторон), с которыми связаны уникальное развитие явления грязевого вулканизма (около 400 проявлений) и богатая нефтегазоносность (в основном отложений среднего плиоцена).

На различных этапах развития нефтяной геологии связь тектонических разрывов, грязевого вулканизма и нефтегазовых местоскоп-

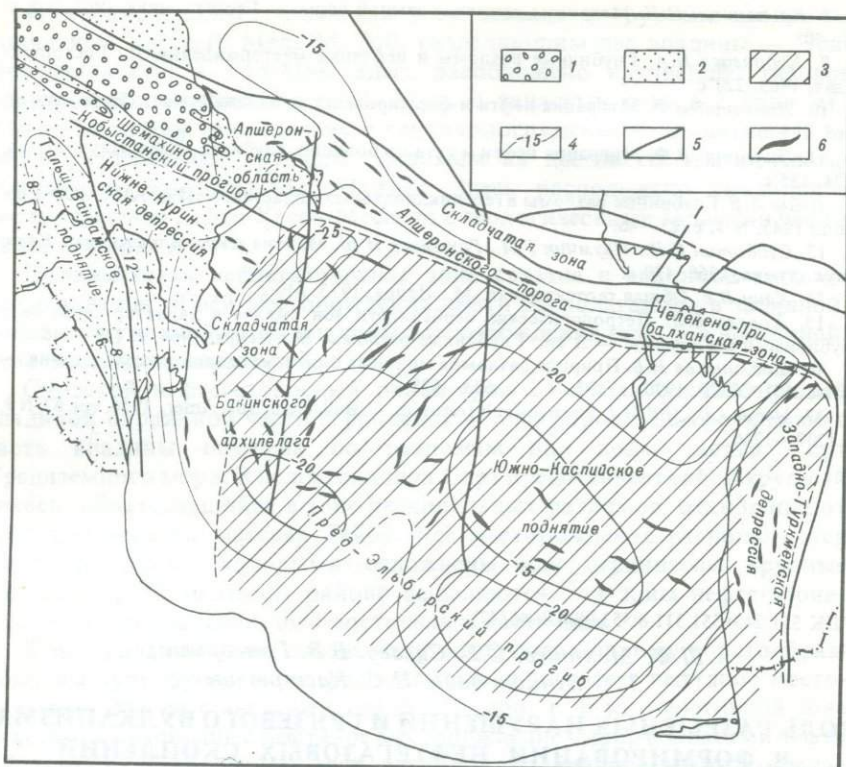


Рис. 1. Тектоническая схема Южно-Каспийской впадины (выкопировка из тектонической карты Юга СССР 1974 г.)

1 — альпийский геосинклинальный комплекс; 2 — кайнозойский преимущественно геосинклинальный комплекс; 3 — зона отсутствия гранитного слоя; 4 — изогипсы поверхности консолидированной коры; 5 — главные тектонические нарушения; 6 — оси складок в осадочной толще

лений толковалась по-разному [1, 2]. Обобщение и анализ богатого материала убедительно показал, что глубинные разломы и грязевые (газо-нефтяные) вулканы являются важными путями вертикальной миграции углеводородов [8]. Важнейшая роль разрывных нарушений и грязевого вулканизма в формировании промышленных нефтегазовых скоплений и их перераспределении в пространстве стала еще более наглядной после установления факта приуроченности нефтегазовых залежей Южно-Каспийской впадины к тектоническим нарушениям, точнее, к приразломным складкам, нередко осложненным различными формами проявления осадочного вулканизма [4 и др.].

Вместе с тем детальные исследования тектоники и нефтегазоносности рассматриваемой впадины указывают на существование различных форм связи разрывных нарушений и нефтегазовых скоплений в зависимости от конкретных геологических условий. Так, усложняя строение недр, эти нарушения в одних случаях являются проводниками нефтегазовых углеводородов и служат основными путями для их вертикальной миграции в вышележащие горизонты-коллекторы и на дневную поверхность, а в других — служат экранами на путях латеральной миг-

рации нефти и газа, обуславливая образование тектонически экранированных их залежей. В определенных условиях разрывная дислокация рассматривается как фактор, обеспечивающий формирование крупных зон дробления пород, в ряде случаев уже установлена связь зон нефтегазоаккумуляции [5].

Материалы геолого-геофизических исследований и поисково-разведочного бурения в нефтегазоносных областях Южно-Каспийской впадины свидетельствуют о широком развитии разрывных нарушений во всех комплексах нефтегазоносных отложений, участвующих в геологическом строении. Так, в Шемахино-Кобыстанском нефтегазоносном районе, являющемся классическим по интенсивности и разнообразию развитых в нем нарушений, осложненность тектоническими разрывами наблюдается в отложениях плиоцена, миоцен-палеогена и мела. Яркое выраженной осложненность разрывными нарушениями этих комплексов отложений наблюдается также в Апшеронском, Прибалханском и других нефтегазоносных районах. Среди этих нарушений различаются все типы элементарных разрывов и выделяются различные типы разрывных тектонических структур, образующих в сочетании со складчатостью сложные складчато-разрывные тектонические структуры.

По протяженности и глубине проникновения выявленные тектонические разрывы подразделяются на региональные, локальные и внутриформационные. К региональным относятся разрывы, пересекающие почти всю территорию нефтегазоносного района и пронизывающие мощные толщи пород. Локальными являются разрывы небольшой протяженности (зачастую ограниченные размерами поднятий), пронизывающие толщи пород на сравнительно небольшие глубины. Внутриформационными считаются разрывы, развитые главным образом внутри какой-либо одной толщи пород.

В формировании нефтегазовых месторождений наиболее важную роль играют региональные разрывные нарушения.

В Апшеронском нефтегазоносном районе известные нефтегазоносностью отложения среднего плиоцена осложнены разветвленной сетью региональных, в основном продольных, разрывных нарушений антиклинальных линий. Благодаря этому отдельные поднятия последних разделены на обособленные крылья, одно из которых зачастую взброшено и надвинуто на другое. Наиболее протяженной и выраженной является региональная зона осепродольных разрывов, проходящая через поднятия Фатьмаи, Кирмаку, Балаханы—Сабунчи—Раманы, Сураханы и Карачухур-Зых на суше и продолжающаяся на морских поднятиях Песчаный—море, банки Макарова и Шахово—море. Протяженность этой зоны юго-восточного направления свыше — 70 км при средней амплитуде вертикальных смещений 100—150 м, достигающей максимума до 400 м на поднятии банки Макарова. Как правило, по этим разрывам северо-восточные крылья структур взброшены относительно юго-западных. Аналогичные, хотя и менее ярко выраженные, региональные зоны осепродольных разрывов прослежены и по всем остальным антиклинальным линиям Апшеронского нефтегазоносного района.

При этом, как показывают данные бурения, основные выявленные нефтегазовые скопления Апшеронского района сконцентрированы в

среднеплиоценовых отложениях вдоль указанных региональных осепродольных разрывов.

Выявленные особенности в размещении нефтегазовых скоплений в среднеплиоценовых отложениях Апшеронского нефтегазоносного района свидетельствуют о том, что региональные осепродольные разрывы играют важную созидательную роль в аккумуляции нефти и газа в структурных и тектонически экранированных ловушках, образованных в сводовых частях поднятий антиклинальных линий их развития.

Практика нефтегазопроисловых работ последних лет убедительно показывает, что установленная роль региональных осепродольных разрывов в формировании нефтегазовых скоплений характерна и для остальных нефтегазоносных районов Южно-Каспийской впадины. Подтверждением сказанному могут служить и связанные со среднеплиоценовыми отложениями нефтегазовые месторождения антиклинальных линий Сангачалы—море—о-в Булла в районе Бакинского архипелага, Кюровдаг—Нефтечала — в Нижнекуринском районе, месторождения Апшеронского порога в Азербайджане, а также месторождения Прибалханского и Гограньдаг—Окаремского нефтегазоносных районов в Западной Туркмении.

Необходимо особо подчеркнуть, что в рассматриваемой Южно-Каспийской впадине с региональными осепродольными разрывами связаны и нефтегазовые скопления более древних (миоцен-палеогеновых и меловых) отложений. В качестве примеров можно привести выявленные в миоцен-палеогеновых отложениях Шемахино-Кобыстанского района нефтегазовые скопления, локализирующиеся вдоль субширотных региональных разрывов, по которым северные крылья резко заброшены и надвинуты на южные, а также нефтегазовые скопления в меловых отложениях Прикаспийско-Кубинского района.

Пожалуй, не меньшую, если не более важную роль, которой, к сожалению, до сих пор уделяется недостаточное внимание, играют региональные разломы, ограничивающие молассовые прогибы, в том числе и Южно-Каспийскую впадину. С этими разломами довольно глубокого заложения связано формирование самих наложенных (в геосинклинальных областях — молассовых) прогибов. Вместе с тем вдоль таких разломов протягиваются нередко на десятки и даже более чем на сотню километров зоны дробления пород с несомненно благоприятными коллекторскими свойствами, определяющими возможную связь с ними крупных залежей нефти и газа. Ярким подтверждением справедливости сделанного вывода является Сиазанское месторождение нефти на Юго-Восточном Кавказе, приуроченное к одноименному разлому с амплитудой вертикальных перемещений, превышающей 3—4 км, и ограничивающее с юга Кусаро-Дивичинский наложенный прогиб. Сейчас становится очевидной приуроченность к аналогичному разлому, определяющему резкие различия в гипсометрии поверхности геосинклинального комплекса мезозойских пород в пределах Апшеронского периклинального прогиба, Кюрдаханы-Маштаги-Бузовнинского месторождения.

Думается, что малое число примеров, которые могут подтвердить правильность высказанного положения, объясняется тем, что предполагаемые зоны нефтегазонакопления, а возможно, и формирования

месторождений других видов полезных ископаемых еще не стали важным объектом поисковых работ. В подвижных складчатых областях с резко контрастным характером тектонических движений выявить такие зоны не всегда удастся. В указанных областях разломы, ограничивающие наложенные молассовые прогибы, в приповерхностной зоне нередко трансформируются в пологие надвиги, существенно затрудняя выявление таких зон и проведение поисковых работ. Примером таких дислокаций могут служить Ахтырский надвиг, перекрывающий южный борт Западно-Кубинского прогиба [6], и Зангинский надвиг, с которым связано значительное, с горизонтальной амплитудой до 30—35 км, перекрытие Шемахино-Кобыстанского наложенного прогиба (рис. 2).

Несомненным свидетельством существования указанных зон нефтегазонакопления является грязевой вулканизм. На Юго-Восточном Кавказе, и прежде всего в Шемахино-Кобыстанском наложенном прогибе, именно с этими зонами допускается непосредственная связь пологих надвигов, осложняющих складчатую структуру кайнозойского молассового выполнения прогиба и являющихся одновременно каналами эрупции этих вулканов.

Связь пологих надвигов, осложняющих складчатую структуру поверхностного выполнения молассовых прогибов, с зонами (очевидно, их следует называть основными) нефтегазонакопления, трассируемыми вдоль разломов по периферии тех же прогибов, определяет двоякую роль первых. С одной стороны, их наличие обуславливает расход запасов нефтяных углеводородов основных зон нефтегазонакопления молассовых прогибов, а с другой — либо перенос в коллекторы гранулярного типа в разрезе моласс или трещинные, приуроченные к зонам дробления в сводах локальных складок, либо вынос вообще на поверхность. Южно-Каспийская впадина в этом отношении дает весьма интересный и вполне убедительный материал для исследования и достаточно надежных выводов. Частные молассовые прогибы (Апшеронский периклинальный, Шемахино-Кобыстанский, Нижнекуринский и Западно-Туркменский) и зоны интенсивной складчатости (Апшеронский порог, Бакинский архипелаг и Прибалхано-Челекенский), окаймляющие по периферии Южно-Каспийскую впадину, дают исключительное многообразие примеров связей грязевого вулканизма, разрывной дислокации и зон нефтегазонакопления.

Перечисленные прогибы и зоны достаточно высоко оцениваются с точки зрения перспектив нефтегазонакопления. Одновременно они характеризуются весьма наглядным проявлением грязевого вулканизма. Вместе с тем анализ имеющихся данных позволяет достаточно определенно говорить о взаимосвязи между двумя этими явлениями — грязевым вулканизмом и степенью нефтегазонасыщения верхней исследованной бурением части разреза кайнозойских, преимущественно молассовых, прогибов.

Факты свидетельствуют о том, что наибольшей интенсивностью проявления грязевого вулканизма из перечисленных структур характеризуется Шемахино-Кобыстанский прогиб, где до глубин 5 км, освоенных бурением, преимущественным развитием пользуется фактически глинистый комплекс палеоген-миоценовых отложений. В то же

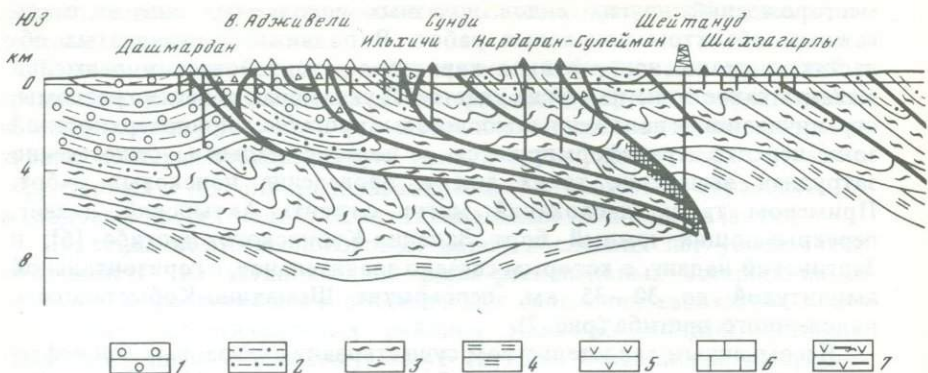


Рис. 2. Поперечный профильный разрез Шемахино-Кобустанского прогиба (составили Б.В. Григорьянц и Л.А. Амбарцумов)

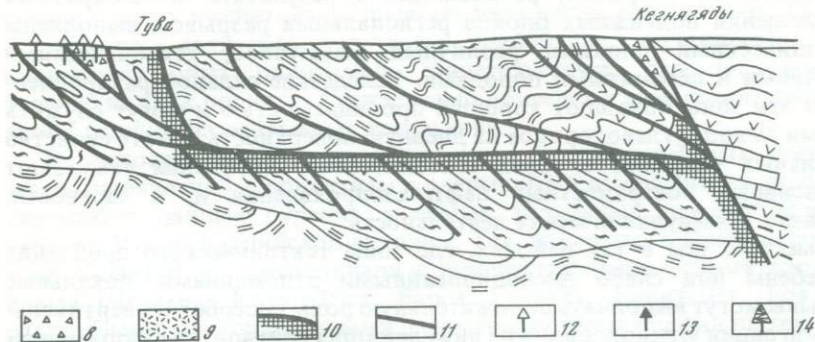
Отложения: 1 — плиоцена; 2 — верхнего и среднего миоцена; 3 — нижнего миоцена—палеогена; 4 — верхнего мела; 5 — нижнего мела; 6 — верхней юры; 7 — средней и нижней юры; 8 — грязевулканическая брекчия; 9 — тектоническая брекчия; 10 — региональные зоны дробления пород; 11 — тектонические нарушения; 12 — скважины структурно-картировочного бурения; 13 — скважины глубокого бурения; 14 — проектная скважина

время нефтегазоносность этих отложений до сих пор, можно сказать, не установлена, если не считать небольших залежей, связанных с трещинными коллекторами на площади Умбаки. Пожалуй, менее всего грязевой вулканизм проявляется в восточной части Апшеронского периклинального пояса, которая выделяется значительными скоплениями нефти и газа в гранулярных коллекторах среднеплиоценовых отложений, развитых на поверхности и обладающих мощностями 4—5 км и даже более.

Все остальные зоны следует рассматривать как промежуточные — и в отношении проявления грязевого вулканизма, и в отношении нефтегазонасыщения верхней части того же кайнозойского разреза отложений. В этом случае нефтегазоносность также связывается с продуктивной или красноцветной толщами среднего плиоцена, разрез которых оказался значительно более глинистым по сравнению с апшеронской фацией той же продуктивной толщи.

На наш взгляд, из сказанного должен быть сделан один вполне определенный вывод. Разрывная дислокация (в том числе и региональные пологие надвиги), обеспечивающая связь между основными зонами нефтегазонакопления и дневной поверхностью, осуществляет перенос или миграцию нефтяных углеводородов снизу вверх, обеспечивая либо образование залежей при наличии на путях миграции углеводородов гранулярных или трещинных резервуаров, либо вынос их на поверхность в виде извержений или нефтегазопроявлений при отсутствии на тех же путях резервуаров.

Это означает, что грязевой вулканизм, свидетельствуя о несомненном нефтегазонасыщении недр, требует более конкретного анализа для выбора правильного направления поисковых работ. Если подводящие каналы грязевых вулканов пересекают толщу, обладающую потенциальными возможностями сохранения залежей, как это имеет место на



Апшеронском полуострове, в Апшеронском пороге, Прибалханской зоне и Бакинском архипелаге, то антиклинальные складки, с которыми в таких зонах связаны грязевые вулканы, могут и должны стать объектом поискового бурения. Если же на поверхности развита нижняя, преимущественно глинистая часть разреза молассовых отложений (Шемахино-Кобыстанский прогиб), то грязевой вулканизм может свидетельствовать о целесообразности проведения поисковых работ в значительном удалении от самих вулканов, вдоль приразломных зон, ограничивающих соответствующие молассовые прогибы.

Таким образом, поисково-разведочные работы однозначно показывают, что все нефтегазоносные комплексы Южно-Каспийской впадины осложнены региональными разрывными нарушениями, играющими важную роль в локализации нефтегазовых скоплений.

В формировании нефтегазовых залежей немаловажную роль играют и локальные разрывы, обычно поперечного простирания, дробящие нефтегазоносные структуры на то или иное количество отдельных тектонических блоков. Зачастую продуктивные пласты в этих блоках гидродинамически разобщены, что приводит к образованию в них обособленных тектонических экранированных ловушек для нефти и газа. В результате этого на многих месторождениях Южно-Каспийской впадины в одних и тех же продуктивных пластах выделяются изолированные друг от друга залежи, характеризующиеся различными водонефтяными контактами.

Как показали детальные исследования в Шемахино-Кобыстанском районе [9], локальные разрывы в нефтегазовых месторождениях большей частью выполняют роль тектонических экранов, способствующих формированию соответствующих залежей. Наряду с этим они выполняют и проводящую роль, способствуя, с одной стороны, истечению из залежей наиболее подвижных углеводородов и утяжелению нефтей, что наблюдается, например, в чокракском горизонте месторождения Умбаки, а с другой стороны — поступлению по ним в залежи новых порций углеводородов.

Особую роль локальные разрывы играют в зонах тектонического дробления. Как известно, эти зоны, образованные системами локальных

тектонических разрывов, развившихся в результате неоднократных перемещений подвижных блоков региональных разрывов, выполнены тектоническими блоками различных масштабов, тектоническими брекчиями и перематыми породами. Вследствие сильной раздробленности эти зоны обладают хорошей проницаемостью и могут служить путями вывода углеводородов на дневную поверхность. На это свойство локальных разрывов в зонах тектонического дробления указывают интенсивные поверхностные нефтегазопроявления и, в частности, активная грязевулканическая деятельность.

Вместе с тем в тех районах, где зоны тектонического дробления погребены под слабо дислоцированными отложениями, локальные разрывы могут выполнять положительную роль, способствуя вертикальной миграции углеводородов из нижележащих горизонтов и формированию нефтегазового скопления непосредственно в зонах дробления, представляющих собой, по-существу, трещиноватый коллектор, перекрытый плохо проницаемой покрывкой. В качестве примера можно привести Джейранкечмесскую депрессию, в пределах которой зоны тектонического дробления миоцен-палеогеновых отложений перекрыты толщей плиоценовых.

В целом выявленные в интенсивно раздробленных региональными локальными разрывами антиклинальных поднятиях Южно-Каспийской впадины нефтегазовые месторождения свидетельствуют о преимущественной положительной роли и локальных разрывов в формировании и сохранении этих залежей. В противном случае если бы локальные разрывы выполняли только роль разрушающих ранее сформировавшиеся залежи проводников, то за длительный промежуток времени развития этих нарушений все месторождения в плиоценовых и миоцен-палеогеновых отложениях Южно-Каспийской впадины были бы полностью расформированы и истощены.

Внутриформационные разрывы, довольно широко развитые во всех комплексах рассматриваемой впадины, несомненно, также оказывают большое влияние на процессы миграции и аккумуляции нефти и газа внутри отдельных нефтегазоносных толщ. Они могут служить каналами для перемещения нефтегазовых углеводородов из одних участков нефтегазоносной толщи в другие. Так, в пластичной толще миоцен-палеогеновых отложений они могут служить путями для выжимания нефти и газа из глинистых пород к зонам тектонического дробления.

Выполняя важную созидательную роль в формировании нефтегазовых скоплений, разрывные нарушения обуславливают в Южно-Каспийской впадине и уникальные по масштабам проявления грязевого (газонефтяного) вулканизма, являющегося общепризнанным индикатором нефтегазоносности недр.

Как показывает рассмотрение связей этого вулканизма с тектоникой и другими особенностями недр площадей его развития [3], проявление этого феномена природы связано с разрывными нарушениями и приразрывной складчатостью. Причем, как правило, на всех осложненных этими вулканами поднятиях в процессе бурения выявляются большие количества разрывных нарушений, дробящих сводовые части и крылья этих поднятий на обособленные блоки. И если на составленных

по геофизическим данным структурных картах на некоторых газонефте-вулканических поднятиях разрывные нарушения отсутствуют, то это, несомненно, является следствием слабой их изученности. Весь имеющийся опыт однозначно свидетельствует, что последующее бурение на этих поднятиях непременно приведет к выявлению того или иного количества разрывных нарушений.

На непосредственную приуроченность рассматриваемых вулканических проявлений к поднятиям с разрывными нарушениями наглядно указывают данные бурения в самых различных нефтегазоносных районах Южно-Каспийской впадины. Так, например, в Прибалханской зоне поднятий все антиклинали с газонефтевулканическими проявлениями (Челекен, Котур-Тепе, Барса, Гельмес, Небит-Даг, Боя-Даг) раздроблены многочисленными разрывными нарушениями на тектонические блоки, испытывавшие относительно друг друга вертикальные перемещения.

Важной особенностью, определившей необходимые условия для нефтегазонакопления и газонефтевулканической деятельности, является длительное депрессионное развитие областей альпийской складчатости на консолидированном фундаменте, разбитом серией глубинных разломов, обусловивших периодические высокоамплитудные подвижки крупных тектонических блоков. Как свидетельствуют данные геофизических исследований, например, по Западно-Туркменской депрессии, уплотненный комплекс доальпийских образований разбит серией глубинных разломов на крупные блоки-глыбы, испытывавшие относительно друг друга вертикальные перемещения с амплитудами не менее 2 км, а на больших глубинах — и до 4—5 км. В процессе перемещения, происходившего на фоне общего регионального погружения, отдельные глыбы претерпели замедленное опускание или даже относительное воздымание, обусловив неравномерное накопление осадков в мезозойско-кайнозойское время. В связи с этим на фоне общего увеличения мощностей нефтегазоносных отложений от периферических частей к центру впадины образовались зоны увеличенных и уменьшенных мощностей отдельных нефтегазоносных горизонтов. Последующие перемещения этих зон по глубинным разломам привели к их неравномерному тектоническому развитию, обеспечив тем самым благоприятную обстановку для процессов миграции и аккумуляции нефти и газа и проявления эруптивной деятельности вулканов.

Итак, анализ приведенных данных о влиянии различных типов разрывных нарушений на создание благоприятных условий для миграции и аккумуляции нефти и газа и образование зон нефтегазонакоплений неоспоримо свидетельствует о важной созидательной роли этих разрывов в формировании нефтегазовых скоплений и создании феномена грязевого (газонефтяного) вулканизма.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абиш Г.В. О появившемся на Каспийском море острове и материалы к познанию грязевых вулканов Каспийской области/Пер. с нем. — Тр. Ин-та геологии Азербайджан. фил. АН СССР, 1939, т. XII/63, с. 21—118.
2. Апрегов С.М. Роль дизъюнктивной дислокации в нефтяных месторождениях. Баку: Азнефтеиздат, 1947. 104 с.

3. *Буниат-Заде З.А.* О генетической связи нефтегазовых залежей Южно-Каспийской впадины с газонефтяным вулканизмом этой впадины. — В кн.: Материалы науч. сес., посвящ. 80-летию АГУ им. С.М. Кирова. Баку: Азерб. ун-т, 1969, с. 87—89.

4. *Горин В.А., Буниат-Заде З.А.* Глубинные разломы, газонефтяной вулканизм и залежи нефти и газа Западного борта Южно-Каспийской впадины. Баку: Азгосиздат, 1971. 190 с.

5. *Григорьянц Б.В., Мурадян В.М., Гусейнов Г.А.* Роль разрывных нарушений в локализации залежей нефти в отложениях мезозоя на юго-восточном Кавказе. — Геология нефти и газа, 1966, № 7, с. 25—41.

6. *Григорьянц Б.В., Гусейн-Заде И.Г., Мустафаев М.Г.* Структурные соотношения между мезозойскими и кайнозойскими комплексами отложений в зоне сочленения Горного Крыма и Большого Кавказа. — Геотектоника, 1971, № 5, с. 71—83.

7. *Губкин И.М.* Тектоника юго-восточной части Кавказа в связи с нефтегазоносностью этой области. Л. и др.: ОНТИ, 1934. 52 с.

8. *Мехтиев Ш.Ф., Горин В.А., Буниат-Заде З.А.* Глубинные разломы Южно-Каспийской впадины и вопросы миграции нефти и газа. — В кн.: Тез. докл. выездной сес. на Кавказе (октябрь, 1966 г.). М.: Наука, 1966, с. 17—19.

9. *Салаев С.Г., Каструлин Н.С.* Роль тектонических разрывов в формировании нефтегазовых залежей Кобыстана. Баку: Элм, 1977. 132 с.

УДК 551.24+553.98(571.1)

М.Я. Рудкевич

РОЛЬ ТЕКТОНИЧЕСКОГО ФАКТОРА В РАЗМЕЩЕНИИ И ФОРМИРОВАНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Научные концепции генезиса нефти и газа исходят из связи всех каустобиолитов с палеобиогенным веществом земной коры. Живое вещество распределяется (и распределялось в прошлом) неравномерно. В.И. Вернадский относил к областям наибольшей концентрации жизни планктонную пленку, покрывающую верхнюю часть водной толщи океана, и "сгущения жизни стоячих водоемов" [2].

В прибрежных и мелководных частях морских бассейнов существует также донная пленка жизни.

Установлено, что в лагунах и прибрежно-морских зонах накапливается 87% всего органического вещества [5]. Очевидно, и в прошлые геологические эпохи фанерозоя указанные области были главными ареалами концентрации палеобиогенного вещества. Эти палеогеографические ареалы имеют четкую структурно-формационную обусловленность: тектонические впадины, контролирующие нефтегазоносные бассейны (НГБ), заполнялись, как правило, осадками неритической области и прилегающих к ней аккумулятивных равнин. Поэтому почти все горные породы прибрежных и мелководных фаций являются потенциально нефтегазоматеринскими. Однако для превращения их в нефтегазоносные комплексы (т.е. для реализации нефтегазоматеринского потенциала) необходимо сочетание высокой продуктивности жизни с благоприятными условиями для накопления, захоронения, преобразования в углеводороды палеобиогенного вещества; а также для миграции, аккумуляции и консервации углеводородов в залежах.

В этой связи обогащенные сингенетичными углеводородами карбонатные или глинистые толщи нельзя считать регионально-нефтегазоматеринскими и нефтегазоносными, если они не содержат коллекторов на обширной площади своего распространения. Как показали исследования С. П. Максимова и его соавторов [3], высокобитуминозные доманиковые отложения Волго-Уральской провинции не служили источниками нефти в подстилающих и покрывающих проницаемых комплексах палеозоя. Независимость последних друг от друга и от доманиковых пород в отношении генерации нефтей подтверждается различиями последних по физико-химическим характеристикам, соотношениям изотопов серы и углерода.

Очевидно, что регионально-нефтегазоносными могли стать в процессе литогенеза толщи осадочных пород, в которых генерируемое органическим веществом углеводороды были способны перемещаться на значительное расстояние и скапливаться в ловушках. Такие толщи следует рассматривать как нефтегазоносные формации. Они представляют собой очень крупные линзы мощностью в сотни метров, занимающие площадь в десятки и сотни тысяч км², имеющие четкие контрастные вертикальные и латеральные ограничения. Ограничения по вертикали обусловлены изменением во времени режима тектонических движений крупных блоков литосферы. Латеральные ограничения формационных линз определяются контурами крупнейших тектонических структур, контролировавших фаціальную зональность и переживавших длительное устойчивое конседиментационное развитие. Применительно к Западно-Сибирскому кратонному НГБ можно выделить следующие терригенные нефтегазоносные формации.

1. Мелководно- и прибрежно-морская песчано-глинистая, ритмично-слоистая, сероцветная. К этой формации относится огромная субмеридиональная линза отложений верхнего валанжина—готерива, занимающая площадь Среднего Приобья и Надым-Тазовского междуречья. Ее длина 1000 км, ширина 40 км, мощность 600—800 м.

Другое крупное геологическое тело аналогичного строения выделяется в интервале верхнего готерива—апта на площади Ямальского и Гыданского полуостровов. Ее размеры 500×300 км, мощность около 1000 м.

С упомянутой формацией связаны основные многопластовые нефтяные, нефтегазоконденсатные и газоконденсатные месторождения Западно-Сибирского НГБ.

2. Прибрежно-морская алеврито-песчано-глинистая, линзовидная, сероцветная и зеленоцветная.

Ее главные фациальные компоненты — образования лагун и авандельты. Формационная линза этого типа охватывает площадь Среднего Приобья в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов; мощность толщи 400—500 м, возраст — позднеготерив-барремский.

3. Прибрежно-континентальная алеврито-песчаная сероцветная. Включает в себя аллювиально-дельтовые фации, получившие развитие на огромной аккумулятивной равнине. Эта равнина существовала в пределах Среднего Приобья с середины аптского до конца сеноманского века: в Надым-Тазовском междуречье — на продолжении баррем-сеноманского времени, а на полуостровах Ямал и Гыдан — только в

позднеальбско-сеноманское время. В сравнительно однородной по составу, высокопроницаемой толще мощностью от 500 до 1500 м существовали исключительно благоприятные условия для далекой латеральной и вертикальной миграции, что способствовало образованию основных залежей антиклинально-массивного типа под региональной турон-сенонской глинистой покрышкой.

4. Прибрежно-континентальная песчано-алевритоглинистая, линзовидно-слоистая, темноцветная, субугленосная. Эта толща имеет ранне-среднеюрский возраст и занимает площадь всего НГБ; ее мощность возрастает от первых сотен метров в центральных районах до 1,0—1,5 км на Крайнем Севере, где в разрезе появляются пачки глин с морской фауной.

Для названной формации характерна высокая насыщенность рассеянным органическим веществом ("сгущения жизни в застойных водоемах", по В.И. Вернадскому). Однако линзовидное строение песчано-алевритовых и глинистых пластов и мелкоритмичное их чередование затрудняют далекую миграцию углеводородов и аккумуляцию их в емких ловушках.

Облик, строение, пространственное распространение каждого из вышеописанных формационных тел определились под воздействием климатического и тектонического факторов при доминирующей роли последнего. Относительно высокая концентрация углеводородов в залежах хорошо коррелируется не с количеством остаточного органического вещества в глинистых породах, а с высокой скоростью дифференцированного прогибания дна бассейна, сопряженного с активным воздыманием областей сноса обломочного материала. Эта общая закономерность выступает как для Западно-Сибирского НГБ, так и для ряда других кратонных бассейнов [4, 6].

Во время ускоренного дифференцированного прогибания (неокомское, апт-сеноманское время) происходило накопление мощных осадочных толщ, в составе которых присутствуют и переслаиваются как потенциально нефтегазопроизводящие или нефтегазопроизводившие (существенно глинистые) и проницаемые (песчано-алевритовые) породы, содержащие флюиды.

Во время замедленного, слабо дифференцированного погружения дна бассейна и вялого воздымания областей сноса (волжский век, турон-кампанское время, эоценовая эпоха) формируются региональные глинистые флюидоупоры, обеспечивающие аккумуляцию углеводородов в подстилающих резервуарах и консервацию залежей нефти и газа. Мощные глинистые толщи генерируют значительное количество битумоидов и углеводородов, большая часть которых, однако, остается в рассеянном состоянии вследствие отсутствия путей миграции.

Тектоническое прогибание дна бассейна протекало неравномерно не только во времени, но и на его площади, что связано с блоковым строением основания осадочной оболочки. Каждый крупный блок литосферы отличается индивидуальными особенностями режима тектонических движений. Ему соответствует в плитном мезозойско-кайнозойском комплексе крупнейшая структура (синеклиза, антеклиза, моноклиза), которая влияет на пространственное распределение фаций. Поэтому она обладает собственным типом разреза, в котором

перемежаются субрегиональные (свойственные только данной структуре) проницаемые нефтегазоносные комплексы и глинистые флюидоупоры.

Таким образом, тектонический фактор выступает в качестве определяющего в формировании региональной тектонической впадины, контролирующей НГБ в целом, крупнейших и крупных структур, осложняющих эту впадину, а также в пространственном распределении региональных и субрегиональных нефтегазоносных формационных линз.

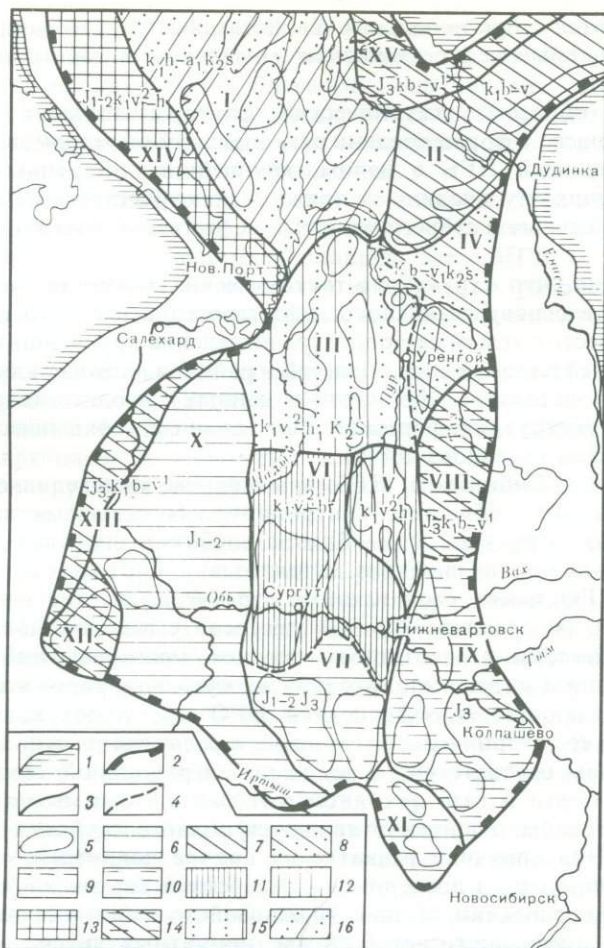
Очевидно, что структурно-тектонические критерии должны быть положены в основу детального нефтегазогеологического районирования [1]. Вместе с тем сама процедура выделения крупнейших и крупных структур, нефтегазоносных областей и районов должна включать в себя учет и использование обобщенных данных литолого-палеогеографических реконструкций, формационного анализа, геохимических, гидрогеологических исследований [8].

В Западно-Сибирском НГБ в основном определились контуры нефтегазоносных областей, контролируемых четвертьными категориями крупнейших структур. Это области глубоких синеклиз и желобов, относительно мелких синеклиз, антеклиз и прибортовых гомоклиналей. Каждая НГО имеет свои главные стратиграфические продуктивные комплексы, содержащие 80—90% ресурсов углеводородов; она отличается господством однотипных ловушек, месторождений и залежей, преобладанием жидких или газообразных углеводородов в залежах. Все эти определяющие характеристики НГО выступают как отражение специфики ее тектонического строения и развития (рисунок).

В полном соответствии с осадочно-миграционной теорией происхождения нефти и газа находится тот факт, что самыми важными в нефтегазоносном отношении являются области глубоких синеклиз и желобов. Они получили развитие на цоколе доплитных субплатформенных депрессий, а последние — на древнем карельско-байкальском складчатом основании. Мощность мезозойско-кайнозойского плитного комплекса здесь достигает 6—8 км, доплитных ярусов — 5—7 км. Можно отметить известное сходство глубоких синеклиз северной части Западно-Сибирской плиты с Прикаспийской депрессией.

Глубокие синеклизы обладают наиболее широким стратиграфическим диапазоном продуктивности (от нижней юры до сеномана); при этом главные комплексы находятся в верхней части разреза мезозоя (сеноманский, аптский, барремский ярусы, верхневаланжин-готеривские слои). Контрастные, нередко линейные поднятия II—III порядков располагаются над глубинными разломами, определяющими борта синеклиз или разграничивающими отдельные внутренние впадины. Цепочки таких поднятий контролируют зоны регионального нефтегазонакопления.

Второе место по концентрации углеводородов в разрезе и на площади занимают северные части антеклиз, граничащие с глубокими синеклизами. Здесь наиболее значительные месторождения контролируются структурными ловушками II порядка, осложняющими вершины сводовых поднятий (т.е. положительных структур I порядка). Стратиграфический диапазон нефтегазоносности несколько уже, чем в



Соотношение крупнейших структур и нефтегазоносных областей в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне (НГБ)

1 — границы Западно-Сибирской плиты; 2 — границы одноименного НГБ; 3 — совпадающие границы крупнейших структур и нефтегазоносных областей (НГО); 4 — границы между НГО в пределах одной крупнейшей структуры; 5 — контуры некоторых поднятий I—II порядков; 6—16 — стратиграфические интервалы главных нефтегазоносных комплексов: 6 — ниже-среднеюрский, 7 — ниже-среднеюрский и верхнеюрский, 8 — верхнеюрский, 9 — ниже-среднеюрский и верхневаланжин-готеривский, 10 — верхнеюрский и берриас-нижеваланжинский, 11 — берриас-валанжинский, 12 — берриас-валанжинский и сеноманский, 13 — верхневаланжин-барремский, 14 — верхневаланжин-готеривский, 15 — верхневаланжин-готеривский и сеноманский, 16 — баррем-аптский и сеноманский

Нефтегазоносные области (НГО) в их связи с крупнейшими структурами. Области глубоких синеклиз и желобов: I — Ямало-Гыданская, II — Усть-Енисейская, III — Надым-Пурская, IV — Пур-Тазовская (III и IV контролируются Надым-Тазовской синеклизой), V — Среднепурская (контролируется северной частью Пурского желоба); области антеклиз: VI — Среднеобская, VII — Каймысовская (VI и VII контролируются Хантейской антеклизой), VIII — Часельская, IX — Васюганская (VIII и IX контролируются западной и центральной частями Кеть-Вахской антеклизы); области мелких синеклиз: X — Мансийская (контролируется большей по площади частью одноименной синеклизы), XI — Нюрольская (контролируется одноименной впадиной, составляющей северный сегмент Средненурттышской синеклизы); области прибортовых склонов (гемиантеклиз и моноклиз): XII — Шаимская (контролируется северо-восточным периклинальным погружением Среднеприуральской гемиантеклизы, XIII — Березовская (контролируется восточным склоном Северо-Приуральской моноклизы), XIV — Южно-Ямальская (контролируется северо-восточным склоном Припайхойской гемиантеклизы), XV — Притаймырская предполагаемая (контролируется южным склоном одноименной гемиантеклизы)

глубоких синеклизах, вследствие исключения из него верхних горизонтов мела (аптского, альбского, сеноманского ярусов, а в восточной части Среднего Приобья — также верхов неокома).

Области мелких синеклиз являются генераторами и вместилищами нефти и газа только в юрских комплексах. В их пределах доминируют залежи сложного строения, преимущественно литологически-экранированного и антиклинально-литологического типов. В пределах ряда областей и районов реализуется палеотектонический контроль размещения залежей по разрезу и на площади. Тесная связь степени заполнения нефтью и (или) газом отдельных горизонтов в пределах продуктивной толщи с кинематикой конседиментационного роста структур и их взаимными палеогипсометрическими перемещениями показана на многочисленных примерах [7].

Тектонические движения определяют также термобарические и катагенетические условия преобразования РОВ; об этом можно судить по закономерному распределению нефти и газа по современным глубинам. Все главные продуктивные комплексы и горизонты, содержащие нефтяные и нефтегазоконденсатные залежи, имеющие при этом различную стратиграфическую приуроченность в разных НГО, находятся в интервалах глубин 1,6—2,7 км в центральной части НГБ (Среднеобская, Мансийская, Среднепурская НГО) и 2,2—3,4 в северных областях глубоких синеклиз (Ямало-Гыданская, Надым-Пурская, Усть-Енисейская НГО).

Основные скопления газа находятся в интервале глубин 0,6—1,8 км, что подтверждает существование верхней, низкотемпературной главной зоны газообразования (ГЗГ), расположенной выше ГЗН.

Резюмируя все вышеизложенное, можно сделать следующие заключения.

1. Глобальные тектонические движения (вместе с климатическими факторами) определяют условия формирования крупных нефтегазоносных бассейнов.

2. Региональные тектонические движения контролируют нефтегазоносные области и районы, а дифференцированное прогибание в пределах последних создает все многообразие структурных, комбинированных и неантиклинальных ловушек, с которыми связаны нефтегазоносные зоны, месторождения и залежи.

3. Тектонические движения ответственны за литологический состав и строение выполняющих НГБ и НГО осадочных толщ, фациально-генетические особенности РОВ и термобарические условия его преобразования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. М.: Недра, 1973. 344 с.
2. Лапо А.В. Следы былых биосфер. М.: Знание, 1979. 175 с.
3. Максимов С.П., Панкина Р.Г., Шкутник Е.Н. Условия формирования залежей нефти и газа в северных районах Волго-Уральской провинции. — Сов. геология, 1981, № 7, с. 18—26.
4. Нестеров И.И., Потеряева В.В., Салманов Ф.К. Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. М.: Недра, 1975. 278 с.
5. Романкевич Е.А. Геохимия органического вещества в океане. М.: Наука, 1977. 256 с.

6. Рудкевич М.Я. Палеотектонические критерии нефтегазоносности. М.: Недра, 1974. 182 с.

7. Рудкевич М.Я., Глухоедов Ю.М., Максимов Е.М. Тектоническое развитие и нефтегеологическое районирование Западно-Сибирской провинции. Свердловск: Сред-Урал. кн. изд-во, 1976. 172 с. (Тр. ЗапСибНИГНИ; Вып. 92).

8. Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С. Классификация нефтей и конденсатов Западно-Сибирского бассейна по составу их легкой фракции. — В кн.: Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М.: Наука, с. 128—144.

УДК 553.98.2.061.3:552.51

В.Ф. Никонов

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ КРУПНЫХ ЗОН НЕФТЕ- И ГАЗОНАКОПЛЕНИЯ РАЗНОГО КАЧЕСТВЕННОГО СОСТАВА В ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНАХ

Формирование, распределение и сохранность скоплений углеводородов в осадочных толщах зависят не только от их генезиса, но и от тектонического режима, определяющего формирование структур, коллекторов и покрышек, их изменение во времени, а следовательно, от геологических и геохимических условий сохранения образовавшихся залежей.

Однако многие ученые упрощают этот вопрос и объясняют размещение нефти и газа в бассейнах по вертикали на основе теоретических соображений о стадийности нефтегазообразования, игнорируя при этом фактические данные о распространении залежей.

Обобщая опубликованные В.Ф. Раабеном [5] данные, можно сказать, что в осадочных бассейнах основная масса нефти и газа расположена на глубинах до 3 км. Аналогичный результат был получен при анализе распределения запасов нефти 15 лет назад Н.Т. Линдтропом и др. [1].

После подсчетов полных масс газовых, газоконденсатных, нефтегазовых, газонептяных, нефтяных и битумо нефтяных месторождений раздельно по интервалам глубин выявлены следующие закономерности. Оказалось, что 97,7% всего количества углеводородов размещено на глубинах до 3000 м. Глубже 3 км масса их уменьшается в 4,4 раза. Нельзя считать, что подобный результат обусловлен недостаточной разведанностью этих глубин. После подсчета Н.Т. Линдтропа на большие глубины пробурено огромное число скважин. Только в США, где, кстати, основные запасы углеводородов залегают в интервале до 2500 м, бурится в год 500—600 скважин глубиной больше 4570 м. Бурение на многих гигантских месторождениях до 5000—6000 м не показало существенного изменения распределения запасов.

Второй важный результат подсчетов: максимальные накопления газа находятся в том же глубинном интервале, что и максимальные сосредоточения нефти. Из учения о вертикальной зональности следует, что газ должен смещаться на большие глубины по сравнению с нефтью,

но такая закономерность не наблюдается. Это подтверждается и тем, что кривые частот встречаемости различных температур залежей в газоносных и нефтеносных зонах одинаковы (такие данные получены и в СССР и в зарубежных странах).

Таким образом, глубинный интервал размещения основной массы углеводородов месторождений определяется не особенностями тектоники разных продуктивных областей, а общим ходом эволюции осадочных пород и физическим состоянием их в верхней части разреза, способностью быть емкими коллекторами и надежными крышками. А.Б. Ронов показал, что по мере развития осадочной оболочки растет количество глин [6]. Многие авторы сообщали о том, что в интервале максимального сосредоточения углеводородов глинистые породы наиболее интенсивно изменяются и на больших глубинах теряют свои экраняющие свойства, ухудшаются и свойства коллекторов.

На всех глубинах ловушки заполняются газом или нефтью в зависимости от количества и качества углеводородов, имеющих в данном регионе.

Исходя из вышесказанного, верхнюю часть осадочной толщи до глубины 3000 м можно назвать главной зоной нефтегазонакопления, ниже которой располагается зона генезиса и транзита углеводородов.

Для исследования взаимоотношений залежей разного состава с геологическими особенностями регионов и их частей необходима прежде всего классификация продуктивных и перспективных земель по составу природных УВ-систем, в частном случае по составу залежей. Классификация нефтегазоносных бассейнов В.Ф. Раабена не может быть исчерпывающей основой для исследования дифференциального распространения и генезиса углеводородных скоплений разных систем потому, что во многих бассейнах с гетерогенным фундаментом, таких, как Западно-Сибирский, Персидского залива и другие, имеются четкие очерченные обширные зоны разного качественного состава залежей.

Все природные углеводородные системы можно расположить в ряд от газообразной метановой до полутвердой или твердой битумообразной нефтяной. В этом ряду от начала ряда к его концу системы постепенно усложняются: растет число все более сложных компонентов, а вместе с тем и их роль, определяющая параметры каждой системы. На этой основе построена классификация продуктивных земель по составу залежей и месторождений. Один из вариантов такой классификации был опубликован с пояснениями принципов построения [3]. Согласно классификации выделяются классы земель: газоносные, смешанные и нефтеносные. Каждый класс делится на группы: чисто газоносные и конденсатогазоносные (класс газоносных земель), нефтегазоносные и газонефтеносные (класс смешанных земель), чисто нефтеносные и битумонефтеносные (класс нефтеносных земель).

Исходя из состава и термодинамических параметров индивидуальных компонентов и их ассоциаций в природных углеводородных системах, следует полагать, что одинаковые геологические условия не могут быть одновременно благоприятны для образования разных систем, тем более находящихся в противоположных концах ряда, например систем газообразных и жидких углеводородов. В осадочных бассейнах в соответствии со свойствами систем возможен ряд

обстановок, благоприятных для газообразования, конденсатообразования, нефтегазообразования и т.д. Эти обстановки региональные, так как в конечном счете история крупных блоков земной коры определяет характер осадконакопления и других процессов в бассейнах или их частях.

Исследование распространения в осадочных бассейнах определенных классификацией земель показывает, что для всего земного шара характерна региональная зональность, под которой мы понимаем распространение во всем продуктивном разрезе каждого бассейна однотипных или разнотипных по вещественному (фазовому) составу залежей (месторождений), образующих однородные или относительно однородные по составу углеводородов зоны. Последние занимают весь бассейн или отдельные его части. Следует особо подчеркнуть: характерна именно региональная зональность — наличие значительных по площади территорий с однотипным составом залежей по вертикали. Например, если верхние горизонты чисто нефтеносны, то непосредственно под ними на всех глубинах во вскрытой части разреза или до фундамента распространены только нефтяные залежи.

Известно, что есть бассейны чисто газоносные (Трансильванский, Аркома, Канто, Сакраменто, Нижнеиндский). В этих бассейнах во всем продуктивном интервале распространены только залежи "сухого" газа, и среди них нет реальных проявлений нефти, не говоря уже о нефтяных залежах. В таких бассейнах газоносность нередко обособляется в виде обширных зон (Ставропольский свод и Западно-Кубанский прогиб, Березовский район Западной Сибири, впадина Анет на севере Африки и Бриджер в бассейне Грин-Ривер и др.).

Также зонально могут располагаться и газоконденсатные залежи, как это наблюдается в Западном Предкавказье. В пределах замкнутой по периметру территории их распространения нет залежей нефти или месторождений только сухого газа. Аналогична ей зона Чарджоуской ступени.

Можно привести много примеров "смешанных" нефтегазоносных и газонефтеносных зон, в пределах которых в различных сочетаниях встречаются газонефтяные, нефтегазовые, а также нефтяные и газовые скопления¹. Такие зоны относительно однородны: в них трудно выделить крупные участки, представленные одним типом залежей.

Четко выражена, например, "смешанность" залежей продуктивных земель в бассейне Анадарко в Мидконтиненте США, в Илизийской и Радамесской впадинах с Амгид-эль-Биодской грядой в Северной Африке. В этом смысле однородна газонефтеносная Рязано-Саратовская впадина.

Имеется немало чисто нефтеносных бассейнов (Парижский, Маракайбский, Сунляо, Суэцкого залива и др.). Обширные нефтеносные территории характерны для крупных нефтегазоносных бассейнов. Ни в одном из продуктивных горизонтов в пределах нефтеносной зоны Волго-Уральской нет не только залежей газа, но и даже газовой шапки. Такие

¹ Впервые термин "смешанные" применен для перспективных объектов (ловушек), в которых предполагается и газ и нефть [7].

однородные зоны характерны для Пермской впадины США, бассейна Персидского залива и многих других.

Во всех случаях нефтеносность, газоносность или газонефтеносность (нефтегазоносность) характерны по вертикали для всех продуктивных пластов. Например, в Маракайбском бассейне нефтяные залежи располагаются от первой сотни метров до 4488 м при бурении на глубины больше 5000 м.

Во многих однородных зонах и бассейнах скважины пробурены до фундамента и появление залежей иного состава уже исключено.

Характерной особенностью региональной зональности является отсутствие связи ее с порядковыми структурами. Зоны могут полностью или частично занимать несколько структур, положительных или отрицательных. Так, нефтеносная зона в Волго-Уральской области охватывает территорию от Самарской луки до Татарского свода, части Татарского и Пермско-Башкирского сводов, Бирской седловины, Мелекесской и Верхнекамской впадин. Нефтеносная зона Пермского бассейна (США) занимает Центральную платформу, Северо-Западный и Восточный шельфы, впадину Мидланд, часть поднятия Ригган. То же самое можно сказать о нефтеносной зоне бассейна Персидского залива и др.

На территории большинства значительных по площади зон того или иного состава располагаются крупнейшие и гигантские месторождения. Они имеют те же углеводородные характеристики, что и включающие их зоны. В чисто нефтеносных зонах — нефтяные месторождения-гиганты, в смешанных — нефтегазовые и газонефтяные. Газоносные и преимущественно газоносные зоны включают газовые гиганты [2—4].

Месторождения-гиганты обычно располагаются группами. Наибольшее количество таких месторождений в группах характерно для нефтеносных зон, которые наиболее обширны по площади среди всех разнокачественных продуктивных территорий.

Для крупных зон нефтегазонакопления характерен в целом более или менее стабильный режим устойчивого погружения, приводящий к формированию мощных региональных проницаемых значительных по мощности коллекторов и надежных региональных покрышек, которые, как уже неоднократно говорилось в печати, необходимы для формирования гигантов [4 и др.]. Режим, приводящий к формированию резких и многочисленных фациальных переходов в разрезе и в плане, способствует формированию сложно построенных в литологическом отношении толщ, со множеством пластов, имеющих часто ограниченное распространение. Это приводит к рассредоточению углеводородов по большому числу мелких ловушек, размазыванию нефти на путях миграции. Гигантские и крупнейшие месторождения в таких условиях не образуются. Чем выше плотность продуктивных горизонтов, тем меньше вероятность образования крупных скоплений нефти и газа [4].

В.Д. Наливкиным и другими исследователями было показано, что нефтеносность тяготеет к зонам умеренных мощностей осадочных толщ, а газоносность связана с глубокими прогибами. Переводя эти соображения на язык тектоники и развивая их, скажем: крупнейшие нефтеносные зоны связаны с обширными участками древних или срединными массивами более молодых платформ, имеющих гетероген-

ный фундамент. Так, самая крупная зона нефтенакпления в бассейне Персидского залива расположена в южной части бассейна на докембрийском относительно слабо погруженном основании. В аналогичных условиях сформировались нефтеносные зоны Волго-Уральской области, впадины Сирт, Пермского бассейна и других. Независимость нефтеносных зон от порядковых структур и обусловлена тем, что зональность связана с крупными участками древней стабилизации.

Территории, вовлеченные в глубокое прогибание, в последующий орогенез в герцинское, киммерийское и в особенности альпийское время чаще нефтегазоносны, газонефтеносны и газоносны. Во всяком случае, для них характерно широкое развитие газовых и нефтегазовых месторождений. Например, в бассейне Персидского залива к обширной упомянутой ранее нефтеносной зоне, расположенной в плитной части, примыкают две зоны, расположенные в Месопотамском предгорном прогибе. В северной части его, где в неоген-четвертичное время существовал платформенный режим, размещается газонефтеносная зона. В южной части прогиба, там, где в это время началась стадия орогенеза, — зона конденсатогазоносная.

В грабенах, образовавшихся в жестких массивах, при умеренных мощностях осадочных толщ отмечается нефтеносность (Суэцкий грабен). Если прогибание велико, то появляются зоны другого состава. В Днепровско-Донецком грабене в зоне малых мощностей (северо-западная его часть) развита нефтеносность. В юго-восточном направлении с увеличением мощности отложений появляется газоносная зона, которая примыкает к Днепровскому орогену.

Аналогичная смена зон с севера на юг характерна для центрального грабена Северного моря. Северная зона, расположенная на каледонском основании и примыкающая к байкалидам, — нефтеносна. Южная часть продуктивной территории, прилегающая к области герцинской складчатости, газоносна. Между ними размещается смешанная зона.

На территории Европы, для которой характерно активное проявление различных тектонических фаз, от герцинской до альпийской, большинство месторождений газовые и газонефтяные. В особенности это свойственно зонам, вовлеченным в альпийский орогенез. Например, почти все залежи в бассейнах Италии газовые. Нефтеносность в Европе связана с не крупными зонами, расположенными на участках с непереработанным древним фундаментом.

Рассмотренные данные свидетельствуют, что углубление и расширение исследований связи между качественным составом продуктивных зон и тектоническим развитием территорий могут дать реальные факты для объяснения региональной зональности и тем самым способствовать решению вопросов генезиса нефти и газа и разработке эффективных критериев их направленных поисков.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геологические закономерности распространения крупных месторождений нефти и газа за рубежом/Н.Т. Линдтроп и др. М.: Недра, 1970. 150 с.
2. Никонов В.Ф. Региональная зональность в распространении газа и нефти. — Сов. геология, 1971, N 10, с. 15—28.

3. Никонов В. Ф., Сулимов С. А., Яковлев Г. Г. Газоносность севера Тюменской области. М.: ВНИИЭГазпром, 1975. 48 с.

4. Никонов В. Ф. Некоторые важные критерии поисков нефтяных и газовых месторождений-гигантов. — Геология нефти и газа, 1975, N 4, с. 10—14.

5. Раабен В. Ф. Размещение нефти и газа в регионах мира. М.: Наука, 1978. 144 с.

6. Ронов А. Б. Эволюция состава пород и геохимических процессов в осадочной оболочке Земли. — Геохимия, 1972, N 2, с. 140—145.

7. Трофимук А. А. и др. Раздельное прогнозирование нефтяных и газовых месторождений логико-математическими методами. — В кн.: Математические методы решения прогнозных задач нефтяной геологии. Новосибирск, 1978, с. 78—102.

УДК 551. 248. 1: 553. 98

Л. И. Фердман

НЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ НАФТИДОГЕНЕЗА

Изучая эволюцию нефтегазоносных осадочных бассейнов с историко-генетических позиций, нельзя не обратиться к анализу самого последнего, неотектонического этапа истории развития осадочных бассейнов. Связано это с тем, что, какими бы важными ни являлись факторы, определявшие весь ход процессов нафтидогенеза в геологическом прошлом, современный облик нефтегазоносных осадочных бассейнов в целом и современное положение скоплений углеводородов в пространстве обусловлены прежде всего проявлением последних по времени тектонических движений, охватывающих период от позднего палеогена до антропогена включительно.

Уместно напомнить, что И. О. Брод понимал под нефтегазоносными бассейнами впадины, выраженные в современной структуре земной коры и современном рельефе Земли.

Итак:

1. Неотектонические движения окончательно оформили структурное и морфоструктурное положение осадочных бассейнов в литосфере.

2. Неотектонический этап сыграл ведущую роль в пространственном распределении современных скоплений УВ, а в случае с высоковязкими нефтями и природными битумами предопределил и пути их образования.

Таким образом, данные неотектонического анализа нефтегазоносных осадочных бассейнов должны и могут во многом определить стратегию и тактику поисково-разведочных работ на различные типы углеводородных скоплений: нефть, газ и природные битумы.

Неотектонические движения в разных бассейнах проявляются по-разному. Так, например, в осадочных бассейнах молодых платформ на новейшем этапе определяются окончательные контуры бассейнов и обособляются области сноса и седиментации. В бассейнах древних платформ на этом этапе происходит частичная перестройка структурного плана, но главным образом большинство их вовлекается в активное поднятие, что приводит к формированию инверсионного (обращенного) рельефа. Рубеж олигоцена и миоцена явился решающим для большинства осадочных бассейнов альпийских орогенических поясов и

рифтовых зон, так как с ним связано начало формирования этих бассейнов в качестве самостоятельных структурных единиц.

Из анализа осадочных бассейнов континентального сектора Земли вытекает, что по степени проявления неотектонических движений можно выделить три группы осадочных бассейнов.

1. *Новообразованные*. Образование и развитие их связано исключительно с новейшим этапом. К этой группе относится около 50% всех ОБ (бассейны предгорных и межгорных прогибов и впадин альпийских орогенических поясов, молодых рифтовых зон и некоторых платформенных впадин).

2. *Унаследованные*. Их образование началось до олигоцена, а развитие и окончательное оформление происходило на новейшем этапе. Эта группа охватывает около 40% ОБ (бассейны впадин молодых и реже наложенных впадин древних платформ, предгорных и межгорных доальпийских орогенов, доновейших рифтовых зон).

3. *Реликтовые*. Образование и окончательное становление их закончилось задолго до начала новейшего этапа. К этой группе относится немногим более 10, но не более 15% осадочных бассейнов (главным образом бассейны древних платформ и доальпийских предгорных и межгорных прогибов).

Анализ эволюции осадочных бассейнов различных генетических типов в позднем фанерозое показал, что на неотектоническом этапе значительное число их развивается стадийно. При этом во многих ОБ достаточно уверенно выделяются две стадии: *депресссионная* (поздний палеоген—плиоцен) и *инверсионная* или, как предлагает назвать ее Б.А. Соколов, *аплифтная* (поздний плиоцен—антропоген). Наиболее четко названные стадии проявляются в осадочных бассейнах предгорных и межгорных прогибов альпийских орогенических поясов, молодых платформ и некоторых рифтовых зон. Менее отчетливо, но все же уверенно, эти стадии фиксируются в ОБ древних платформ.

Депрессионная стадия сопровождается активным прогибанием, трансгрессиями, накоплением мощных толщ осадочных пород (от 0,5—1 до 9—12 км). Инверсионная (аплифтная) стадия характеризуется преобладанием воздымания (часто до 1—2 км), активным складкообразованием и играет значительную роль в формировании современной структуры и морфоструктуры осадочных бассейнов. Естественно, что и первая и вторая осложняются более мелкими импульсами тектонических движений, масштабы и продолжительность которых тем не менее не влияют на общую картину доминирования режимов прогибания на депрессионной и воздымания на инверсионной стадиях.

Перейдем к рассмотрению неотектонических условий нефтидогенеза.

Способность фаз и зон катагенеза мигрировать в пространстве и времени обуславливает широкую возможность генерации УВ на стадиях новейшего этапа теми частями разреза, которые в доновейшее время находились вне соответствующих катагенетических зон.

Депрессионная стадия развития НГБ. В группе новообразованных нефтегазоносных бассейнов процессы нефтидогенеза — от начала генерации до консервации или разрушения скоплений УВ — осуществляются целиком в рамках неотектонического этапа. На депрессионной стадии в результате активного прогибания значительная часть

осадочного выполнения бассейнов разных генетических типов последовательно пересекает соответствующие зоны катагенеза, что обуславливает достаточно широкие масштабы генерации УВ. В случае если прогибание сопровождается образованием ловушек, то уже на этой стадии формируются скопления нефти и газа. Подобные процессы активно протекают в осадочных бассейнах предгорных и межгорных прогибов и впадин альпийских орогенов, в бассейнах молодых рифтовых зон.

Унаследованные бассейны характеризуются тем, что на депрессионной стадии в связи с продолжающимся прогибанием увеличивается диапазон нефтегазопродуцирующих толщ за счет перемещения в ГЗН и другие катагенетические зоны новых частей разреза. Явление расширения масштабов генерации УВ наблюдается в бассейнах впадин молодых (эпигерцинских) плит, наложенных впадин древних платформ (например, в Сиртском бассейне), в бассейнах предгорных и межгорных прогибов доальпийских орогенов, в бассейнах рифтовых зон, формирование которых началось на доновейших этапах.

В этой группе бассейнов (как и в новообразованных) на депрессионной стадии главным образом осуществляются процессы генерации и лишь частично аккумуляции нефти и газа.

В реликтовых бассейнах генерационный потенциал материнских отложений был реализован задолго до начала неотектонического этапа. На новейшем этапе процессы генерации УВ могли осуществляться лишь в тех бассейнах, где прогибание на депрессионной стадии, достигало 1—1,5 км и сопровождалось накоплением отложений, обладающих сколько-нибудь значительным нефтегазоматеринским потенциалом.

Таким образом, на депрессионной стадии новейшего этапа в новообразованных и унаследованных бассейнах достаточно широко протекали процессы образования подвижных углеводородов.

Представляется возможным выявить некоторую зависимость между амплитудой прогибания бассейнов на депрессионной стадии и масштабами образования УВ.

Одним из показателей, характеризующих масштабы реализации нефтегазоматеринского потенциала ($P_{НГМ}$) осадочных пород ОБ, может служить плотность начальных запасов (ПНЗ) нефти и газа, измеряемая в тоннах на 1 км^3 пород.

Для анализа были отобраны нефтегазоносные бассейны (НГБ), характеризующиеся наличием хорошо выраженной депрессионной стадии неотектонического этапа и значительной плотностью начальных запасов УВ. Подбор НГБ осуществлялся таким образом, чтобы в их число попали представители всех генетических типов ОБ, относящихся к новообразованным и унаследованным бассейнам. Из числа новообразованных анализировались НГБ предгорных прогибов, межгорных впадин и рифтовых зон. В группе унаследованных рассматривались НГБ впадин молодых платформ, предгорных прогибов, межгорных впадин и бассейны краевых впадин древних платформ.

Анализ корреляции значений плотности начальных запасов УВ и амплитуд прогибания на депрессионной стадии показывает, что между ними существует положительная корреляционная связь с коэффициентом

том корреляции 0,71. Гипотеза о наличии линейной связи подтверждается с вероятностью 0,99.

Анализ полученных данных позволяет сделать следующие выводы.

1. Между амплитудой прогибания НГБ на депрессионной стадии неотектонического этапа и плотностью запасов УВ существует прямая зависимость: чем значительнее амплитуда, тем выше плотность запасов.

2. Новообразованные НГБ характеризуются большими значениями амплитуд прогибания, чем унаследованные (от 1 до 10 км), и более высокой плотностью начальных запасов (от 540 т до 20 тыс. т на 1 км³). Максимальные значения указанных параметров фиксируются в бассейнах предгорных прогибов и межгорных впадин эпигеосинклинальных орогенических поясов (НГБ Персидского залива, Восточно-Венесуэльский, Трансильванский, Гуаякильский, Маракаибский) и рифтовых зон (Вентура, Лос-Анджелес).

3. Унаследованные НГБ отличаются меньшим размахом неотектонического прогибания (от 0,2 до 7 км) и меньшей плотностью запасов (от 4 т до 3 тыс. т на 1 км³). Среди этой группы бассейнов наибольшей амплитудой прогибания и соответственно большими значениями плотности запасов характеризуются нефтегазоносные бассейны, связанные с периферическими частями платформ и в большинстве своем являющиеся аквальными (Североморский НГБ, НГБ залива Кука, р. Маккензи, Сиртский НГБ и НГБ Мексиканского залива).

Таким образом, если предположить, что плотность начальных запасов УВ в определенной мере характеризует масштабы реализации $\Pi_{\text{НГМ}}$ и процессов нефтегазообразования, то можно считать, что новейшие движения, в частности движения депрессионной стадии, оказывали прямое влияние на масштабы процессов образования УВ в большинстве НГБ континентального сектора Земли.

Подобный вывод хорошо согласуется с заключением о наличии прямой зависимости начальных потенциальных геологических ресурсов (НПГР) углеводородов от объема осадочного выполнения бассейнов.

Большинство реликтовых бассейнов на новейшем этапе тектогенеза, находясь в зоне гипергенеза, подвергается разрушительному воздействию экзогенных факторов. Это относится к бассейнам впадин древних платформ (Тунгусский, Иркутский, Мичиганский, Паранский и др.), бассейнам предгорных прогибов доальпийских орогенических поясов (Предаппалачский, Предверхоаянский, Боуэн-Сураат и др.), бассейнам межгорных впадин эпиплатформенных орогенов (ряд бассейнов Забайкалья, некоторые бассейны Востока и Северо-Востока СССР). Почти все НГБ этой группы пережили эпохи нефтегазообразования задолго до проявления новейшего тектогенеза, а на протяжении новейшего этапа в процессе постоянно растущего воздымания ранее сформированные залежи УВ либо переформировались, либо полностью разрушились.

Если влияние неотектонических движений на процессы генерации УВ имеет ряд ограничений и в полной мере сказывается лишь в новообразованных бассейнах, то в процессах миграции, аккумуляции и пространственного распределения УВ роль этих движений приобретает ведущее значение. На депрессионной стадии в процессе перемещения нефтегазоматеринских пород на глубину под действием температуры и

давления осуществляется эмиграция (или эвакуация) новообразованных УВ, которые, растворяясь в воде, отжимаются вместе с последней в коллекторы.

Анализ пространственного положения зон регионального нефте- и газонакопления (барьеров) в бассейнах разных групп и генетических типов показывает, что они приурочены к структурным элементам, либо образованным, либо активизированным на неотектоническом этапе.

Любопытной представляется связь, установленная между глубиной залегания максимальных скоплений нефти и амплитудой прогибания бассейнов на депрессионной стадии. Корреляционный анализ подтверждает наличие между этими параметрами положительной связи с коэффициентом корреляции 0,87.

Так, в реликтовых НГБ, испытывавших незначительное прогибание, максимальные скопления нефти сосредоточены на глубинах до 2 км. В новообразованных и унаследованных НГБ, характеризующихся значительными амплитудами прогибания, наиболее крупные скопления нефти сосредоточены в диапазоне глубин от 3 до 5 км.

Инверсионная стадия развития НГБ имеет большое значение в жизни большинства нефтегазоносных бассейнов. Именно на этом этапе нафтидогенеза осуществилось окончательное распределение (и перераспределение) региональных и локальных скоплений углеводородов. Во многих НГБ, в первую очередь новообразованных, на фоне режима воздымания и складкообразования происходит окончательное разделение процессов формирования нефтяных и газовых залежей. Большую роль при этом играют зоны новейших или обновленных региональных и глубинных разломов, служащих идеальными путями перегруппировки подвижных УВ. Особенно активно эти процессы протекают в тех бассейнах, где зоны накопления во времени и пространстве тесно сопряжены с очагами образования УВ. Примером такого НГБ может служить Западно-Сибирский бассейн. С инверсионной стадией связана ведущая фаза заполнения локальных ловушек нефтью и газом.

В последние годы все большее количество исследователей склоняются к мысли о преимущественно молодом — неоген-антропогеновом — возрасте большинства современных скоплений УВ, прежде всего газа. Такой вывод вполне согласуется с анализом времени образования ловушек УВ.

В новообразованных НГБ ловушки всех типов образованы на новейшем этапе. Причем структурные ловушки — в основном на инверсионной стадии (Предкарпатский, Каракумский, Месопотамский, Паннонский, Вентура и др.).

В унаследованных бассейнах, особенно в НГБ впадин молодых платформ, как это однозначно установлено исследованиями В.Д. Наливкина и его коллег, рост локальных структур наиболее активно осуществляется на инверсионной стадии. Уместно предположить, что заполнение этих ловушек протекало на протяжении позднего плицена — антропогена. Так, например, в Североморском НГБ формирование надразломных новейших брахиантиклиналей предопределило миграцию к ним УВ и накопление крупных залежей последних. В Аквитанском бассейне движения инверсионной стадии обусловили образование серии положительных локальных структур, связанных с погребенными

валообразными поднятиями и соляными куполами. В Восточно-Атласском НГБ распределение залежей УВ строго контролируется положением локальных структур, размещающихся либо в пределах новейших валообразных поднятий, либо на бортах молодых наложенных впадин.

В реликтовых НГБ во многих случаях распределение скоплений УВ также контролируется положением новообразованных или активизированных локальных структур. Подобная закономерность присуща Волго-Уральскому, Тунгусскому, Иркутскому, Западному Внутреннему, Пермскому и другим бассейнам этой группы.

Особую роль движения инверсионной стадии неотектонического этапа сыграли в процессах сохранения (или разрушения) скоплений УВ и, что наиболее важно, в процессах образования скоплений природных битумов.

В результате активного воздымания на инверсионной стадии увеличиваются масштабы диффузии газа, скопления которого во многих случаях разрушаются полностью. Разрушение скоплений нефти может иметь место и на депрессионной стадии, когда при интенсивном прогибании нефть попадает в зоны высоких температур и давлений. Но главным образом последняя разрушается при подъеме в связи с переходом региональных и локальных скоплений ее в зону гипергенеза. Именно здесь проходит верхняя граница существования нормальных нефтей. Выше нее нефть деградирует и превращается в природные битумы.

Значительное воздымание, которое на инверсионной стадии претерпели различные НГБ, привело к широкому развитию процессов битумообразования в бассейнах разных групп и генетических типов.

Среди новообразованных и унаследованных НГБ процессы битумообразования активно протекали в бассейнах предгорных и межгорных прогибов. Таковы, например, бассейны Западно-Канадский (запасы битумов свыше 100 млрд. т), Восточно-Венесуэльский (с суммарными запасами высоковязких нефтей и битумов свыше 40 млрд. т), Санта-Мария, Уинта-Пайсенс и др.

В группе реликтовых бассейнов наиболее широко битумообразование осуществлялось в НГБ платформенных впадин и синеклиз (Волго-Уральский, Тимано-Печорский, Тунгусский и др.).

Таким образом, историко-генетический анализ эволюции нефтегазоносных бассейнов, выполненный на основе осадочно-миграционной теории образования нефти, позволяет сделать вывод о планетарном характере процессов нефтидогенеза на неотектоническом этапе. Сюда относятся: реализация $P_{нгм}$ в новообразованных и унаследованных НГБ, миграция УВ в бассейнах всех групп и генетических типов, формирование и пространственное распределение большинства современных скоплений нефти и газа, образование и размещение скоплений природных битумов и высоковязких нефтей.

Все это дает основание рассматривать неотектонические критерии нефтидогенеза как вполне объективные и рекомендовать их для использования при оценке перспектив нефтегазоносности и битумоносности.

1. Развитие тектогенеза на последнем (новейшем) этапе эволюции

Земли носило стадийный характер. В большинстве осадочных бассейнов континентального сектора достаточно отчетливо выделяются две стадии.

2. Стадийное развитие осадочных бассейнов на неотектоническом этапе обусловило и стадийность процессов нефтидогенеза. На стадии прогибания осуществляется генерация, миграция и частичная аккумуляция УВ. На стадии воздымания и складкообразования происходит окончательное формирование (или переформирование) скоплений УВ, образование природных битумов и высоковязких нефтей.

3. Заключительная фаза неотектонического этапа во многих случаях приводила к разрушению скоплений УВ вплоть до полного исчезновения нефтегазоносных бассейнов. Это в первую очередь касается НГБ, претерпевших значительное воздымание на инверсионной (апифтной) стадии и подвергшихся процессам разрушительной денудации в зоне гипергенеза.

4. Представляется, что современное положение большинства скоплений УВ предопределено характером и размахом молодых и современных движений, что позволяет рассматривать неотектонические критерии как объективные при оценке перспектив нефтегазоносности и битумоносности различных осадочных бассейнов.

УДК 551:553.98

Ф.И. Хатьянов

СТРУКТУРНО-ФОРМАЦИОННЫЕ И ЛИТОСФЕРНЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГЛОБАЛЬНЫХ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Одной из генеральных закономерностей нефтегазонакопления является высокий потенциал тектонических областей перехода от континентов к океанам как настоящего, так и геологического прошлого. Необходимо более глубокое и широкое изучение не только эволюции платформенных и складчато-геосинклинальных областей, но и истории развития литосферы, геодинамики континентальной и океанической коры для познания законов формирования осадочных нефтегазоносных бассейнов [4]. Иными словами, признано, что глобальные тектонические закономерности нефтегазонакопления в какой-то мере определяются взаимосвязью формационного и литосферного уровней организации вещества.

Современные сейсмические временные разрезы МОГТ иллюстрируют всевозрастающую роль геофизических методов в изучении взаимосвязи тектоники и нефтегазоносности. Необходимо методологически осознанное разграничение данных детальных геофизических методов (сейсморазведка МОГТ, КМПВ, высокоточная гравиразведка и аэромагниторазведка, электроразведка), объектом иссле-

дований которых служит надпородный (формационный) уровень организации вещества (структурно-формационная геофизика), и региональных геофизических методов (сейсморазведка ГСЗ, общие гравиметрические, в том числе спутниковые и аэромагнитные, съемки), объектом исследований которых является литосферный (геосферный) уровень организации (литосферная геофизика). Сказанное касается как разрешающей способности методов по вертикали и латерали, так и точности структурных построений сейсмических опорных горизонтов, которая на два порядка выше для формационных комплексов осадочного чехла (10—30 м) по сравнению с глубинными слоями земной коры и верхней мантии (1—2 км).

Одним из фундаментальных достижений современных тектонических и геофизических исследований является строгое обоснование существования океанической земной коры геологического прошлого. Древние океанические бассейны стали связывать с ранними этапами развития палеозойских и мезозойских эвгеосинклиналей, заложившихся в фундаменте коры рифтового и океанического типов. В процессе эволюции океаническая кора преобразуется в континентальную, в зависимости от времени становления которой предложена новая модель глобального тектонического районирования [3]. Однако имеются основания считать, что, с одной стороны, реликты океанической коры геологического прошлого сохранились и в современной структуре эвгеосинклиналей, а с другой — древние малые океанические осадочные бассейны, прошедшие стадию, аналогичную современным краевым и внутренним глубоководным морям, в ряде случаев являются погребенными, палеогеоморфологическими и занимают вполне определенное положение в строении литосферных плит. Последнее положение открывает широкие возможности для создания теоретически обоснованных геодинамических моделей регионального и детального тектонического районирования структурных элементов континентов с целью нефтегазоперспективного и металлогенического прогнозирования и поисков месторождений полезных ископаемых.

Методика исследований, предложенная автором и опробованная первоначально на примерах Урала и Прикаспийской впадины, а затем — Русской плиты и Западно-Сибирской низменности, заключается в комплексном геолого-геофизическом анализе формаций и палеорельефа осадочного чехла и глубинного строения кристаллической части земной коры (а также литосферы в целом), установлении взаимосвязи между ними [6].

По данным литосферной геофизики реликтами (фрагментами) древней океанической земной коры являются линейные и изометрические зоны, практически лишенные гранитно-метаморфического слоя (зоны установлены сейсмическими (ГСЗ), региональными гравиметрическими и аэромагнитными исследованиями). Эти зоны характеризуются относительно высоким положением поверхности "базальтового" слоя увеличенной (области сжатия) и сокращенной (области растяжения) мощности при пологом погружении или приподнятом положении сейсмической границы Мохоровичича, региональными максимумами гравитационных аномалий в редукции Буге и спокой-

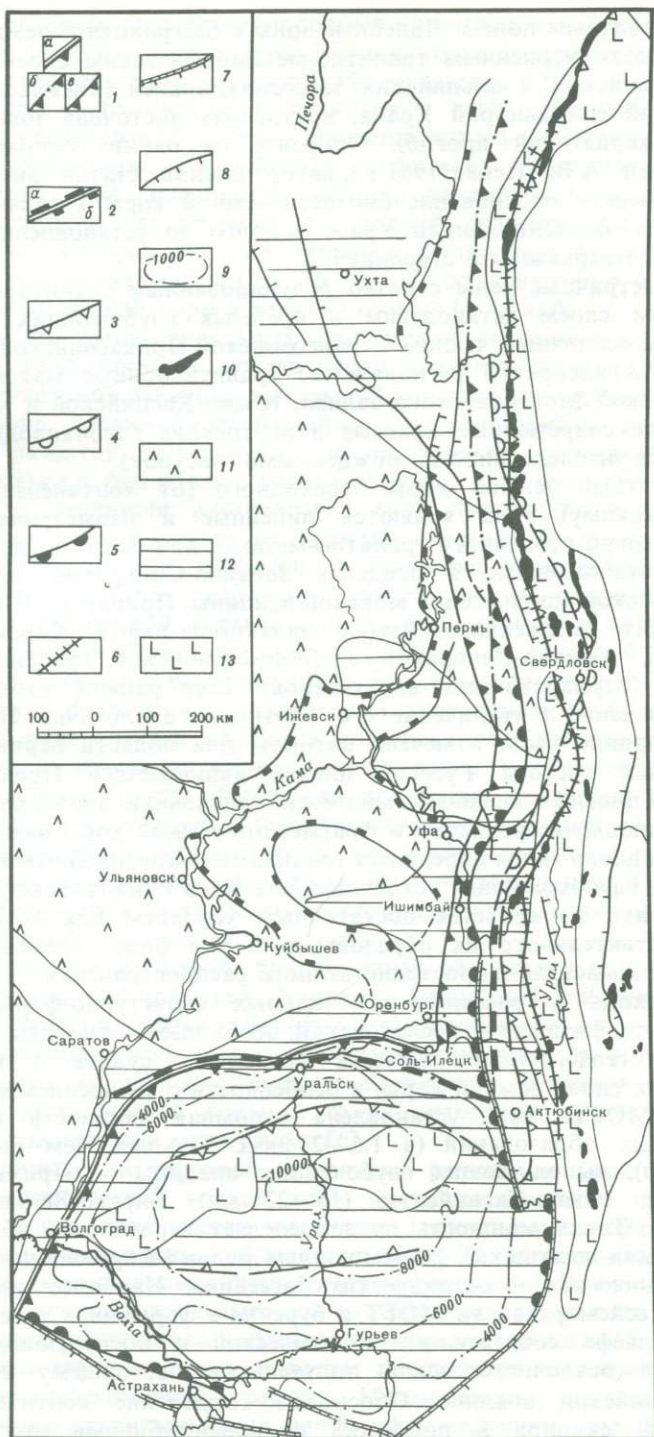
ным магнитным полем. Линейные зоны с безграничной земной корой или с резко утоненным гранитно-метаморфическим слоем типичны для герцинских и альпийских эвгеосинклиналей (Тагильско-Магнитогорский синклинорий Урала, внутренняя восточная зона Аппалачей, Закарпатский прогиб). Опираясь на ранние основополагающие идеи А.В. Пейве (1961 г.), автор данной статьи впервые дал геофизическое обоснование близости земной коры к океаническому типу для эвгеосинклинали Урала задолго до установления ее надвигового (шарьяжного) строения [5].

Изометричные зоны с резко редуцированным гранитно-метаморфическим слоем установлены в пределах глубочайших впадин с мощным осадочным чехлом — палеозойской Прикаспийской (Хобдинский и Аралсорский региональные гравитационные максимумы) и мезозойской Мексиканского залива, Южно-Каспийской и Черноморской, где современные краевые и внутренние глубоководные моря являются унаследованно-возрожденными (рисунок).

Реликтами земной коры переходного (от континентального к океаническому) типа являются линейные и изометричные зоны относительно утоненного гранитно-метаморфического геофизического слоя, установленные в пределах Западно-Сибирской мезозойско-кайнозойской эпирифтовой морской впадины, Припятско-Днепровско-Донецкого позднепалеозойского авлакогена-рифта, Бирско-Верхнекамской, Тимано-Печорской и Лено-Вилюйской грабенообразных впадин (перикратонных авлакогенов). Еще раньше утонение гранитного слоя и увеличение его плотности аналогично Прикаспийской впадине было отмечено автором для области перикратонных опусканий востока Русской плиты, включающей Предуральский краевой прогиб и внешнюю миогеосинклинальную зону Урала [5].

Установление реликтов и фрагментов земной коры океанического и переходного типов определяет геодинамические предпосылки формирования глубоководных осадочных бассейнов геологического прошлого, однако не является достаточным условием для доказательства действительного их образования и тем более времени существования и масштаба пространственного распространения.

Переходя к рассмотрению данных структурно-формационных геолого-геофизических исследований, необходимо отметить, что современные геофизические методы позволяют судить о все более глубоких слоях земной коры, в особенности с внедрением сейсморазведки МОГТ. Так, установлена огромная мощность комплекса осадочных образований (в 1,5—2 раза большая, чем было ранее известно), выполняющих глубочайшие впадины — Прикаспийскую (22 км), Южно-Каспийскую (15—22 км), Бирско-Верхнекамскую (12 км). Такая мощность предопределяет вероятность образования одного или нескольких формационных рядов (депрессионных циклов) субокеанических и океанических бассейнов. Наиболее достоверные данные сейсморазведки МОГТ и бурения в формациях и ископаемом палеорельефе собственно океанической и последующих стадий развития осадочного чехла получены к настоящему времени в Прикаспийской впадине. Обосновано выделение континентальных шельфов, склонов и подножий с палеоглубинами дна бассейна



конца артинского времени не менее 3 км, а для центральной части впадины, вероятно, около 4—5 км (см. рисунок). Анализ временных разрезов МОГТ, характеризующих северо-западную и северо-восточную бортовые зоны Прикаспийской впадины, показал, что при хорошем качестве отражений наглядное отображение получают сейсмические поисковые признаки океанических конкретных формаций, основанные на изучении внешней и внутренней структуры седиментационных комплексов (информация в основном по конфигурации и прослеживаемости опорных и промежуточных отражающих горизонтов). По сейсмическим данным, отчетливо выделяется латеральный формационный ряд московско-артинского возраста между отражающими горизонтами "П₁" и "П₂", отвечающий собственно океанической стадии, — клиноформная карбонатная формация континентального аккумулятивного склона (барьерно-рифовая) и сопряженные с ней с севера — толстослоистая шельфовая и с юга — тонкослоистая депрессионная доманиковая (маломощная конденсированная) формации. Не менее отчетливое отображение получили формации переходной (от океанической к позднеплатформенной) стадии — моноциклическая соленосная кунгурская формация заполнения, диапирообразующая формация и косослоистая массовая терригенная формация перекомпенсации пермско-триасового возраста мощностью не менее 3—4 км [6, 7].

Палеогеоморфологические профили, составленные на конец артинского времени по данным сейсморазведки и глубокого бурения (реконструкция сверху с учетом регионального наклона), показали, что углы наклона дна морского бассейна в краевой части шельфа составляют около 1—2° (палеоглубины 10—200 м), на континентальном рифовом склоне до 30° (палеоглубины 200—2000 м) и в пределах континентального подножия — 2—5° (палеоглубины 2—3 км).

По комплексным структурно-формационным и литосферным геофизическим данным, при переходе от континентального склона к подножию Прикаспийской впадины происходит резкое, вероятно, ступенчатое по нормальным сбросам погружение кристаллического фундамента древней Русской плиты и при палеоглубинах дна морского бассейна 2,5 км — резкое утонение гранитно-метаморфического слоя земной коры. Аналогичное явление ранее установлено в пределах современных пассивных континентальных окраин вдоль всей Северо-Американской стороны Атлантического океана,

Обзорная схема Прикаспийско-Предуральского океанического и Камско-Кинельских и Печорского внутриконтинентальных глубоководных осадочных бассейнов

1—3 — границы мелководного карбонатного шельфа Русской плиты с континентальными и аккумулятивными рифовыми склонами глубоководных впадин геологического прошлого (и соответствующие формационные комплексы): 1 — артинско-московского (1а), асельско-сакмарского (1б) и артинского (1в) возраста; 2 — позднедевонско-турнейского (2а), позднедевонского (2б) возраста; 3 — ордовикско-среднедевонского возраста; 4 — западная граница глубоководного прогиба фаменско-турнейского возраста; 5 — восточный молассовый аккумулятивный склон (борт) артинского возраста; 6 — главный Уральский разлом; 7 — погребенные крупные надвиги; 8 — надвиги; 9 — изогипсы подсолевого ложа; 10 — гипербазитовые тела (офиолитовая формация); 11—13 — основные типы разрезов земной коры: 11 — внутрикратонный, 12 — перикратонный с утоненным гранитно-метаморфическим геофизическим слоем; 13 — субокеанический (реликты океанической коры)

включая Мексиканский залив, а также в пределах глубоководных впадин внутренних морей Черного и Средиземного.

Существование глубоководного бассейна Прикаспийской впадины обрамленного рифами, которое долгое время было дискуссионным, сейчас признается многими исследователями. Однако время его формирования трактуется неодинаково — в одних случаях как раннепермское, в других — с начала позднего девона. На основе комплексных структурно-формационных и литосферных геолого-геофизических исследований автором впервые обосновано существование единого Прикаспийско-Предуральского субокеанического бассейна ордовикско-артинского времени [6]. В настоящее время в свете новых данных можно более детально судить о геологии данного бассейна. Предуральская часть его, существование которой определяется от островодужной до орогенной стадии развития Уральской геосинклинали, рассматривается как глубоководный бассейн переходного типа (остаточный океанический бассейн) с относительно утоненным древним гранитно-метаморфическим геофизическим слоем земной коры и палеоглубинами дна моря до 1000—2000 м (средне-раннедевонское и артинское время). Камско-Кинельская и Волгоградская системы некомпенсированных депрессий позднедевонско-турнейского времени Волго-Уральской нефтегазонасной области, также как и Печорская система аналогичных депрессий Тимано-Печорской нефтегазонасной провинции, являются внутриконтинентальными (палеоглубины моря 200—400 м), глубоко вдающимися в пределы Русской плиты ответвлениями от единого Прикаспийско-Предуральского субокеанического бассейна (см. рисунок). Подтвердился прогноз о продолжении известной полосы газонефтеносных нижнепермских рифовых массивов Южного Предуралья в пределы Северного Прикаспия, где в 1980 г. открыт первый газонасный океанический рифовый массив — Карачаганакский, более значительный по размерам и высоте, чем наиболее крупные рифы ишимбайско-канчуринского типа. Перспективная полоса для поисков новых таких газонасных массивов прогнозируется в пределах всей северо-восточной трансгрессивной части континентального склона Прикаспийской впадины от Соль-Илецкого выступа до дальнего Саратовского Заволжья. Открытие вдоль южного обрамления Прикаспийской впадины мегаатоллов микроконтинентов позднедевонско-башкирского возраста (высотой свыше 2000 м) также подтверждает представление об океаническом типе бассейна и закономерностях развития в его пределах рифовых структур. Прогнозируется пространственное положение более древних, чем сейчас установлено, рифовых обрамлений силурийско-среднедевонского времени внутри Прикаспийской впадины на доступных глубинах 4—6 км как продолжение хорошо изученного вдоль всего Урала протяженностью свыше 1000 км герцинского барьерного рифа, с которым здесь могут быть связаны газовые и нефтяные месторождения (см. рисунок).

Определенный интерес представляет аналогия тектонического развития восточных континентальных окраин Восточно-Европейской и Северо-Американской платформ с их внутриконтинентальными

и периконтинентальными нефтегазоносными провинциями и малыми океаническими бассейнами — Прикаспийским и Мексиканского залива.

Глубоководным осадочным бассейном переходного (от континентального к океаническому) типа с утоненными гранитно-метаморфическим и базальтовым слоями земной коры является Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция. Региональными сейсмическими исследованиями ГСЗ здесь установлены обращенные формы рельефа глубокими слоях консолидированной земной коры по отношению к маркирующим горизонтам мезозойско-кайнозойских формационных комплексов осадочного чехла, изученным детальными сейсмическими методами и бурением. Так, погружению отражающей границы "Б", сопоставляемой с баженовской свитой (волжский горизонт верхней юры), от складчатых обрамлений к центру осадочного бассейна с амплитудой в 4—5 км соответствует воздымание поверхности Мохоровичича от 45 до 32 км, утонение консолидированной земной коры в среднем на 10 км [1].

Редуцированным гранитному и базальтовому слоям в пределах Западно-Сибирской низменности отвечает обширная некомпенсированная впадина, фиксируемая по распространению глубоководной депрессионной формации, сложенной битуминозными аргиллитами (Карагодин, 1980 г.). Стратиграфический диапазон депрессионной формации до последнего времени традиционно ограничивали баженовской свитой. Структурно-формационный анализ новых данных сейсморазведки МОГТ и бурения позволяет сделать важный вывод о том, что основная продуктивная толща неокома Западной Сибири характеризуется клиноформенным типом слоистости и цикличности осадконакопления, унаследованностью развития в латеральном плане с востока на запад. Таким образом, стратиграфический объем депрессионной формации увеличивается, амплитуда погребенного палеорельефа даже на регрессивном этапе составляла не менее 400—600 м. Аналогичные клиноформные, но симметричные карбонатно-терригенные формационные комплексы хорошо известны в Камско-Кинельской и Печорской внутриконтинентальных впадинах позднедевонско-турнейского возраста.

Итак, на основе взаимосвязи структурно-формационных и литосферных геофизических исследований обосновывается выделение глубоководных осадочных бассейнов геологического прошлого, нефтегазоносных и перспективных, трех основных типов: малые океанические, переходные и континентальные с палеоглубинами дна моря соответственно около 2—5 км, 400—1500 и 200—400 м. При этом принята во внимание следующая двухэтапная схема развития и геодинамики земной коры: 1) редуцирование вплоть до полного исчезновения гранитно-метаморфического геофизического слоя в условиях действия напряжений и деформаций растяжения (рифтогенез, спрединг), а также, особенно для изометричных зон, — глубинных фазовых переходов вещества; 2) тектоно-изостатическое выравнивание и новообразование в условиях относительного тангенциального сжатия. Для бассейнов континентального типа растяжение земной коры может быть незначительным и утонение гра-

нитно-метаморфического слоя не отмечается. Выделены четыре основные стадии развития глубоководных бассейнов с особыми пространственными (латеральными и вертикальными) рядами формаций: а) стадия заложения, обычно рифтовая; б) стадия некомпенсации, в том числе и собственно океаническая; в) переходная стадия компенсации и перекомпенсации; г) стадия новообразования.

Изложенное позволяет по-новому подойти к выяснению закономерностей размещения, более обоснованному прогнозированию и поискам месторождений полезных ископаемых, в первую очередь нефти и газа, с учетом ранга и объема формаций и элементарных ассоциаций горных пород, свойственных различным стадиям развития глубоководных осадочных бассейнов определенного типа. В этом отношении первостепенный интерес представляют поиски комбинированных (структурно-литологических) и неантиклинальных палеогеоморфологических ловушек и залежей нефти в основной продуктивной терригенной формации неокома Западной Сибири, учитывая ее клиноформный тип цикличности, а также в глубоководной нефтегазопродуцирующей доманиковой формации.

Предложенная методика изучения во взаимосвязи комплекса данных структурно-формационных и литосферных геолого-геофизических исследований может оказаться приемлемой при выделении и районировании единого Южно-Каспийско-Куринско-Черноморского малого океанического бассейна юрско-мелового возраста (Северный Тетис). Последний характеризуется почти полностью редуцированным гранитно-метаморфическим слоем (по данным ГСЗ и региональной гравиметрии) и особыми формациями и структурами осадочного чехла (по данным сейсморазведки МОГТ и других геолого-геофизических методов и бурения).

В литературе имеется указание, впервые высказанное М.М. Грачевским с соавторами в 1980 г. [2], о возможном северном и южном рифовом обрамлении и мегаатоллах этого бассейна, с которыми связываются перспективы нефтегазоносности глубоководного мезозойского комплекса. В этой связи уместно отметить, что наряду с известными в Азербайджане нефтяными месторождениями в сероцветной продуктивной формации, контролируемые глинистыми диапирами и мульдами (переходная стадия) и хорошо фиксируемыми сейсморазведкой, недавно установлена тектоническая приуроченность нефтяного месторождения в верхнемеловых эффузивных отложениях Мурадханлы (Куринская впадина) к вулканическому выступу высотой более 2 км собственно океанической стадии, который получил отчетливое отображение на временных разрезах МОГТ.

Таким образом, мезозойский комплекс является перспективным в Восточной Туркмении, Азербайджане, Грузии и на юге Украины.

ЛИТЕРАТУРА

Артюшков Е.В., Шлезингер А.Е., Яншин А.Л. Основные типы и механизмы образования структур на литосферных плитах. — Бюл. МОИП. Отд.геол., 1979, т. 54, вып. 3, с. 3—13.

2. Грачевский М.М., Кучерук Е.В., Скворцов И.А. и др. Рифовый борт Южно-

Каспийской впадины и перспективы его нефтегазоносности (Юго-Западная Туркмения). — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1980, N 8, с. 133—142.

3. Тектоника Северной Евразии/А.В. Пейве, Л.П. Зоненшайн, А.Л. Книппер и др. М.: Наука, 1980. 222 с.

Хаин В.Е., Соколов Б.А. Нефтегазоносность древних платформ в свете современных тектонических представлений. — В кн.: Древние платформы и их нефтегазоносность. М.: Наука, 1981, с. 3—13.

5. Хатьянов Ф.И. Расчленение Уральской складчатой области на платформенную и геосинклиналию зоны в свете геофизических данных. — Докл. АН СССР, 1963, т. 150, N 5, с. 1116—1119.

6. Хатьянов Ф.И. Прикаспийско-Предуральская впадина — глубоководный перикратонный морской бассейн геологического прошлого. — Докл. АН СССР, 1976, т. 229, N 3, с. 706—709.

7. Хатьянов Ф.И. Геофизические методы в формационном анализе нефтегазоносных толщ. — В кн.: Формационный анализ в нефтяной геологии. М.: ИГиРГИ, 1981. 175 с.

УДК 553.981:552.578 (H₂S)

Г.И. Амурский, Н.Н. Соловьев

ТЕКТОНОДИНАМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ОБРАЗОВАНИЯ И НАКОПЛЕНИЯ СЕРОВОДОРОДА В СВЕТЕ КОНЦЕПЦИИ ТЕКТОНИКИ ПЛИТ

Возникновение и бурное развитие концепции тектоники плит повлекли за собой признание ведущей роли глобальных геодинамических явлений в геологических процессах. Новый взгляд на геотектонические условия формирования крупнейших структур земной коры позволил наметить новые пути в решении вопросов промышленной локализации минерально-сырьевых ресурсов и, в частности, жидких и газообразных горючих ископаемых. По мнению В.Е. Хаина, именно "глубокое понимание динамики образования и развития бассейна способствует и лучшему пониманию процессов нефтегазообразования..." [17, с. 129].

В ряду проблем геологии нефти и газа вопрос об образовании и накоплении сероводорода в недрах нефтегазоносных бассейнов занимает особое место. Являясь одним из важнейших ингредиентов природных газов (и нефтей), сероводород, естественно, подчиняется основным законам, управляющим их поведением в недрах. Однако, поскольку по сравнению с углеводородами он обладает рядом специфических отличительных свойств (весьма высокая химическая активность и растворимость), круг геолого-геохимических условий его накопления в промышленных масштабах существенно ограничен [13]. Поэтому, несмотря на существование многообразных природных процессов, сопровождающихся образованием сероводорода¹, далеко не каждый из них может быть ответствен непосредственно за формирование его промышленных скоплений.

Среди геологических процессов, активно влияющих на генера-

¹Список имеющейся литературы по вопросам происхождения сероводорода содержится в работах [4, 15].

цию и накопление природных газов, и в частности сероводорода, особенно важное значение придается такому пока еще мало изученному фактору, как импульсное тангенциальное сжатие в зонах коллизии плит [2, 8, 14]. Причем, в крупномасштабной генерации сероводорода явления, сопровождающие проявление горизонтального стресса на этапах коллизии плит, могут играть решающую роль.

Сравнение масштабов различных источников образования сероводорода и его рассеивания в недрах НГБ [3, 15], существование явной тенденции увеличения частоты обнаружения все более высокосернистых газов по мере погружения регионально-сероводородсодержащих сульфатно-карбонатных комплексов приводят к убеждению, что основным его источником может служить процесс abiогенного восстановления сульфатов углеводородами (или органическим веществом). Вместе с тем именно этот процесс экспериментально наименее обоснован, хотя термодинамически такая реакция допускается уже при температурах около 20—25°С [12, 15]. Однако ее течение и при значительно более высоких температурах запрещается весьма высоким энергетическим порогом первых ступеней реакции [5, 12]. Минимальная температура, при которой в опытах наблюдалось abiогенное восстановление природных сульфатов парафином, равна 290°С [5]. Во всех других поставленных экспериментах и при более высоких температурах, даже при использовании в качестве восстановителя атомарного водорода, выделения сероводорода не наблюдалось [12].

В результате обобщения экспериментальных данных по abiогенному восстановлению сульфатов в земной коре В.Л. Мехтиева и Л.Я. Бризанова [12] предположили, что менее стабильные к воздействию восстановителей растворы сульфатов, содержащие некоторое количество сероводорода, могут восстанавливаться органическими соединениями до сероводорода при температурах около 200°С. Такие температуры вполне реальны для зон наиболее глубокого залегания сульфатно-карбонатных комплексов во всех известных регионально-сероводородсодержащих НГБ. Более того, по нашему мнению, в большинстве таких бассейнов на этапах тектонической активизации допустимо возникновение и гораздо более жестких термодинамических обстановок. В связи с этим обращает на себя внимание тот факт, что регионально сероводородсодержащие НГБ в основном приурочены к тектонически активным окраинам плит и что сульфатно-карбонатные комплексы в их пределах погружаются в зоны и пояса, испытывавшие интенсивное горизонтальное сжатие с образованием широкой гаммы разрывных дислокаций [16].

По мере усиления динамически напряженного состояния горных пород в таких поясах механическая работа трансформируется в тепловую энергию. Экспериментально подтверждено, что кратковременный локальный термоэффект за счет трения скольжения внутри трещины может измеряться десятками и даже сотнями градусов. Причем если перемещение одновременно происходит по системе близлежащих субпараллельных трещин, то суммарный скачкообразный температурный импульс может обеспечить и повышение температуры деформируемого тела [1]. Кроме того, при интенсивной

деформации твердых тел на образующихся новых поверхностях (например, стенки трещин) резко возрастает химическая активность вещества пород, которая в температурном эквиваленте может быть оценена сотнями градусов [1, 9].

Следовательно, за счет возникновения таких эффектов, сопровождающих тектонодинамические процессы, в зонах коллизии плит могут возникать высокотемпературные (или химически активные) "природные автоклавы". И хотя их существование может быть геологически кратковременным, в таких динамически активных зонах вполне обеспечиваются условия для abiогенного восстановления сульфатов, особенно если учесть возможную многоэтапность тектонодинамических импульсов. Именно таким образом может быть обеспечен изначальный и довольно концентрированный привнос сероводорода в пластовую систему на глубоких гипсометрических уровнях, что в дальнейшем делает возможным течение реакции при более низких фоновых температурах.

Возможная генетическая связь основной массы сероводорода, образующего многочисленные промышленные скопления, с описанными зонами с фоновыми температурами около 200—250°C подчеркивается и результатами исследования его растворимости в воде. Интервалу температур 150—250°C отвечает минимум растворимости сероводорода с экстремумом при 191°C [10]. Если же учесть, что в зонах наиболее глубокого залегания и минерализация пластовых вод достигает максимальных значений, то становится очевидным, что в таких условиях существуют весьма благоприятные предпосылки для выделения сероводорода в свободную газовую фазу. Активное участие сульфатов вод в процессе образования сероводорода подтверждается близкими изотопными соотношениями входящей в их состав серы [7, 14].

При температурах 200—300°C на несколько порядков может возрастать растворимость в воде широкой гаммы углеводородов, особенно в присутствии углекислоты [11]. Ее появление как побочного продукта реакций взаимодействия сульфатов и УВ (или ОВ) в таких условиях является вполне естественным. Отсюда становится очевидным, что именно в динамически активных поясах и зонах НГБ возникают максимально благоприятные условия не только для образования кислых компонентов, но и для обогащения ими природных газов. Последнее обстоятельство имеет особенно важное значение, поскольку объясняет причины и возможность формирования залежей газа с высоким и весьма высоким содержанием сероводорода, хотя его устойчивость в недрах намного ниже, чем устойчивость УВ.

В дальнейшем при миграции сероводородсодержащих газов на новые гипсометрические уровни, характеризующиеся меньшими температурами, минерализацией пластовых вод, более обильной нефти и конденсатонасыщенностью, иной литологией вмещающих пород, решающую роль в накоплении (и сохранности) сероводорода приобретают в основном деструктивные факторы [3]. Например, только снижение минерализации вод от 310 до 52 г/л обуславливает двукратное возрастание потерь сероводорода за счет растворения

[6]. Важное негативное влияние на сохранность сероводорода в залежах газа может иметь резкое повышение пластового давления в зонах нефтегазонакопления, лишенных собственных его источников. В зонах АВПД, по данным тех же авторов [6], количество растворенного сероводорода только в остаточных водах в объеме залежи может увеличиться в 1,5—2 раза. Еще больших масштабов такие потери могут достичь при наличии в системе нефти, в том числе остаточной.

На наш взгляд, именно изменение условий нахождения мигрирующих сероводородсодержащих газов на разных гипсометрических уровнях приводит к довольно закономерному снижению его концентрации с уменьшением глубины залегающих вмещающих сульфатно-карбонатных комплексов. Причем особенно интенсивно снижается концентрация сероводорода в природном газе в тех зонах регионально-сероводородсодержащих комплексов, породы которых не подвергались на предшествующих этапах обработке сероводородом иного происхождения (например, биохимического). По-видимому, это явление может служить одной из наиболее важных причин формирования во многих НГБ зон (или поясов) с аномально низким содержанием сероводорода в природном газе на фоне закономерно прогрессивного нарастания его концентрации по мере погружения вмещающих отложений. Кроме того, существенные вариации этого показателя в пределах единых или смежных зон нефтегазонакопления могут обеспечиваться различными набором и интенсивностью проявления в их пределах факторов, лимитирующих накопление и сохранность сероводорода в залежах [3].

Пожалуй, самым важным преимуществом предлагаемого нами динамического варианта интерпретации гипотезы сульфатно-термохимического происхождения сероводорода является то, что он удовлетворительно описывает уже установленные закономерности в региональной сероводородности недр. Что же касается чрезвычайно высокой изменчивости концентраций сероводорода не только в разных залежах, но и в пределах многих из них, то причины этого неоднократно рассматривались в литературе. И если раньше их обсуждение в основном строилось на теоретических предпосылках, то теперь процесс естественной сероочистки получил достаточно надежное экспериментальное и опытно-промышленное обоснование.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Аввакумов Е.Г.* Механические методы активации химических процессов. Новосибирск: Наука, 1979. 256 с.
2. *Амурский Г.И., Берето Я.А.* Роль горизонтального сжатия при газогенерации и газонакопления. — Геология нефти и газа, 1980, N 8, с. 22—26.
3. *Амурский Г.И., Соловьев Н.Н.* Основные факторы, лимитирующие промышленное накопление сероводорода в природных газах. — В кн.: Геология природного газа. Полезные компоненты природных газов — условия формирования и ресурсы. М.: ВНИИГаз, 1979, с. 72—78.
4. *Анисимов Л.А.* Геохимия сероводорода и формирование залежей высокосернистых газов. М.: Недра, 1976. 160 с.
5. *Анисимов Л.А.* Условия абиогенного восстановления сульфатов в нефтегазонаосных бассейнах. — Геохимия, 1978, N 11, с. 1692—1702.
6. *Болотова И.А., Салина Л.С.* Влияние водной среды на изменчивость кон-

центраций сероводорода в природном газе на примере месторождений юго-восточной части Чарджоуской ступени. — Тр. ВНИГНИ, 1978; Вып. 209, с. 95—100.

7. *Гаврилов Е.Я., Теплинский Г.И., Осипова М.Г.* О происхождении сероводорода по данным изотопного состава серы. — В кн.: Геология природного газа. Полезные компоненты природных газов — условия формирования и ресурсы. М.: ВНИИГаз, 1979, с. 79—86.

8. Геологическое обоснование развития новой сырьевой базы газовой промышленности Восточной Туркмении/Г.И. Амурский, Э.С. Гончаров, Г.И. Ледовская, Н.Н. Соловьев. Науч.-техн. обзор. Сер. Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений, М.: ВНИИЭГазпром, 1978. 51 с.

9. *Болдырев В.В., Ретель В.Р., Поздняков О.Ф.* и др. Исследование химических реакций при разрушении кристаллов неорганических солей. — Докл. АН СССР, 1975, т. 201, N 3, с. 633—635.

10. *Козинцева Т.Н.* Исследование растворимости сероводорода в воде при повышенных температурах. — Геохимия, 1964, N 8, с. 758—765.

11. *Кулибакина И.Б.* Благоприятные условия для первичной миграции углеводородов в бассейнах соленакопления. — Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений, 1981, N 9, с. 1—4.

12. *Мехтиева В.Л., Бризанова Л.Я.* Об абиогенном восстановлении сульфатов в земной коре. — Геология нефти и газа, 1980, N 3, с. 32—38.

13. *Амурский Г.И., Гончаров Э.С., Жабрев И.П., Соловьев Н.Н.* О направленных поисках сероводородсодержащих газов. — Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений, 1976, N 12, с. 3—8.

14. *Панкина Р.Е., Мехтиева В.Л., Гурьева С.М., Дахнова М.В.* Происхождение кислых компонентов (H_2S и CO_2) в углеводородных скоплениях по данным изотопных исследований. — В кн.: Тез. докл. респ. совещ. "Происхождение нефти и газа, их миграция и закономерности образования и размещения нефтяных и газовых залежей". Львов, 1981, ч. 1, с. 50—51.

15. *Амурский Г.И., Гончаров Э.С., Жабрев И.П., Соловьев Н.Н.* Происхождение сероводородсодержащих природных газов нефтегазоносных бассейнов. — Сов. геология, 1977, N 5, с. 56—68.

16. *Амурский Г.И., Жабрев И.П., Максимов С.П., Соколов В.Л.* Сероводородсодержащие газы — условия и масштабы распространения. — Геология нефти и газа, 1980, N 5, с. 11—18.

17. *Хаин В.Е.* Структурно-динамические типы нефтегазоносных бассейнов и их формационное содержание. — В кн.: Современные проблемы геологии нефти и газа. М.: Изд-во МГУ, 1978, с. 125—132.

УДК 553.98:551.242.22

С.В. Клубов

ОСОБЕННОСТИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ СЕДИМЕНТАЦИОННЫХ БАСЕЙНОВ ОСТРОВНЫХ ДУГ В СВЯЗИ С ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ

Островные дуги представляют собой важную характерную особенность крупнейшей Австрало-Азиатской области перехода земной коры от океанического к континентальному типу, входящей в состав Тихоокеанского кайнозойского подвижного пояса, который характеризуется современным вулканизмом, высокой сейсмичностью, а также региональной нефтегазоносностью и угленосностью [4].

По Ю.М. Пушаровскому (1980 г.), островные дуги находятся в генетической общности с глубоководными впадинами и глубоко-

водными желобами краевых морей и этот комплекс отвечает современным геосинклиналям приокеанической зоны. Вероятность промышленной нефтегазоносности островных дуг теоретически всесторонне не обоснована, хотя нефть и газ в них обнаружены.

Разнородные структуры окраинных морей, островных дуг и береговых хребтов Тихоокеанского подвижного пояса принадлежат к активным окраинам континентов, которыми противопоставляются пассивные окраины [2, 4].

Активные окраины тектонически мобильны и характеризуются рядом специфических геодинамических и геологических признаков.

1. Нарушение гравитационного (изостатического) равновесия в пределах глубоководных желобов.

2. Развитие переходных типов земной коры — субконтинентального и субокеанического с редуцированным гранито-гнейсовым слоем.

3. Высокая сейсмичность, в частности глубокофокусные землетрясения, свидетельствующие о развитии сейсмофокальных зон Заварицкого—Беньюфа, погружающихся под соседние материки.

4. Сопряженность островных дуг или горных хребтов с сейсмофокальными зонами и глубоководными желобами.

5. Высокие тепловые потоки на материковой стороне островных дуг.

6. Современная и позднекайнозойская вулканическая активность и сопряженность с древними вулканическими поясами.

7. Развитие в их фундаментах метаморфических зон, иногда парного типа.

8. Исключительная контрастность позднекайнозойских тектонических движений и накопление мощнейших (до 10 и более км) осадочных и вулканогенно-осадочных толщ.

9. Проявления сопряженных во времени мезозойско-кайнозойского и, возможно, современного геосинклинальных процессов.

10. Исключительная сложность или, наоборот, сравнительная простота тектонического строения.

При тектоническом районировании активных окраин, помимо геодинамических характеристик, особенно существенных для понимания глубинного строения земной коры, используются признаки расчленения, времени становления фундамента и возраста осадочных и вулканогенно-осадочных чехлов, условий формирования и взаимосочленения крупных сложящихся элементов разного генезиса. Эти признаки особенно важны для нефтегеологического районирования на тектонической основе. Они определяют геотектоническую позицию и типы нефтегазоносных областей.

Тектонический и геоморфологический рисунок Австрало-Азиатских окраин очень сложен и разнороден в историко-геологическом отношении, что связано с большой растянутостью переходной области и размещением ее между двумя разобщенными, но близко расположенными материками и прерывистым фронтом островных дуг и глубоководных желобов, очерчивающих границы Тихого и отчасти Индийского океанов.

По всему простиранию окраин расположены гирлянды островов: крупных (Новая Зеландия, Новая Гвинея, Южно-Зондские, Кали-

мантан, Сахалин), мелких (Соломоновы, Курильские, Алеутские), или обширные архипелаги островов (Филиппинские, Японские). Размещение островов подчиняется вдольбереговой зональности и простирается глубокоководных желобов. Крайние моря в большинстве замыкаются островными дугами или дугами и материками, приобретая характер внутренних (замкнутых, "отгороженных") морей. Опущенные элементы морей осложнены рядом более мелких валов, массивов, рифтов, прогибов и глубокоководными котловинами (Андаманская, Банда, Сулавеси, Сулу, Южно-Китайская, Япономорская, Южно-Охотская и др.). Последние размещаются в тыловых частях островных дуг.

В непосредственной близости к континенту островные дуги размещаются на коре переходного типа. Здесь выделяются две зоны: "отгороженных" морей и внутренних (тыловых) частей островных дуг, отделенных от внешних частей продольными глубинными разломами, надвигами или шарьяжами, выполняющими роль "краевых швов". Внутренние части в большинстве представляют собой тыловые прогибы — разновидность краевых (предгорных) прогибов мезозойско-кайнозойской складчатости. Вовнутрь краевых морей продолжают разновозрастные складчато-метаморфические комплексы как со стороны материков (Бирма, Камчатка), так и непосредственно архипелагов островов (Филиппины).

Разновозрастные структурные, метаморфические и литолого-стратиграфические комплексы материков и островных дуг сейсмическими методами прослеживаются на шельфе и подводных окраинах островных дуг в пределах краевых морей. Полосы максимального развития вулканогенно-осадочных и осадочных толщ местами непосредственно примыкают к островным сушам (Татарский пролив — о-в Сахалин, о-ва Рюкю, о-в Палаван — Филиппины) или проникают в их пределы (Исикари — Румои — Анива, Акита — Ниигата, юго-западный Тайвань). Чаще всего, но не исключительно, эти полосы связаны с глубокоководными котловинами.

Приматериковые и соседние с ними участки интенсивно рассечены продольными вдольбереговыми (соскладчатыми) и поперечными к ним глубинными разломами, а также серией сбросов и парных рифтовых разломов. Некоторые крупные расколы рассматриваются в качестве надвигов, шарьяжей — о них упоминалось выше, другие — раздвигов и вертикальных разломов. Поперечные разломы относят к сдвигам, кинематически связанным с раздвигами. Системы сбросов и сдвигов особенно интенсивно развиты в окраинах раздвиговых зон — на береговых низменностях и островных отмелях. Здесь, сопрягаясь с линейными складками, они играют определяющую роль в размещении нефтяных и газовых месторождений.

К океанической области примыкает сравнительно неширокая полоса очень сложного сопряжения элементов Тихоокеанского геосинклинально-складчатого пояса — мезозойско-кайнозойских систем типа Бирмано-Зондской островной дуги и, как считают, современных геосинклиналей. По простирацию пояса выделяются его обособленные звенья, проникающие своими частями (тыловыми прогибами, глубокоководными котловинами) в сопредельный приматериковый блок. В

приокеанической области прослеживаются две параллельно-сопряженные системы островных дуг позднемелового—кайнозойского структурного комплекса: внешних невулканических складчатых типа Малой Курильской дуги и внутренних вулканических вместе с их тыловыми прогибами типа Большой Зондской дуги [5]. Такое подразделение выдерживается в Зондском, Новогвинейском, Филиппино-Тайваньском, Курило-Камчатском звеньях, но очень слабо выражено в Японо-Сахалинском и других звеньях.

Внутренние вулканические дуги сложены неоген-плейстоценовыми (местами начиная с олигоцена) вулканогенно-осадочными формациями. Они дислоцированы в виде горстообразных поднятий, разбитых на блоки. Слагающие их толщи срезались глубинными разломами или надвигались, а местами, возможно, шарьировались на края смежных тыловых прогибов.

Тыловые прогибы внутренних дуг асимметричны, выполнены терригенными и вулканогенно-осадочными толщами палеоген-неогенового возраста мощностью 5—8 км и более. Наиболее отчетливо тыловые прогибы развиты в Бирмано-Зондской дуге, где начинаются на материке межгорной впадиной Иравади, зажатой между кайнозойским хребтом Ракхайн с запада и Бирмано-Малайской позднепалеозойской складчатой системой с востока. Цепь впадин прослеживается от Иравади через Андаманское море на северо-восточную часть о-ва Суматра и далее в Яванское море. На Камчатке место тылового прогиба занимает Централно-Камчатский наложенный синклиорий (грабен-синклиналь?).

При продольном расчленении вулканической дуги разломами образуются межгорные депрессии — центральные грабен-синклинали с мощностью отложений до 3—4 км. Они встречаются не столь часто и обычно не простираются на большие расстояния. Ближкое к тыловым прогибам тектоническое положение занимают глубоководные котловины. Полосы больших мощностей вулканогенно-осадочных пород проникают со стороны моря во внешние части краевых прогибов (о-в Тайвань, Филиппины), а Курильская (Южно-Охотская) глубоководная котловина прижата к Большой Курильской вулканической дуге.

Внешние складчатые дуги сложены трудно расчленяемыми вулканогенно-терригенными толщами верхнего мела—палеогена, иногда и нижнего миоцена, из которых местами из-за общего подъема и перерыва в осадконакоплении выпадают отдельные члены разреза. Между внутренними и внешними дугами размещаются своеобразные междуговые депрессии, заполненные неоген (палеоген)—плейстоценовыми или верхнемеловыми—плейстоценовыми вулканогенно-осадочными толщами мощностью до 4—6 км и более. Это, например, Срединно-Курильская грабен-синклиналь и Южно-Зондская очень протяженная система депрессий. В других местах (Филиппины) они выражены неявно.

Наконец, еще одна система узких прогибов занимает материковый склон глубоководных желобов (Курило-Камчатского, Японского), сливается с подножием континентального склона там, где желоба отсутствуют (Юго-Западная Япония), или совмещается с междуго-

выми депрессиями (Южно-Зондской через море Саву). Островные дуги приокеанического блока характеризуются в целом сложным, неустойчивым тектоническим рисунком и непостоянством плановых соотношений слагающих их структур, что является признаком молодости процессов их формирования, активности этих последних и проявления разломной тектоники. Столь же неустойчивы соотношения элементов дуг и их звеньев в поперечном сечении.

Структуры собственно океанического блока не связаны с материком. Расположенная здесь Меланезийская дуга интересна особенностями своего строения: размещением между двумя субпараллельными системами глубоководных желобов — внешних и внутренних, разделением по ее простираию на четковидные звенья, причем между северными и южными Соломоновыми островами выделяется, по-видимому, типичная междугловая депрессия, и др.

Складчатые и блоково-складчатые системы островных дуг переходной области находятся между собой в тесной временной (историко-геологической) связи. Они прошли сложный путь историко-геологического развития — геосинклинальный, ранне- и позднеорогенный, вплоть до посторогенного этапа, причем поздние этапы на отдельных участках различаются степенью своей завершенности.

Вулканогенно-осадочные чехлы впадин островодужных систем принадлежат к одним и тем же типам региональных прогибов, различающихся лишь частностями своей структурно-тектонической дифференциации: развитием складчатых или преимущественно дизъюнктивно-складчатых протяженных линейных структур, степенью их нарушенности разломами и генетической природы, интенсивностью складчатости, степенью асимметрии бортов впадин и т.п.

При типизации нефтегазоносных и перспективных седиментационных бассейнов переходной области важное значение имеет подразделение по их положению на коре разного возраста, зрелой или незрелой, последней — с разным возрастом гранитно-метаморфического слоя в разных зонах [3]. Сравнительный анализ положения седиментационных бассейнов на разновозрастных корах и тектонических типов островных дуг дает возможность выяснения места различных дуг в их системе. Для типизации седиментационных бассейнов как нефтегазоносных структур существенно важен структурно-тектонический тип впадин, размещенных в разных тектонических зонах систем структур островных дуг.

Наиболее широко распространены и повсеместно промышленно нефтегазоносны впадины островных дуг, размещенные по окраинам краевых морей. Их наиболее погруженные части, борта или центриклинали, распространяются на сопредельные шельфы, куда продолжают и ареалы их нефтегазоносности. По-видимому, осадочные бассейны краевых морей являются основными источниками углеводородов этих впадин. Одни из них, как отмечалось, приурочены к вулканическим дугам и представляют собой краевые прогибы этих последних (тыловодужные впадины), например, в Бирмано-Зондских дугах. Другие впадины накладываются своими бортами на окраины островных дуг и представляют собой прикотловинно-островодужные впадины.

Междуговые впадины отчетливо выделяются более редко. Они располагаются между вулканическими и невулканическими дугами и вследствие этого характеризуются разновозрастными бортами: более древними, примыкающими к невулканическим дугам, и молодыми у вулканических дуг. Время начала их образования определяется, таким образом, не позднее палеогена. Осадконакопление в них местами, возможно, происходило уже в позднем мелу. Источником углеводородов в них являются отложения самих этих впадин. Нефтегазопромысловые работы в междуговых впадинах проводились в небольших объемах. Признаки нефтегазоносности неогеновых, возможно, и палеогеновых отложений были установлены, в частности, на всем протяжении Южно-Зондской системы междуговых прогибов [7].

Мелкие газовые залежи в миоцен-плейстоцене известны на продолжении Срединно-Курильского прогиба в восточной части о-ва Хоккайдо, нефтегазопромысловые — в Восточно-Камчатской впадине.

Фронтально-дуговые впадины располагаются вонне островных дуг и обращены к глубоководным желобам или континентальному склону, его подножью. Разведаны они в недостаточной степени, но местами в них выявлены небольшие по запасам газовые (иногда и нефтяные) залежи в неогеновых отложениях: Ирианской (Новая Гвинея), Южно-Лусонской (Филиппины), Какегани-Окинавской, Дзедан-Абукума, Кусиро (Япония). В некоторых из них признаки нефтегазоносности известны в палеогене и в верхнемеловых отложениях. Источниками углеводородов являются отложения, слагающие эти впадины.

Еще один тип нефтегазоносных впадин — межгорных, осложняющих срединные части позднекайнозойских горных сооружений, не всегда легко выделить из-за изолированности островных гряд и сходства их с местоположением междуговых впадин. Они, по-видимому, встречаются очень редко. Вероятным примером этого типа является впадина Вогелкоп (западная оконечность о-ва Новая Гвинея), в которой выявлено более 25 месторождений в отложениях верхнего миоцена. Вместе с тем известны соображения о принадлежности впадины Вогелкоп к типу внутридуговой [6], т.е. междуговой в нашей терминологии.

Важнейшей характеристикой выделенных систем впадин являются формационные особенности выполняющих их вулканогенно-осадочных чехлов. В составе формаций, выполняющих эти впадины в северо-западной части Тихоокеанского пояса, отмечается наличие особо благоприятных для нефтегазообразования. К ним относятся терригенно-глинисто-кремнистые и туффито-диатомитовые [1]. В нефтегазообразовании участвуют липоидные компоненты диатомовых и других кремнийсодержащих организмов, в преобразовании которых существенную роль играют глинистые компоненты (глинисто-кремнистых формаций) и пепловые частицы, преобразующиеся в монтмориллонит.

В целом могут быть отмечены следующие характерные особенности распределения нефтегазоносности в седиментационных бассейнах, связанных с впадинами островных дуг.

1. В Австрало-Азиатской переходной от материков к океану обла-

сти интервал нефтегазоносности седиментационных бассейнов островных дуг чаще всего включает отложения палеоген-неогенового или только неогенового возраста, причем наиболее широко продуктивен сравнительно узкий стратиграфический интервал миоцен-плиоценовых отложений.

2. Источниками углеводородов являются разновозрастные отложения котловинных впадин и островодужных прогибов. В широко развитых вулканогенно-осадочных толщах промышленные скопления углеводородов локализованы в вулканогенных и вулканогенно-осадочных породах-коллекторах, формирование и размещение которых тесно связано со стадиями тектонического развития островодужных структур.

3. Седиментационные бассейны характеризуются достаточно простым общим тектоническим строением. Вместе с морскими участками они представляют собой цепочки удлиненных депрессий длиной порядка 300—500 км при ширине в 100—150 км, разделенных по простиранию ундуляциями оси (седловинами) или реже поперечными к ним выступами древних массивов (Северо-Западная Япония). Помимо отличий в геотектоническом положении эти бассейны (котловинные, тыловые, междуговые, фронтально-дуговые) различаются между собой генетически. Одни из них, вероятнее всего, относятся к раздвиговому типу (впадины котловинных морей, междуговые прогибы), другие — тыловодужные — отличаются от первых поперечной асимметрией тектонической формы выполняющих их формаций, степенью интенсивности осложняющей складчатости, развитием шарьяжно-надвиговых структур и т.п. Прикотловинно-островодужные более симметрично построенные бассейны наложены на древние геосинклинально-складчатые структуры крупных островных дуг.

4. Наибольшее разнообразие в структуру нефтегазовых седиментационных бассейнов вносит интенсивное развитие разломов разного порядка (глубинных, внутрикоровых, региональных или более коротких), разной амплитуды, кинематического типа (раздвигов, сбросов, взбросов, ступенчатых сбросов, сдвигов и т.п.), возраста (унаследованных, новообразованных) и простирания (соскладчатых, продольных, поперечных, диагональных). Этими разломами иногда срезаются борта или периклиналы впадин, а их структура дробится, в том числе и по нефтегазоносным горизонтам, на обособленные крупные или мелкие блоки (горсто-грабенный тип). Преобладают крупные соскладчатые продольные разломы и ступенчатые (в сторону погружения бортов) сравнительно небольшой амплитуды. Отдельные впадины продольными горстовидными поднятиями разделяются на две части (о-в Ява и др.). Разломы играют наиболее существенную роль в размещении зон нефтегазоаккумуляции.

5. Для всех седиментационных бассейнов островных дуг характерна общность типов зон нефтегазоаккумуляции и ловушек нефти и газа. Подавляющее большинство зон нефтегазоаккумуляции относится к структурному классу. Это системы узких антиклиналей, вытянутых вдоль оси впадин, обычно приуроченных к продольным взбросам или сбросам и нарушенных поперечными разрывными дислокациями, типа крупнейшей Горомай-Эхабинской взбросо-надвиговой зоны на северо-

восточном Сахалине или более просто построенных зон Японии (разломная зона Ниигата) и Индонезии, где месторождения образуют обособленные в мелких впадинах ареалы (о-в Ява). Соответственно в этих зонах преобладают залежи нефти и газа в нарушенных ловушках антиклинального типа или разбитых сбросами на блоки, но чаще козырькового (тектонически-экранированного) типа.

Неповсеместно встречаются зоны нефтегазонакопления литологической группы, приуроченные к участкам выклинивания (или замещения) пластов пород-коллекторов вверх по восстанию последних. В них распространены залежи в литологических выклинивающихся ловушках. Типичным примером являются газовые залежи во впадине восточного Хоккайдо в отложениях верхнего миоцена—антропогена. Достаточно часто встречается комбинированный тип залежей в породах-коллекторах, частично выклинивающихся в присводовой части антиклинальных ловушек.

Очень мало распространены зоны нефтегазонакопления стратиграфической группы. Залежи нефти в ловушках, приуроченных к структурным террасам и срезанным несогласиями, известны, например, во впадинах Акита и Ниигата (Япония).

Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод о том, что при наличии ряда черт общности в характере нефтегазоносности седиментационных бассейнов островных дуг различия в характере нефтегазонакопления в их пределах определяются приуроченностью седиментационных бассейнов к определенным тектоническим элементам дуг и особенностями их тектонического строения. Наибольшие перспективы в обнаружении залежей нефти и газа повсеместно связаны с прикотловинно-островодужными седиментационными бассейнами, в некоторых районах перспективны междуговые седиментационные бассейны, наименее перспективны седиментационные бассейны фронтально-дугового типа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бурлин Ю.К., Баженова О.К., Карнюшина Е.Е. Условия нефтегазообразования в кайнозойских бассейнах северо-западной части Тихоокеанского тектонического пояса. — В кн.: Условия образования нефти и газа в осадочных бассейнах. М.: Наука, 1977, с. 47—55.
2. Геология континентальных окраин. Ч. 2/Под ред. К. Берка, Ч. Дрейка. М.: Мир, 1978. 733 с.
3. Иванов В.В., Пуцаровский Ю.М., Тильман С.М. Тектоническое положение и особенности строения осадочных бассейнов на северо-западном обрамлении Тихого океана. — Геотектоника, 1981, N 4, с. 5—19.
4. Нефтегазоносность и угленосность Тихоокеанского подвижного пояса и Тихого океана: Объяснит. записка к карте/Н.А. Еременко, Л.И. Красный, Л.Э. Левин и др. М.: НИЛзарубежгеология, 1978. 230 с.
5. Молодые геосинклинали Тихоокеанского пояса, их вулканогенные и рудные формации/Г.М. Власов, О.Г. Борисов, Е.Д. Петраченко и др. М.: Наука, 1978. 178 с.
6. Соколов Б.А., Бурлин Ю.К. Реальные и возможные нефтегазоносные бассейны дна Мирового океана. — Комплекс. исслед. природы океана, 1980, N 7, с. 7—13.
7. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. Кн. 2/Под ред. И.В. Высоцкого. М.: Недра, 1976. 582 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие.....	3
<i>В.Е. Хаин.</i> Глобальные закономерности нефтегазонакопления: современное состояние проблемы	5 v
<i>Б.А. Соколов.</i> Развитие представлений о тектонических закономерностях нефтегазонакопления в земной коре.....	14 v
<i>В.Ф. Раабен.</i> Особенности размещения залежей и запасов нефти и газа в различных геотектонических условиях	26
<i>Я.П. Маловицкий, М.Р. Пустильников, А.В. Семенов, М.М. Зубков, Б.В. Сенин, М.М. Семендуев.</i> Пространственная периодичность размещения нефти и газа в северном секторе восточного полушария	36
<i>С.П. Максимов, А.Н. Золотов, М.И. Лоджевская.</i> Тектонические условия размещения и формирования залежей нефти и газа на древних платформах	45
<i>Л.Г. Кирюхин, Н.Д. Матвиевская, О.М. Мкртчян.</i> Некомпенсированные прогибы древних платформ и их нефтегазоносность	56
<i>Р.Г. Гарецкий, В.С. Конищев, А.М. Синичка.</i> Нефтегазоносность авлакогенов древних платформ	64
<i>В.К. Гавриш.</i> Платформенный рифтогенез и нефтегазоносность	74
<i>Н.А. Крылов.</i> Общие тектонические условия нефтегазонакопления на молодых плитах	81
<i>В.А. Бененсон, В.С. Бочкарев.</i> Проблема фундамента молодых плит в связи с их нефтегазоносностью	96
<i>И.К. Королюк, Н.А. Крылов, Н.Т. Куренков, Е.Л. Меламуд.</i> Краевые прогибы — особые структурно-формационные зоны нефтегазонакопления	103
<i>И.С. Грамберг, А.А. Красильщиков.</i> Проблемы нефтегазоносности глубоководных зон Мирового океана	111
<i>Н.А. Еременко, Л.Э. Левин.</i> Тектонические условия формирования нефтегазоносных бассейнов на активных окраинах континентов.....	119
<i>Ю.К. Бурлин, О.К. Баженова.</i> Нефтегазоносные формации активных континентальных окраин	140
<i>Л.И. Лебедев, Я.П. Маловицкий, А.Е. Шлезингер, А.Л. Яншин.</i> Осадочный чехол и нефтегазоносность глубоководных бассейнов Средиземноморского пояса	146
<i>И.Н. Сулимов, И.П. Зелинский, Е.П. Ларченков, С.А. Мороз, В.И. Самсонов.</i> Основные черты тектоники Черноморского региона, определяющие его нефтегазоносность	158
<i>К.Н. Кравченко.</i> Влияние региональной структуры на размещение скоплений нефти, газа и битумов в днищах и на бортах нефтидоносных бассейнов ...	163
<i>Г.Н. Доленко.</i> Разрывные нарушения земной коры и их роль в образовании нефтяных и газовых месторождений	175 v
<i>Ш.Ф. Мехтиев, С.Г. Салаев, Б.В. Григорьянц, З.А. Буниат-заде, Н.С. Кастрюлин.</i> Роль разрывных нарушений и грязевого вулканизма в формировании нефтегазовых скоплений (на примере Южно-Каспийской впадины)	183

√	<i>М.Я. Рудкевич.</i> Роль тектонического фактора в размещении и формировании месторождений нефти и газа.....	192
	<i>В.Ф. Никонов.</i> Тектонические особенности размещения крупных зон нефте- и газонакопления разного качественного состава в осадочных бассейнах	198
	<i>Л.И. Фердман.</i> Неотектонические критерии нефтидогенеза	203
	<i>Ф.И. Хатьянов.</i> Структурно-формационные и литосферные геофизические исследования глобальных закономерностей нефтегазонакопления	209
√	<i>Г.И. Амурский, Н.Н. Соловьев.</i> Тектонодинамические аспекты образования и накопления сероводорода в свете концепции тектоники плит	217
√	<i>С.В. Клубов.</i> Особенности тектонического строения седиментационных бассейнов островных дуг в связи с их нефтегазоносностью.....	221

УДК 553. 98. 2. 061. 3: 551. 24. 1

Хаин В.Е. Глобальные закономерности нефтегазонакопления: современное состояние проблемы. — В кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазонакопления. — М.: Наука, 1985.

Глобальные закономерности нефтегазоносности недр стали выясняться на рубеже XIX и XX веков. Однако наиболее доказательно они формулируются в наше время, когда поисковые работы охватили не только континенты, но и их подводные окраины, переходные зоны и внутриокеанские поднятия. Сейчас становится очевидным, что основной родиной нефти и газа являются прогибы, тяготеющие к ископаемым и современным окраинам континентов.

Библиогр. 11 назв.

УДК 553. 98

Соколов Б.А. Развитие представлений о тектонических закономерностях нефтегазонакопления в земной коре. — В кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазонакопления. — М.: Наука, 1985.

Углеродородная оболочка Земли (увосфера), а в ее составе концентрации углеводородов различного ранга, формируется под значительным влиянием законов развития тектоносферы. Поэтому уровень развития теоретической тектоники во многом предопределяет состояние развития региональной нефтегазовой геологии.

Библиогр. 23 назв.

УДК 553. 98. 2. 061. 3

Раабен В.Ф. Особенности размещения залежей и запасов нефти и газа в различных геотектонических условиях. — В кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазонакопления. — М.: Наука, 1985.

В результате анализа материалов по более чем 100 нефтегазоносным регионам мира, приуроченным к разным геотектоническим элементам, установлены различия нефтегазонакопления в их пределах по следующим параметрам: соотношению и распределению залежей углеводородов разного фазового состояния, величинам начальных ресурсов нефти и газа, размещению запасов нефти.

Ил. 2. Библиогр. 10 назв.

УДК 553. 98. 2. 061. 3 (4/6)

Маловицкий Я.П., Пустильников М.Р., Семенов А.В. и др. Пространственная периодичность размещения нефти и газа в северном секторе восточного полушария. — В кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазонакопления. — М.: Наука, 1985.

В глобальном размещении нефтегазоносности, помимо особенностей, связанных с элементами тектонической структуры литосферы и земной коры, наблюдается зональность, обусловленная спецификой геодинамического фона, в частности его периодичностью.

Табл. 1. Ил. 1. Библиогр. 31 назв.

УДК 553. 98. 2. 061. 3: 551. 242. 51

Максимов С.П., Золотов А.Н., Лоджевская М.И. Тектонические условия размещения и формирования залежей нефти и газа на древних платформах. — В кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазонакопления. — М.: Наука, 1985.

Рассмотрено влияние тектонических факторов на размещение и формирование залежей нефти и газа в нефтегазоносных бассейнах древних платформ. Выделены три основные стадии платформенного развития и соответствующие им структурно-формационные мегакомплексы, нефтегазоносный потенциал которых различен. Отмечено значение для нефтегазообразования трех факторов: интенсивности прогибания, площади распространения отдельных комплексов, присутствия в разрезе сульфатно-галогенных пород, выполняющих роль регио-

нальных флюидоупоров. Подчеркнуто влияние инверсионных процессов на формирование крупных газовых и газоконденсатных скоплений. Дана классификация нефтегазоносных бассейнов древних платформ по принципу величины удельных запасов нефти и газа.

Ил. 1. Библиогр. 15 назв.

УДК 551. 242. 7: 553. 98

Кирюхин Л.Г., Матвиевская Н.Д., Мкртчян О.М. **Некомпенсированные прогибы древних платформ и их нефтегазоносность.** — В кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазонакопления. — М.: Наука, 1985.

На примере Восточно-Европейской платформы проведен сравнительный анализ тектонической природы, истории развития, структурно-морфологических условий нефтегазоносности некомпенсированных прогибов. Намечена классификация прогибов, выделено три существенно различных типа и показаны особенности их нефтегазоносности. Предложены принципы и элементы их нефтегазогеологического районирования.

Ил. 1. Библиогр. 4 назв.

УДК 551. 242. 21 + 553. 982

Гарецкий Р.Г., Конищев В.С., Синичка А.М. **Нефтегазоносность авлакогенов древних платформ.** — В кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазонакопления. — М.: Наука, 1985.

Перспективы нефтегазоносности ранних (рифейско-вендских) авлакогенов ограничены. Они преимущественно газоносны. Более перспективны поздние (палеозойские) авлакогены. Интервал нефтегазоносности в них связан с осадками основного этапа развития. Нефтегазонакопление связано как с валообразными поднятиями, так и с приразломными зонами. Характерно большое многообразие типов залежей нефти и газа. Припятско-Донецкий авлакоген — тектоно-тип поздних авлакогенов и отвечающих им нефтегазоносных областей.

Библиогр. 11 назв.

УДК 551. 243. 12: 553. 98

Гавриш В.К. **Платформенный рифтогенез и нефтегазоносность.** — В кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазонакопления. — М.: Наука, 1985.

Кенийский, Доно-Днепровский и другие платформенные рифты формировались в сводах древних докембрийских щитов в результате трансформации вертикальных движений мантии в горизонтальное растяжение верхних горизонтов земной коры. Позднедевонские рифтогенные этапы развития чередовались с синеклизными. Последние преобладали на каменноугольно-антропогенном этапе формирования Доно-Днепровского рифтогена, т.е. рифтом рожденной структуры. Синеклизное развитие было более благоприятно для накопления залежей нефти, чем рифтогенное.

Ил. 1. Библиогр. 24 назв.

УДК 553. 98. 2. 061. 3: 551. 242. 52

Крылов Н.А. **Общие тектонические условия нефтегазонакопления на молодых плитах.** — В кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазонакопления. — М.: Наука, 1985.

Основной тектонической закономерностью распространения месторождений нефти и газа на молодых платформах является сопряженность зон скоплений углеводородов с глубокими депрессиями. Генерировавшие нефть и газ породы связаны с формациями как ортоплатформенного чехла, так и переходного комплекса.

Ил. 5. Библиогр. 18 назв.

УДК 551. 24: 553. 98

Бененсон В.А., Бочкарев В.С. Проблема фундамента молодых плит в связи с их нефтегазоносностью. — В кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазонакопления. — М.: Наука, 1985.

Обобщены представления разных авторов о строении фундамента молодых плит. Особое внимание уделено выяснению роли и значения палеозойского этапа в процессах становления фундамента и промежуточных комплексов молодых плит. Сформулированы основные задачи изучения палеозойских отложений в связи с перспективами выявления в них промышленных скоплений нефти и газа.

Библиогр. 25 назв.

УДК 551. 242. 7

Королюк И.К., Крылов Н.А., Куренков Н.Т., Меламуд Е.Л. Краевые прогибы — особые структурно-формационные зоны нефтегазонакопления. — В кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазонакопления. — М.: Наука, 1985.

Специфика краевых прогибов как особых зон нефтегазонакопления определяется их тектоническим положением и выражается в их формационных и структурных особенностях. Рассмотрен набор структур и формаций зон сочленения платформы и складчатых областей — орогенных и доорогенных. Сделан вывод о связи нефтегазоносности преимущественно с формациями доорогенного комплекса и о значительном влиянии структурно-тектонических особенностей на масштабы нефтегазонакопления.

Ил. 1.

УДК 553. 98 (26. 03)

Грамберг И.С., Красильщиков А.А. Проблемы нефтегазоносности глубоководных зон Мирового океана. — В кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазонакопления. — М.: Наука, 1985.

Рассмотрены важнейшие тектонические, литолого-фациальные и литолого-химические предпосылки нефтегазоносности глубоководных зон Мирового океана. Показана потенциальная перспективность "доокеанических" консолидированных осадочных комплексов, сохранившихся в погруженных блоках континентальной коры, а также малых по площади океанических бассейнов с устойчиво высокими скоростями осадконакопления.

Библиогр. 18 назв.

УДК 553. 98. 2. 061. 3: 551. 24

Еременко Н.А., Левин Л.Э. Тектонические условия формирования нефтегазоносных бассейнов на активных окраинах континентов. — В кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазонакопления. — М.: Наука, 1985.

Анализ геодинамических особенностей эволюции осадочных бассейнов современных и древних активных окраин дал основание для подразделения этих бассейнов на четыре генетические группы и девять типов. Особо благоприятными предпосылками для развития в широких масштабах процессов миграции и аккумуляции углеводородов характеризуются бассейны, прошедшие длительную эволюцию при трансформации одного типа окраины в другой. Табл. 1. Ил. 1. Библиогр. 16 назв.

УДК 551. 036

Бурлин Ю.К., Баженова О.К. Нефтегазоносные формации активных континентальных окраин. — В кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазонакопления. — М.: Наука, 1985.

Рассмотрен формационный состав осадочных бассейнов активных континентальных окраин (на примере западной Тихоокеанской активной окраины) в связи с их нефтегазоносностью. Показана тесная связь формационного состава с этапами формирования и деструкции коры и со стадийностью тектонического

развития континентальной окраины. Сделан вывод о том, что наибольшей плотностью УВ характеризуются бассейны, в которых благоприятно сочетаются терригенно-кремнистые формации с высоким нефтематеринским потенциалом и формации турбидитные, содержащие подводные конусы выноса, являющиеся прекрасными резервуарами.

Ил. 1. Библиогр. 12 назв.

УДК 551. 24, 551. 35 (262)

Лебедев Л.И., Маловицкий Я.П., Шлезингер А.Е., Яншин А.Л. **Осадочный чехол и нефтегазоносность глубоководных бассейнов Средиземноморского пояса.** — В кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазоаккумуляции. — М.: Наука, 1985.

Осадочный чехол глубоководных бассейнов Средиземноморского пояса обычно сложен двумя структурными комплексами. Нижний представляет собой преимущественно глубоководный платформенный чехол, а верхний состоит в основном из глубоководных отложений. Перспективы нефтегазоносности глубоководных бассейнов (за исключением Южно-Каспийского) следует связывать не только со структурными понятиями, но и с ловушками неантиклинального типа. Они требуют специальных целенаправленных исследований с последующим их введением в поисково-разведочное время.

Ил. 2. Библиогр. 23 назв.

УДК 551. 24: 553. 98 (262. 5)

Сулимов И.Н., Зелинский И.П., Ларченков Е.П. и др. **Основные черты тектоники Черноморского региона, определяющие его нефтегазоносность.** — В кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазоаккумуляции. — М.: Наука, 1985.

На основании новейшей геолого-геофизической информации охарактеризована современная структура и история формирования глубоководной котловины, северного континентального склона и шельфа Черного моря. Приводятся данные о перспективах нефтегазоносности региона.

Библиогр. 11 назв.

УДК [551. 24: 553. 98]: 552. 578. 1/2 + 552. 578. 3

Кравченко К.Н. **Влияние региональной структуры на размещение скоплений нефти, газа и битумов в днищах и на бортах нефтеносных бассейнов.** — В кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазоаккумуляции. — М.: Наука, 1985.

Предложено различать следующий нисходящий ряд понятий о бассейнах: гидрогеологический (ГиБ) — осадочно-породный (ОПБ) — нефтяной (НДБ) — битумо-нефтегазовый (БНГБ) — нефтегазовый (НГБ), а в их пределах — зону развития метаморфических консолидированных пород (в ГиБ), водную зону (в ОПБ), битумную зону (в БНГБ), верхнюю газовую, нефтегазовую и нижнюю газовую зоны (в НГБ). Из состава НДБ необходимо исключить, помимо аккумуляционной зоны, также амиграционную зону, в которую не проникли миграционные потоки УВ, аваккумуляционную зону отсутствия ловушек (транзита УВ) и агенерационную зону, в которой не генерировались УВ. По соотношению ресурсов нефтяных дна и бортов выделяются НДБ днищевые, днищево-бортовые, бортово-днищевые и бортовые.

Табл. 2. Ил. 2. Библиогр. 11 назв.

УДК 551. 243. 553. 98

Доленко Г.Н. **Разрывные нарушения земной коры и их роль в образовании нефтяных и газовых месторождений.** — В кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазоаккумуляции. — М.: Наука, 1985.

Анализ материалов по Волго-Уральской, Днепровско-Донецкой, Персидской и Северо-Африканской провинциям приводит к выводу о том, что образование как самих провинций, так и нефтегазоносных районов и зон в их пределах

связано с развитием сети глубинных разломов.
Ил. 3. Библиогр. 17 назв.

УДК 551. 243 + 551. 311. 8: 553. 98 (470. 46/.47)

Мехтиев Ш.Ф., Салаев С.Г., Григорьянц Б.В. и др. Роль разрывных нарушений и грязевого вулканизма в формировании нефтегазовых скоплений [на примере Южно-Каспийской впадины]. — В кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазоаккумуляции. — М.: Наука, 1985.

Детальными исследованиями особенностей тектонического строения и нефтегазоносности Южно-Каспийской впадины выявлены различные формы связи разрывных нарушений, грязевых вулканов и нефтегазовых скоплений. Показано, что грязевой вулканизм свидетельствует о несомненной нефтегазоносности недр районов своего развития.

Ил. 2. Библиогр. 9 назв.

УДК 551. 24 + 553. 98 (571. 1)

Рудкевич М.Я. Роль тектонического фактора в размещении и формировании месторождений нефти и газа. — В кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

Показана роль тектонического фактора в генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. Глобальные тектонические движения (совместно с палеоклиматом) определяют условия формирования крупных нефтегазоносных бассейнов. Региональные тектонические движения контролируют нефтегазоносные области и районы, а дифференцированное прогибание в пределах последних создает все многообразие ловушек, месторождений и залежей. Тектонические движения определяют литологический состав и строение осадочных толщ, фациально-тектонические особенности РОВ и термобарические условия его преобразования.

Ил. 1. Библиогр. 8 назв.

УДК 553. 98. 2. 061. 3: 552. 51

Никонов В.Ф. Тектонические особенности размещения крупных зон нефте- и газонакопления разного качественного состава в осадочных бассейнах. — В кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазоаккумуляции. — М.: Наука, 1985.

Отмечена следующая региональная зональность: наличие значительных по площади территорий с залежами только нефти, или только газа, или и нефти и газа во всем осадочном чехле бассейнов.

Библиогр. 7 назв.

УДК 551. 248. 1: 553. 98

Фердман Л.И. Неотектонические критерии нефтидогенеза. — В кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазоаккумуляции. — М.: Наука, 1985.

На протяжении геологической истории осадочных бассейнов и в эволюции нефтидогенеза неотектонические движения, во-первых, окончательно оформили структурное положение ОБ в литосфере и, во-вторых, сыграли ведущую роль в пространственном распределении углеводородов и превращении нефтей. Планетарный характер нефтидогенеза на неотектоническом этапе в ОБ различных типов указывает на возможность применения неотектонических показателей нефтегазоносности при поисково-разведочных работах на нефть, газ и природные битумы.

УДК 551: 553. 98

Хатьянов Ф.И. Структурно-формационные и литосферные геофизические исследования глобальных закономерностей нефтегазоаккумуляции. — В кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазоаккумуляции. М.: Наука, 1985.

Предложена методика выделения трех основных типов глубоководных осадочных бассейнов: океанического, переходного от континентального к океаническому и континентального. Определены вероятные геодинамические модели образования и основные стадии развития глубоководных бассейнов. Даны рекомендации по региональному тектоническому районированию и новым направлениям поисково-разведочных работ на нефть и газ.
Ил. 1. Библиогр. 7 назв.

УДК 553. 981: 552. 578 (H₂S)

Амурский Г.И., Соловьев Н.Н. Тектонодинамические аспекты образования и накопления сероводорода в свете концепции тектоники плит. — В кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазоаккумуляции. — М.: Наука, 1985.

Показано, что в региональных сульфатно-карбонатных комплексах, уходящих в зоны коллизии плит, под действием горизонтальных стрессовых нагрузок могут возникать условия, обеспечивающие течение реакции восстановления сульфатов углеводородами или органическим веществом. Предлагаемый вариант интерпретации гипотезы сульфатно-термохимического происхождения сероводорода наиболее удовлетворительно описывает основные особенности современного размещения залежей газа с различной концентрацией сероводорода в бассейнах их регионального накопления.
Библиогр. 17 назв.

УДК 553. 98: 551. 242. 22

Клубов С.В. Особенности тектонического строения седиментационных бассейнов островных дуг в связи с их нефтегазоносностью. — В кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазоаккумуляции. — М.: Наука, 1985.

Рассмотрены структурно-тектонические типы седиментационных бассейнов, размещенных в разных тектонических зонах системы островодужных структур. Кратко охарактеризованы основные особенности тектонического строения седиментационных бассейнов, зон нефтегазоаккумуляции и ловушек для нефти и газа. Сделан вывод о том, что при наличии ряда черт общности в характере нефтегазоносности седиментационных бассейнов островных дуг различия в характере нефтегазоаккумуляции в их пределах определяются приуроченностью седиментационных бассейнов к определенным тектоническим элементам дуг и особенностям их тектонического строения.

Библиогр. 7 назв.

**ГЛОБАЛЬНЫЕ
ТЕКТОНИЧЕСКИЕ
ЗАКОНОМЕРНОСТИ
НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ**

*Утверждено к печати
Научным советом по проблемам геологии
и геохимии нефти и газа*

Редактор *Н.Л. Казюкова*
Художник *Ю.М. Шлеппер*
Художественный редактор *Н.Н. Власик*
Технические редакторы
Г.И. Астахова, Л.Н. Богданова
Корректор *Г.В. Дубовицкая*

Набор выполнен на электронной
фотонаборной системе в издательстве "Наука"

ИБ N 28759

Подписано к печати 29.12.84. Т — 09194
Формат 60×90 1/16. Бумага офсетная N 1
Гарнитура Таймс. Печать офсетная
Усл. печ.л. 15,0 + 0,3 вкл. Усл.кр.-отт. 15,5
Уч.-изд.л. 19,0. Тираж 600 экз. Тип. зак. 2082
Цена 2р. 90 к.

Издательство "Наука", 117864 ГСП—7
Москва В—485, Профсоюзная ул., д. 90
Ордена Трудового Красного Знамени
1-я типография издательства "Наука"
199034, Ленинград В—34, 9-я линия, 12

В ИЗДАТЕЛЬСТВЕ "НАУКА"

Готовятся к изданию книги:

Аверьянова В.Н. Энергетически-спектральный метод оценки сейсмической опасности — 9л. — 1р. 40к.

В книге даны энергетически-спектральные модели землетрясений и сейсмичности. Предложен метод оперативной оценки сейсмической опасности, основанный на учете повторяемости типичных спектральных и динамических характеристик сейсмических смещений, скоростей и ускорений в зависимости от параметров очаговой сейсмичности и сейсмической мутности среды на пути распространения Р- и S-волн.

Для сейсмологов, геофизиков и геологов.

Проблемы современной сейсмологии. — 12л. — (Голицынские чтения 1981 г.) — 1р. 80к.

В сборнике приведены материалы конференции, посвященной 80-летию отечественной сейсмической службы и 75-летию сейсмических станций "Пулково" и "Свердловск". Рассмотрены проблемы теоретической, инструментальной и вычислительной сейсмологии, взаимосвязи сейсмологии и геодинамики, очаговой сейсмологии, предсказания землетрясений, сейсмических исследований структуры Земли на суше и на море, первые опыты сейсмических исследований Луны и Марса.

Для сейсмологов, геофизиков, астрофизиков.

Примечание ЭВМ в сейсмологической практике. — 14л.—2р. 10к.

Книга продолжает тематику сборника "Алгоритмы и практика определения землетрясений на ЭВМ" (1983). Приведены методические материалы для сейсмологической

практики, новые алгоритмы и программы определения параметров гипоцентров землетрясений, разработанные в различных сейсмологических учреждениях АН СССР, а также результаты практического опробования этих программ.

Для сейсмологов, геофизиков.

Назарчик А.Ф., Рафиенко Д.И., Галченко Ю.П., Мамсуров Л. А. Совершенствование разработки жильных месторождений. — 20л. — 3р.

Приведены результаты исследований повышения эффективности разработки тонких и средней мощности жильных месторождений. Разработаны и внедрены комбинированные варианты выемки жил в сложных горногеологических условиях с различными способами поддержания выработанного пространства.

Для исследователей и практиков горнодобывающей промышленности.

Сейсмические свойства грунтов. — 8л. — 1р. 20к.

Рассмотрены проявления землетрясений в различных грунтах, инженерно—геологические основы сейсмического микрорайонирования, результаты изучения сейсмических свойств мерзлых и талых грунтов. Основное внимание уделено поведению грунтов при землетрясениях и сейсмическим свойствам грунтов зоны малых скоростей. Вопросы, затронутые в сборнике, важны для практики сейсмического микрорайонирования.

Для инженеров сейсмологов, специалистов по сейсмическому микрорайонированию, инженеров проектировщиков.

Заказы просим направлять по одному из перечисленных адресов магазинов "Книга—почтой" "Академкнига":

480091 Алма-Ата, 91, ул. Фурманова, 91/97; 370005 Баку, 5, ул. Джапаридзе, 13; 320093 Днепропетровск, проспект Ю. Гагарина, 24; 734001 Душанбе, проспект Ленина, 95; 252030 Киев, ул. Пирогова, 4; 277012 Кишинев, проспект Ленина, 148; 443002 Куйбышев, проспект Ленина, 2; 197345 Ленинград, Петрозаводская ул., 7; 220012 Минск. Ленинский проспект, 72; 117192 Москва, В-192, Мичуринский проспект, 12; 630090 Новосибирск, Академгородок, Морской проспект, 22; 620151 Свердловск, ул. Мамина-Сибиряка, 137; 700187 Ташкент, ул. Дружбы народов, 6; 450059 Уфа, 59, ул. Р. Зорге, 10; 72001 Фрунзе, бульвар Дзержинского, 42; 310078 Харьков, ул. Чернышевского, 87.

2р. 90 к.

4384