

А. Е. Лукин, П. М. Коржнев, А. Д. Науменко, С. В. Окрепкий

## ПРОБЛЕМА ФАЦИАЛЬНОЙ ДИАГНОСТИКИ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ПЕСЧАНЫХ ТЕЛ И ПУТИ ЕЕ РЕШЕНИЯ

У багатьох нафтогазоносних провінціях з вичерпаним тією чи іншою мірою фондом чітко виражених антиклінальних структур основний напрям пошуково-розвідувальних робіт пов'язаний з пошуками покладів у різних морфогенетичних типах піщаних тіл, що утворюють закономірні просторово-часові угруповання. У зв'язку зі складнощами картування та опішукування відповідних типів літологічних (седиментаційно-палеогеоморфологічних) і комбінованих пасток особливого значення набуває проблема фаціальної діагностики піщаних тіл, що представлені різноманітними окремими акумулятивними формами різних генетичних типів теригенних відкладів. У статті охарактеризований сучасний стан даної проблеми і намічені основні шляхи її вирішення.

The main direction of geological prospecting in many petroliferous provinces with in a variable degree exhausted stock of anticline traps is connected with exploration for oil and gas pools in sandy bodies of various nature. Their geometry, morphology, sizes, character of their time-space clusters are determined by facial-genetical nature. So the problem of facies identification and genetical modeling of sandy bodies from the data of deep drilling has assumed important significance. The paper deals with characterization of current state of this problem and searching for ways of its solution.

### Вступление

Известный тезис о "несоразмерно более широко распространении неантиклинального (в частности, седиментационно-палеогеоморфологического. – А. Л.) экранирования по сравнению с антиклинальным" [12, с. 29] подтверждается опытом поисково-разведочных работ в различных нефтегазоносных бассейнах (НГБ) Мира, в соответствии с которым, чем выше степень геолого-геофизической изученности и, соответственно, разведанности недр того или иного НГБ (провинции), тем выше квота запасов углеводородов (УВ), сосредоточенных в неантиклинальных ловушках. Указанная закономерность находит независимое подтверждение в существовании большого количества мелких и огромного (тысячи и десятки тысяч) – очень мелких (менее единицы усл. топл.) залежей УВ в нефтегазоносных провинциях с достаточно высокой (для выявления основных геостатистических закономерностей нефтегазонакопления) степенью изученности. В полной мере это проявляется в регионах с высокой и достаточно равномерной плотностью глубокого бурения не только в пределах антиклинальных поднятий и выступов, но также на моноклиналях и в межструк-

турных пространствах. Наиболее показательны в этом отношении данные по Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, Мидконтиненту и Пермской впадине (см. таблицу). [Здесь следует отметить, что далеко не каждый нефтегазоносный регион с достаточно длительным стажем освоения и большими объемами бурения удовлетворяет указанным требованиям. Так, для провинций с интенсивной соляной тектоникой, к которым относится Днепровско-Донецкая впадина (ДДВ), благодаря большому первоначальному фонду положительных локальных структур, степень изученности глубоким бурением моноклиналей и межструктурных пространств весьма неравномерна, вплоть до наличия ряда "белых пятен". Это относится и к Западным нефтегазоносным регионам Украины. Степень изучения обширной Волинно-Подольской окраины Восточно-Европейской платформы глубоким бурением в целом весьма незначительна. Что же касается Карпатского региона, где почти все известные залежи нефти и газа приурочены к пликвативно- и дизъюнктивно-экранируемым ловушкам, при большом количестве скважин, их площадное распределение весьма неравномерно. В еще большей мере это относится к Азово-Черноморскому региону.]

Основная часть скоплений УВ этого "экспоненциального хвоста" связана с разнообразными морфогенетическими типами пес-

**Количество месторождений (залежей) с разными запасами в некоторых наиболее полно разведанных нефтегазоносных провинциях Мира**

Супергиганты ( $\leq 500$ ед. усл. топл.)	Гиганты ( $\leq 100$ ед. усл. топл.)	Крупные ( $\leq 30$ ед. усл. топл.)	Средние (10–30 ед. усл. топл.)	Мелкие ( $< 10$ ед. усл. топл.)	Очень мелкие ( $< 1$ ед. усл. топл.)
Мидконтинент (центральная часть Северо-Американской платформы)					
1	1	9	~95	~550	~6500
Пермская провинция (юго-западная окраина Северо-Американской платформы)					
0	5	20	~75	~400	~5000
Волго-Уральская провинция					
2	6	15	~50	~200	~1200

чанных тел (ПТ). Точнее, речь идет о различных по форме, морфологии и размерам литомах, которые, при преобладании аренитов (псаммитов), представлены также алевролитами и псефитами, пачками и толщами тонкого переслаивания (ритмиты, флиш и т. п.).

Среди известных нефтяных, газоконденсатных, газовых и гетерофазных месторождений Украины (по состоянию на 01.01.2012 г. их количество достигло 390) залежи 370 из них связаны с песчаными коллекторами антиклинальных, а также комбинированных ловушек. Количество залежей в типично неантиклинальных ("неструктурных"), в частности седиментационно-палеогеоморфологических (русла, бары и другие ПТ в условиях моноклинального и межструктурного залегания), ловушках пока еще незначительно. Однако их промышленная нефтегазоносность доказана в Восточном, Западном и Южном регионах, где существуют все геологические (стратиграфические, седиментационно-палеогеографические, тектоно-геодинамические) предпосылки их формирования и широкого распространения. Более того, есть основания предполагать возможность расширения перспективных территорий указанных регионов именно вследствие распространения зон нафтидоаккумуляции (от гидравлически-экранированных газовых залежей до больших скоплений тяжелых нефтей и битумов) в разнообразных трендах и ареалах развития ПТ на склонах Украинского щита и Воронежской антеклизы.

Фундаментальной чертой седиментационно-палеогеоморфологических ловушек, связанных с ПТ, является повсеместность их развития (в пределах областей распространения соответствующих нефтегазоносных терригенных полифациальных комплексов), поскольку их формирование имманентно

прерывисто-непрерывному процессу осадконакопления и является одним из основных проявлений дискретного строения осадочных формаций. Поэтому, чем выше степень геолого-геофизической изученности и разведанности недр того или иного бассейна, тем больше доля запасов УВ, сосредоточенных в неантиклинальных и комбинированных ловушках. Так, в некоторых НГБ Северо-Американской платформы с неантиклинальными седиментационно-палеогеоморфологическими (баровыми, русловыми, рифовыми и др.) ловушками связано свыше 80% открытых залежей. В Украине же, как отмечалось, их роль пока невелика.

Обломочные фанероморфные грубообломочно-алевропесчаные породы, которые образуют разнообразные по форме, размерам, морфологии и генезису литомы (условно именуемые здесь ПТ), составляют около 20–25% объема осадочной оболочки Земли [11]. Значение неразрывно взаимосвязанных теоретических и прикладных аспектов изучения их генезиса (определение генетических типов отложений и частных аккумулятивных форм) и фациальной диагностики определяется, с одной стороны, тем, что ПТ разного ранга, будучи показателями повышенной энергетики седиментационного процесса, являются также и важными литогеодинамическими индикаторами [5] и, по выражению А.Б. Ронова, отмечают "кульминации начальных и заключительных стадий тектонических циклов" [11, с. 5]. С другой стороны, общеизвестна их ведущая роль как коллекторов подземных вод и рассолов, нефти, газа и битумов, стратиформного оруденения, рассыпных концентраций благородных металлов и т. п.

Особое значение достоверные фациальные реконструкции и адекватные седимен-

тационные модели ПТ имеют для решения разных проблем нефтиологии – от прогноза, поисков и разведки залежей нефтидов различного фазового состояния в литологических (седиментационно-палеогеографических) и комбинированных ловушках до проектирования эффективных режимов разработки месторождений и освоения трудноизвлекаемых запасов нефти. Форма ПТ как природного песчаного резервуара, его морфология, структурно-текстурные особенности и петрофизические параметры определяют условия формирования ловушек (залежей), конфигурацию их пространственно-временных группировок и другие критерии зонального и локального прогноза нефтегазонасности. Указанные исследования являются необходимой составной частью прогнозирования геологического разреза – важнейшего направления изучения НГБ, возникшего на стыке сейсмостратиграфии, тектоники и седиментологии. Его суть состоит в адекватном формационном и фациальном моделировании конкретного осадочного бассейна, его сегментов и зон нефтегазонакопления по комплексу геологической и геофизической (в частности, сейсморазведочной) информации на основе современных компьютерных технологий.

Основной составляющей этого моделирования являются комплексные литологические исследования, главная задача которых заключается в фациальной диагностике ПТ. Именно она должна лежать в основе зонального и локального прогнозов нефтегазонасности связанных с ними неантиклинальных (литологических или корректнее – седиментационно-палеогеоморфологических) и комбинированных (в комбинации с пликвативными и дизъюнктивными факторами улавливания УВ) ловушек (залежей). От степени адекватности седиментационно-генетического моделирования ПТ зависит эффективность прогнозирования, поисков, разведки и разработки приуроченных к ним нефтяных и газовых залежей. Однако сложная сама по себе задача достоверной фациальной диагностики ПТ многократно осложняется в условиях дефицита прямой литолого-фациальной информации, что обычно для глубокого бурения на нефть и газ с ограниченным отбором керна. Изучение последнего, включая текстурный (опре-

деление типов слойчатости, знаков ряби, иероглифов и т. п.) и структурный (многофракционный гранулометрический) анализы, является необходимым условием указанной диагностики и основой успешного применения косвенных, в частности каротажных фациально-генетических показателей.

### **Фациальная диагностика ПТ по промыслово-геофизическим и геохимическим данным**

В связи с указанными трудностями генетического моделирования и фациальной диагностики ПТ при проведении геологоразведочных работ на нефть и газ в закрытых регионах более 50 лет назад появились попытки использования для этих целей каротажных показателей. Основное внимание при этом было, естественно, уделено стандартному каротажу и прежде всего методу спонтанной поляризации (СП), поскольку именно по этим кривым в те годы осуществлялось литологическое расчленение нефтегазонасных полифациальных терригенных формаций и корреляции их разрезов. Возможность использования каротажных кривых для седиментационного моделирования была впервые отмечена в 1954 г. американским исследователем Р. Нанцем, который, изучая нефтеносные палеодельтовые отложения олигоценовой формации Силлигсон (Техас), обратил внимание на связь конфигурации кривой СП с литологическим составом и успешно использовал ее для картирования ПТ. Аналогичные исследования пенсильванских палеодельтовых отложений в штате Оклахома проводил в 1955–1959 гг. Д.А. Буш (в дальнейшем – автор классического руководства по прогнозу нефтяных залежей в ПТ [1]). Тем не менее, речь еще не шла о фациальной типизации ПТ по каротажным данным. Впервые на фациально обусловленные различия конфигурации кривых СП указал в 1963 г. Ф. Сабане\*, который, прогнозируя "страти-

\* Один из авторов данной статьи в свое время, не зная об указанных американских работах, отметил аналогичные различия между морскими визейскими и аллювиальными средне-, верхнекаменноугольными песчаниками ДДВ и северо-западных окраин Донбасса (Лукин и др., 1965), но эти попытки фациальной диагностики ПТ по каротажу подверглись критике (невозможность использования "сигнатур" СП из-за техногенных искажений, а также огрехов при копировании каротажных кривых) и остались неопубликованными

графические" (по американской терминологии) залежи нефти и газа в меловых отложениях Нью-Мексико, установил четкие различия в конфигурации кривых СП между морскими баровыми и аллювиальными русловыми телами [10]. Отражение условий седиментации на кривых СП и возможность использования их конфигурации для фациальной диагностики баров, дельтовых проток и аллювиальных русел были показаны в дальнейших работах S. Pirson [13], G. S. Visser [14], Ч. Э. Конибира [4] и др. Наиболее полно принципы и методики использования кривых СП для фациальной диагностики ПТ по материалам изучения нефтегазоносности мезозойских отложений Западной Сибири и Мангышлака были изложены в докторской диссертации В.С. Муромцева (1983), опубликованной в виде содержательной, но неудачно названной ("Электрометрическая геология песчаных тел...") монографии [10]. Действительно, при благоприятных условиях использование "электрометрических моделей" позволяет типизировать ПТ по конфигурации кривых ПТ (рис. 1).

Метод определения фаций по "электрометрическим моделям" [10] сводится к ряду операций, выполняющихся в определенной последовательности и направленных на установление сходства аномалий, обнаруженных на электрометрических разрезах скважин с эталонными электрометрическими моделями фаций. На отрезках кривых СП фиксируются положительные и отрицательные аномалии, анализируется общий характер кривой СП, определяется сходство с той или иной эталонной электрометрической моделью фации. При наличии сходства анализируются элементы аномалии и сравниваются с аналогами электрометрической модели (кровельная, боковая, подошвенная линии, ширина аномалии). Используя "электрометрические модели" фаций в пределах выбранных интервалов по кривым СП, в принципе можно прогнозировать генезис и определить особенности размещения отложений той или иной фации. Данные об изменении литолого-физических свойств пород, обусловленных характерными для определенной фации особенностями, могут быть получены также по материалам гаммакаротажа, которые используются для коррекции результатов, полученных методом СП, или в тех случаях, если этот метод не

может быть применен по техническим причинам [6].

При генетической диагностике ПТ континентального и прибрежно-морского генезиса необходимо учитывать, что "электрометрические модели" фаций разработаны для осевых частей ПТ, характеризующихся максимальными толщинами и контрастно выраженными особенностями условий седиментации (рис. 1).

При наличии неблагоприятных геологических (изменение минерализации пластовых вод, наличие соленосных отложений, чередование песчаных и карбонатных прослоев, значительные катагенетические преобразования пород) и технологических условий применение метода невозможно, поэтому в каждом регионе, прежде чем применять метод диагностики отложений по электрометрическим моделям, следует проанализировать возможности его применения.

Генетическая диагностика ПТ и вмещающих отложений осуществляется на основе их сравнения с современными аналогами или известными моделями по комплексу признаков: по форме тела, приуроченности к определенным палеогеографическим областям и зонам, морфогенетическим типам рельефа, ориентировке относительно береговой линии, характеру фациальных взаимоотношений ПТ и вмещающих отложений. Дополнительными диагностическими признаками являются комплекс литотипов, изменение зернистости пород по разрезу и т. п.

Но сложности применения метода СП при фациальной диагностике ПТ не ограничиваются влиянием техногенных факторов. Дело в том, что СП характеризует не только литологию, но и ряд других факторов (гидрохимию поровых растворов, гидрофильность – гидрофобность пород, состав вторичной, в частности сульфидной, минерализации и т. п.). Поэтому нет оснований считать конфигурации кривых СП универсальным фациальным показателем. Кроме того, следует учитывать и имманентно обусловленные сложности их интерпретации, обусловленные сходством седиментологического режима в абсолютно разных по генезису и фациальной природе отложениях (речные русла, контурные течения, поймен-

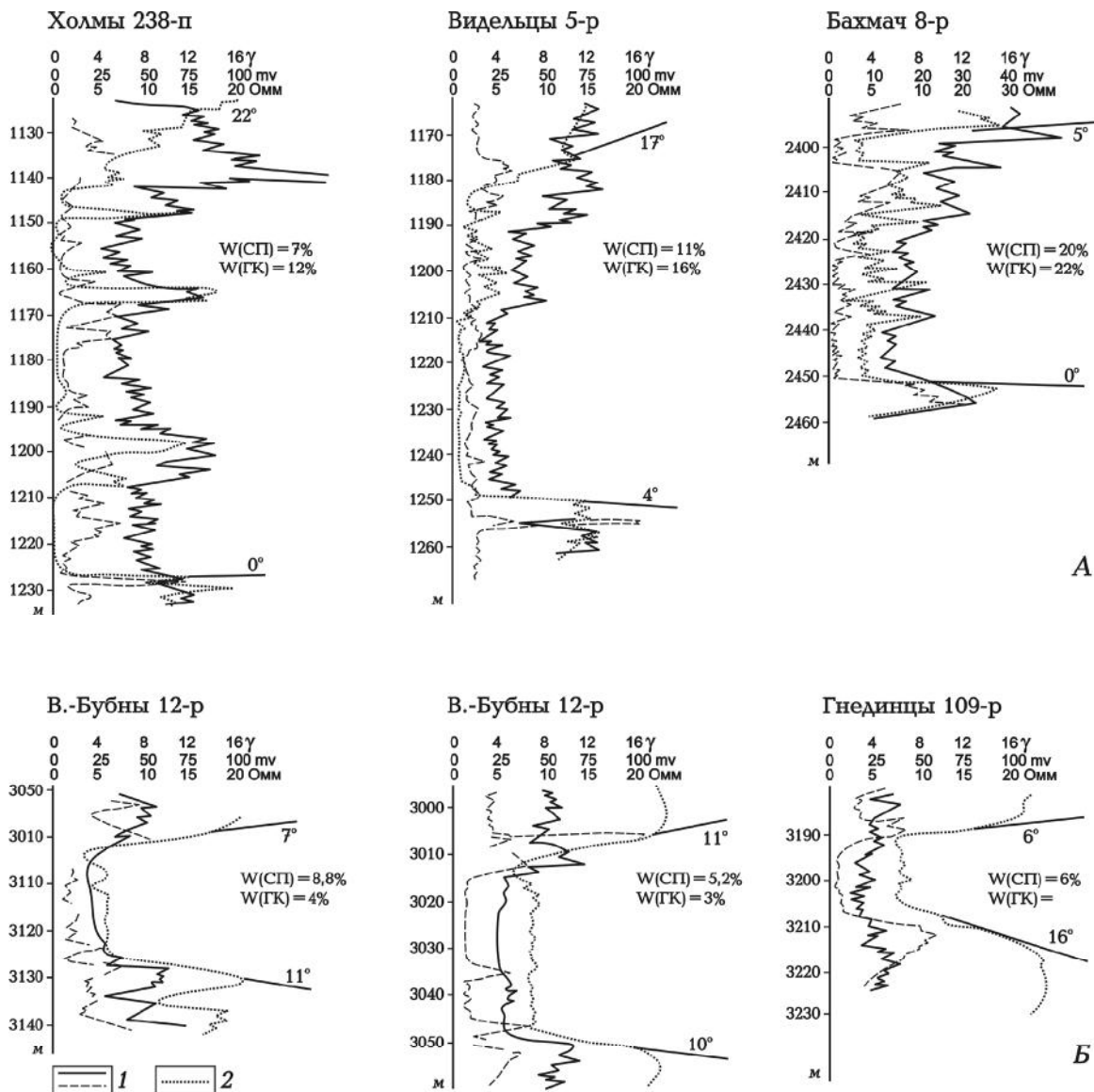


Рис. 1. Промыслово-геофизическая характеристика (стандартный каротаж, гамма-каротаж) основных фациальных типов ПТ карбона Днепровско-Донецкой впадины: А – аллювиальные и дельтовые русловые песчаники; Б – барово-пляжевые песчаники

1 – кривые электрических сопротивлений; 2 – СП

ные прирусловые валы, вдольбереговые бары, аллювиальные внутрирусловые острова, баровые острова и т. п. – рис. 2). Более того, известны примеры существенно разной фациальной трактовки хорошо изученных по обнажениям и горным выработкам формаций. Достаточно сопоставить известные интерпретации генезиса угленосных средне-верхнекаменноугольных отложений Донбасса (исследователи школы Ю. А. Жемчужникова и Д. В. Наливкин), совер-

шенно разные представления Г.А. Иванова и Б. Л. Афанасьева о природе мощных угленосных пластов и фациальных "механизмах" их расщепления [2] и т. п. Поэтому вызывают удивление работы, в которых на основании сугубо промыслово-геофизических данных приводятся "эталонные кривые СП" для разных ПТ (аллювиально-русловые, донно-течениевые, прибрежно-баровые, барово-островные и др.). Роль эталонов могут играть только те разрезы, в которых

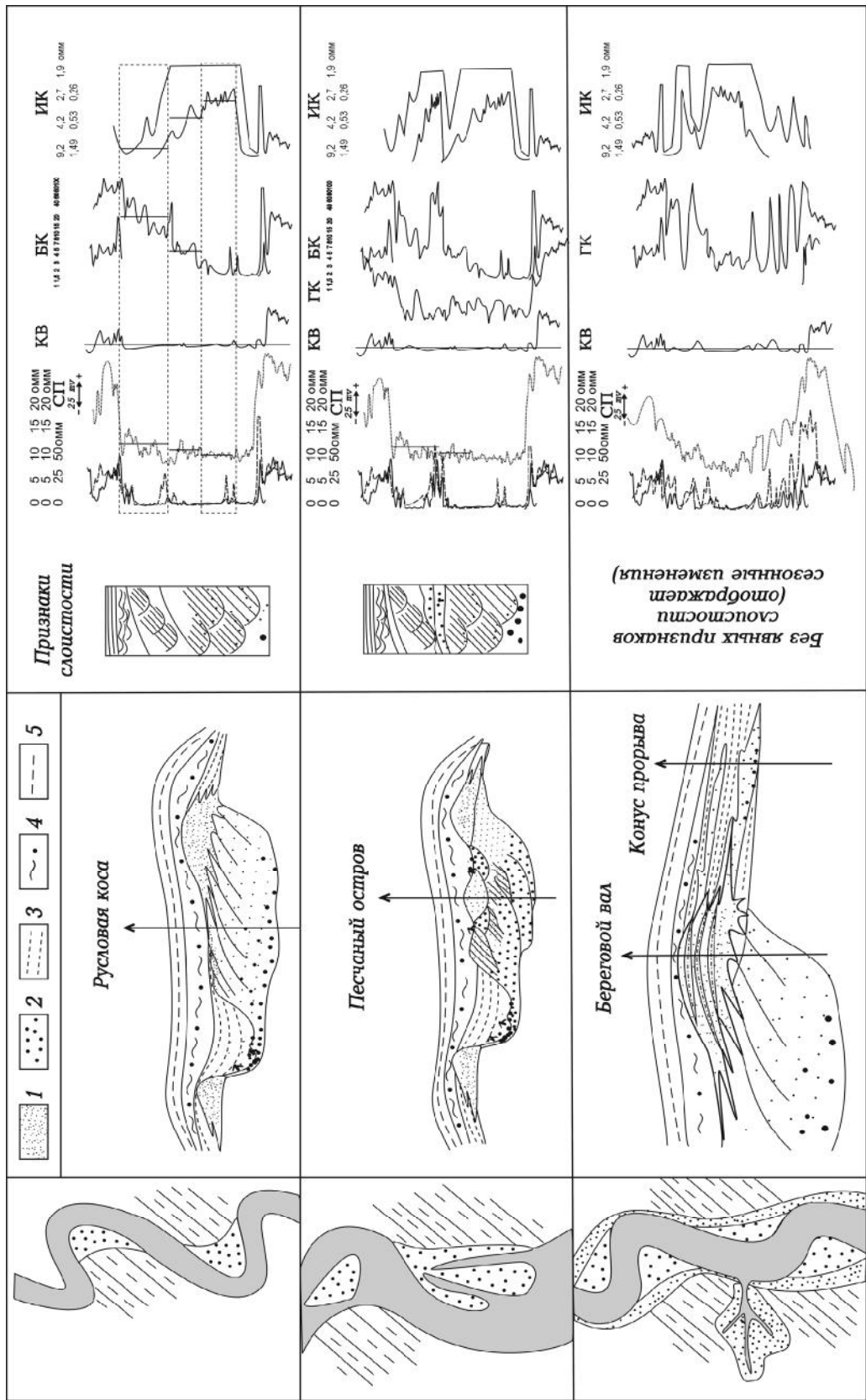


Рис. 2. Основные морфогенетические типы аллювиальных песчаных тел и их геофизические характеристики по данным ГИС  
 1 – русловые песчаники; 2 – песчаники и гравелиты, тальвега; 3 – сухарные глины, образовавшиеся на алевролитах поймы; 4 – алевролиты и алевролиты внешней поймы; 5 – углистые полусухарные глины

детальные литолого-фациальные колонки сочетаются с набором качественных каротажных кривых (рис. 3). Последние, наряду со стандартным и радиоактивным (ГК, НГК) каротажем, могут включать кавернометрию, АК, а также ГГК (один из основных каротажных методов изучения угленосных толщ, аномалии которого, с одной стороны, позволяют выделять угольные пласты, а с другой – депрессионные черносланцевые пачки с высоким содержанием бора [6]). Здесь уместно подчеркнуть тот факт, что комплекс промыслово-геофизических (каротажных) исследований содержит огромную литологическую информацию, отражающую разные особенности структуры (прежде всего

характер распределения гранулометрии и глинистости), текстуры (массивность – слоистость разной морфологии) и вещественного состава (аркозы, кварцевые арены, граувакки, минералогия глинистого вещества, карбонатный цемент и т. д.). К сожалению, степень ее использования для фациальной диагностики и генетического моделирования в целом незначительна.

Привлекательность идеи фациальной диагностики ПТ по каротажным данным ("сигнатурам" СП, ГК и др.) связана не только с дефицитом керна, но прежде всего с реальной возможностью получения непрерывной не только литологической, но и фациальной характеристики разреза. Переход

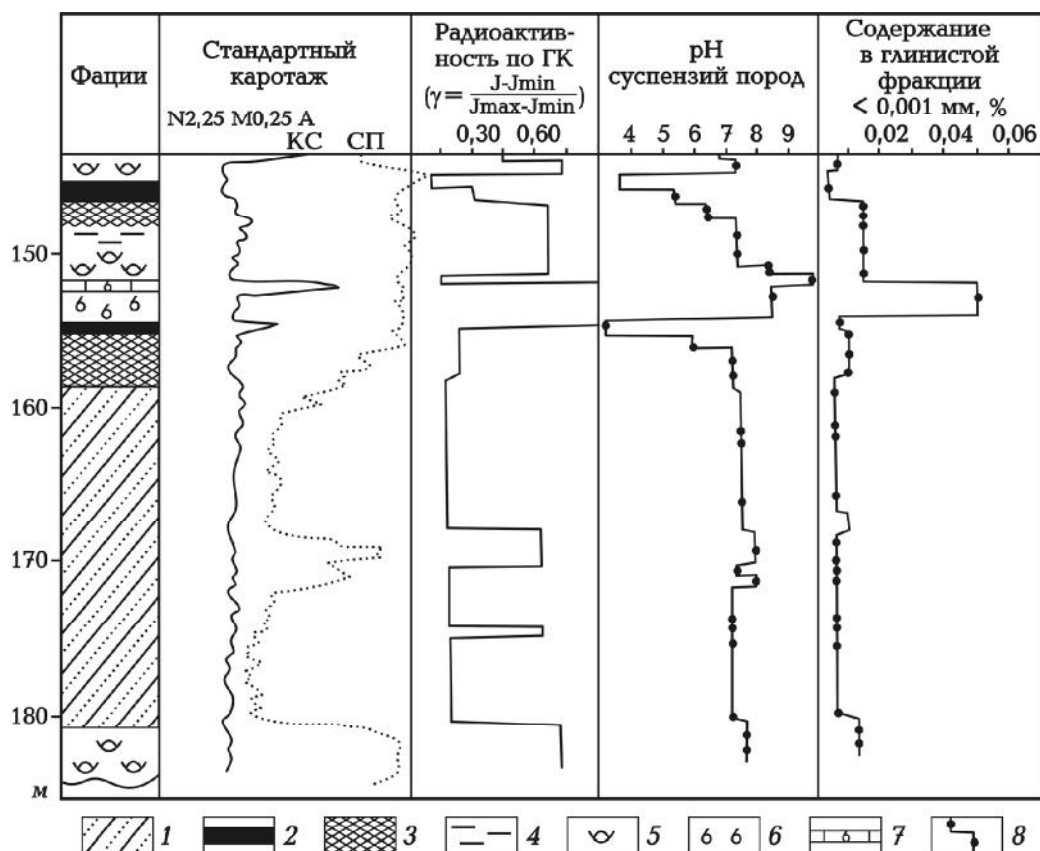


Рис. 3. Фрагмент литолого-фациальной колонки верхнекрейдовских отложений (Западный Донбасс, Богдановский участок, скв. 1061) с некоторыми геохимическими и промыслово-геофизическими показателями

1 – аллювиальные русловые песчаники с однонаправленной косою слоистостью, ритмичной гранулометрической сортировкой и углистым материалом по наслоению; 2 – угли; 3 – болотные алеврито-глинистые отложения с текстурой "кучeryачик"; 4 – глинистые отложения приморских озер (темно-серые глины с отпечатками листьев и стеблей); 5 – глинистые лагунные отложения (темно-серые глины с углистым детритом и антракозидами); 6 – глинистые морские отложения (темно-серые известковистые глины с морской фауной); 7 – органогенно-детритовые известняки; 8 – точки отбора

от прогнозирования геологического разреза к прогнозу фациального разреза означал бы качественный скачок в эффективности сейсморазведки и бурения при поисках залежей нефти и газа в неантиклинальных и комбинированных ловушках, при освоении трудноизвлекаемых запасов нефти и газа, а также нетрадиционных источников УВ (центральнобассейновый, угольный и сланцевый газ, высоковязкие нефти и т. п.). Однако следует отметить, что данная проблема оказалась более сложной прежде всего за счет сходства конфигураций кривых совсем разных генетических типов ПТ. Обусловлено это близостью седиментационного режима разных генетических типов. Поэтому одна и та же форма кривой СП, как отмечалось, может характеризовать совсем разные генетические типы ПТ. Надежная фациальная диагностика вмещающих отложений (в частности, смежных глин) позволяет сделать однозначный выбор между речным руслом, дельтовой протокой или контурным течением. Более того, она позволяет дать обоснованный седиментационно-палеогеоморфологический прогноз закономерных ассоциаций ПТ.

Таким образом, проблему фациальной диагностики и седиментационно-генетического моделирования ПТ по промыслово-геофизическим и геохимическим каротажным\* данным следует решать одновременно двумя путями: во-первых, путем использования определенных петрофизических и геохимических характеристик самого ПТ и, во-вторых, привлекая данные по вмещающим (преимущественно глинистым) отложениям.

Анализ кривых СП для песчаников с надежной фациальной характеристикой по ядру (тип слоистости, состав фито- и зоогенных остатков, гранулометрические параметры на основе многофракционного ситового анализа) подтверждает фациально обусловленный характер их конфигурации. Близкие зависимости наблюдаются и в кривых ГК [6]. Более того, если потенциал СП, кроме распределения глинистого веществ-

ва, его минерального состава, степени дисперсности и гидрофильности, может определяться и другими факторами (состав поровых вод, пиритизация и т. п.), то кривая  $\gamma$ -активности отражает распределение в ПТ пелитового материала прежде всего. Вместе с тем для одних и тех же фациальных типов ПТ наблюдаются важные вариации "сигнатур" СП и ГК, что связано в первую очередь с разной ориентировкой пересечений тела. Однако, как показали результаты статистической обработки, некоторые параметры проявляют стойкие связи с фациальными типами ПТ [6]. К ним, в частности, относятся: 1) угол между горизонтальными прямыми и касательными к кривым СП в кровле ( $\alpha_{\text{СП в кровле}}$ ) и подошве ( $\alpha_{\text{СП в под}}$ ) ПТ; 2) соотношение величин  $\gamma$ -активности в прикровельной и приподошвенной частях ПТ ( $\gamma_{\text{кровли}}/\gamma_{\text{подошвы}}$ ); 3) коэффициенты вариации ( $W$ ) кривых в интервале ПТ. На основе этих параметров, косвенно отражающих седиментационно обусловленные структурные и текстурные особенности ПТ, в свое время были предложены генетические диаграммы (рис. 4). При искажении кривой СП вследствие геолого-техногенных причин (наличие соленосных отложений, использование гидрофобизирующих буровых растворов и т. п.) или при высокой степени катагенеза на первой из них можно использовать соответствующие параметры кривой ГК. Большинство фигуративных точек, отвечающих ПТ эталонных разрезов с достоверной фациальной диагностикой, довольно четко локализируются в пределах определенных седиментационно-генетических полей (рис. 4, 5). Присутствие полей недостоверности связано прежде всего с указанной изменчивостью сигнатур СП и ГК в зависимости от положения скважины относительно ПТ. Это, в частности, касается баров, тыловая (граничащая с лагуной) часть которых существенным образом отличается по литологическим особенностям и строению от фронтальной части (рис. 6). Подтверждением эффективности методов СП и ГК при седиментационно-генетическом моделировании ПТ являются установленные по эталонным разрезам на представительном фактическом материале довольно четкие статистически значимые различия между аллювиальными, дельтовыми и прибрежно-

\* Кривые распределения разных физико-химических (рН суспензии, электрокинетический потенциал и др.) и геохимических (концентрации бора, стронция и других элементов) показателей по шламу можно рассматривать как квазикаротажные.



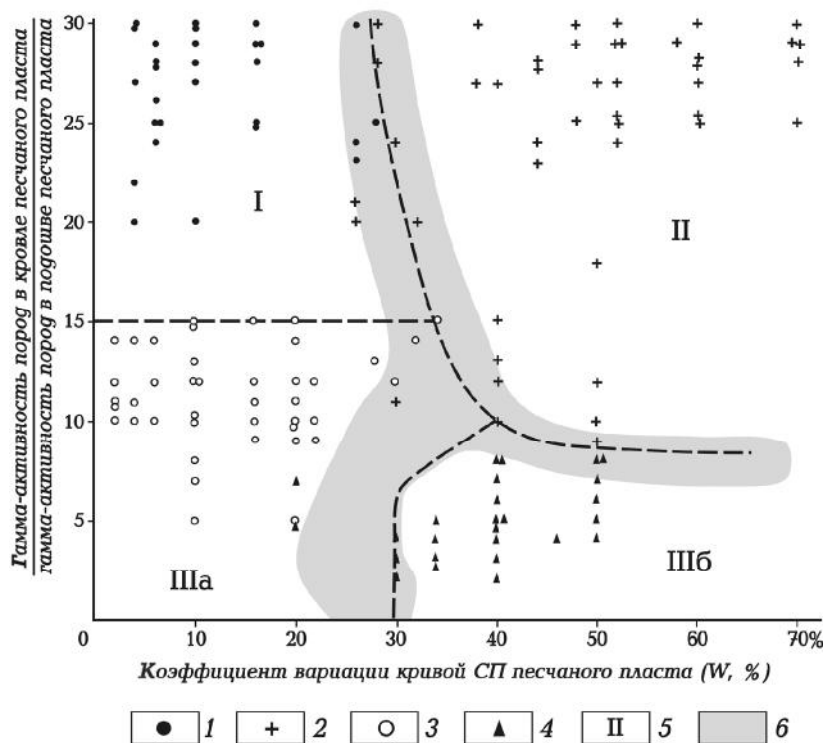
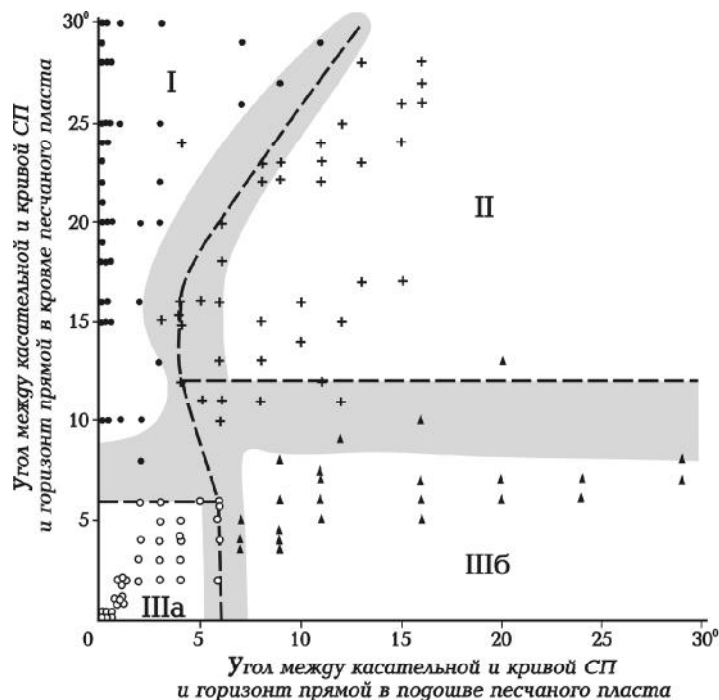


Рис. 4. Генетические диаграммы песчаных пород по промыслово-геофизическим данным (метод СП, гамма-каротаж) (по материалам изучения карбона Днепровско-Донецкой впадины и Донбасса)

1 – аллювиально-русловые песчаники; 2 – песчаники дельтовых рукавов, 3 – пляжево-баровые песчаники (прибрежная морская часть); 4 – баровые песчаники (лагунная часть); 5 – поля песчаников: I – аллювиальные русловые II – дельтовые рукава, IIIа – пляжево-баровые (сечения прибрежно-морских частей), IIIб – баровые (сечения лагунных частей); 6 – зоны недостоверности

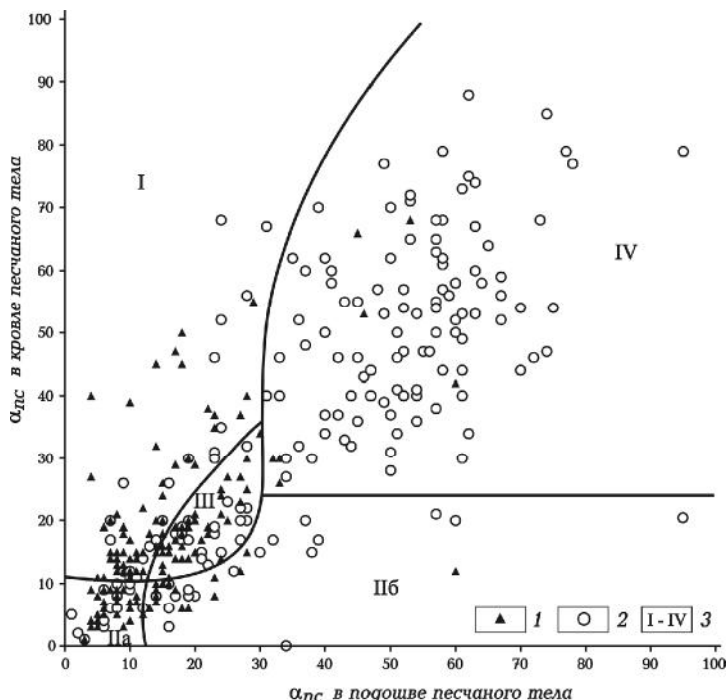


Рис. 5. Генетические типы верхнетульских, окских и турнейско-нижневизейских песчаников и алевролитов

1 – турнейско-нижневизейские песчаники, алевролиты; 2 – верхнетульские и окские песчаники, алевролиты; 3 – фациальные поля песчаников, алевролитов: I – аллювиальные, русловые; IIa – барово-пляжевые (фронтальная часть среза) или береговые валы, аллювий; IIb – баровые (тыловая часть среза) лагунные; III – дельтовые русловые; IV – турбидиты, контуриты ?

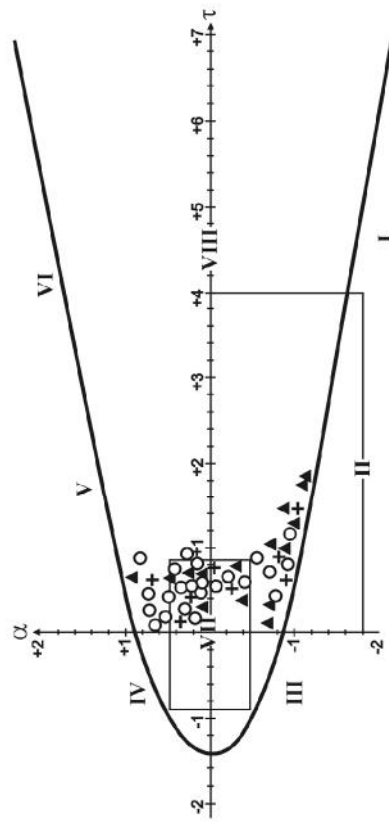
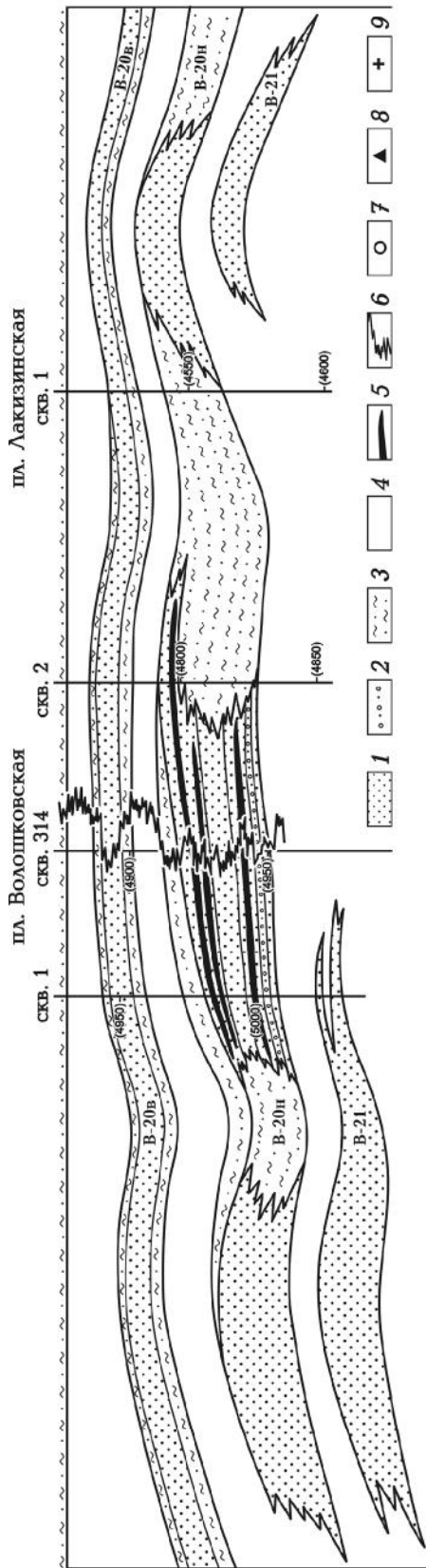
морскими алевропесчаными породами по значениям электрокинетического потенциала и гамма-спектроскопии [6].

Важным показателем морфогенетического типа ПТ являются радиоактивные аномалии (ГК, повышенная урановая и ториевая радиоактивность по данным гамма-спектрометрии), связанные с погребенными россыпями (рис. 6). Естественные шлихи (аномально повышенные концентрации цирконя, монацита, ксенотима, лейкоксена и других тяжелых радиоактивных минералов) присущи аллювиальным, дельтовым и прибрежно-морским песчаникам. Но их положение в разрезах соответствующих ПТ, толщина и строение существенно отличаются. По мнению одного из авторов [6, 9], это один из наиболее информативных фациальных показателей ПТ, который может быть отработан по материалам изучения погребенных россыпей разного типа, распространенных в палеогеновых и нижнеме-

ловых отложениях юго-западной части Восточно-Европейской платформы. О высокой информативности радиоактивных и совмещенных с ними магнитных аномалий свидетельствуют данные по разновозрастным песчаникам карбона Днепровско-Донецкого авлакогена [6].

Седиментационно обусловленные структурные, текстурные и минералогические особенности влияют на различия ПТ по ряду других петрофизических и физико-механических параметров. Так, при одинаковой степени катагенеза установлены различия в плотности и пористости между аллювиальными, дельтовыми и морскими песчаниками донецкого карбона. При одной и той же степени углефикации наблюдаются четкие различия между значениями модуля Юнга, коэффициента Пуассона, коэффициента пластичности, прочности на разрыв и сжатие для ПТ различного генезиса (рис. 7).

Подчинение плотностных и прочностных свойств алевропесчаных пород фациальному контролю представляет большой интерес, поскольку открывает возможность использования акустического каротажа (в частности, конфигураций кривых  $\Delta T$  и  $\alpha$  [3]) для генетической типизации ПТ. Это подтверждается данными специальных исследований акустических свойств песчаников карбона Донбасса в связи с проблемой выбросоопасности (работы В. Е. Забигаило и др.), которые свидетельствуют о четких различиях между аллювиальными, дельтовыми и прибрежно-морскими (пляжево-баровыми) песчаниками по таким параметрам, как коэффициент затухания колебаний частотой 500 кГц и скорость распространения упругих волн (рис. 8). К сожалению, как отмечалось, основная часть огромной фациально-генетической информации, содержащейся в промыслово-геофизических данных, по-прежнему не используется (за исключением "сигнатур" СП и, в меньшей мере, гамма-ка-



**Фациально-динамические поля:** I – застойные условия седиментации ниже нейтральной полосы (илловые впадины, котловины); II – застойные условия седиментации и слабые донные течения с привносом обломочного материала турбидитными течениями и дезинтеграционными потоками; III – слабые и умеренные однонаправленные движения (дельтовые проливы, речные выносы); IV – сильные речные или вдольбереговые морские течения; V – выход волн на мелководье, сильные вдольбереговые течения, накат волн; VI – выход волн на мелководье, сильный накат волн – верхняя половина участка; золотая обработка песков пляжей – нижняя половина участка; VII – прямоугольник логнормального распределения (золотая переработка речных осадков – верхняя половина прямоугольника; волновые процессы на мелководье, нейтральная полоса побережья – нижняя правая четверть прямоугольника); VIII – выход волн на мелководье, мощный накат – прибой (скорость динамической пересортировки превышает скорость привноса обломочного материала)

Рис. 6. Волошковское месторождение. Литолого-палеогеологический разрез визейских отложений

1 – песчаники мелкозернистые; 2 – песчаники крупно- и разномзернистые; 3 – алевролиты; 4 – глинистые породы; 5 – горизонты с повышенным содержанием минералов тяжелой фракции; 6 – кривая гамма-активности; точки анализов; 7 – скв. 314; 8 – скв. 1; 9 – скв. 2

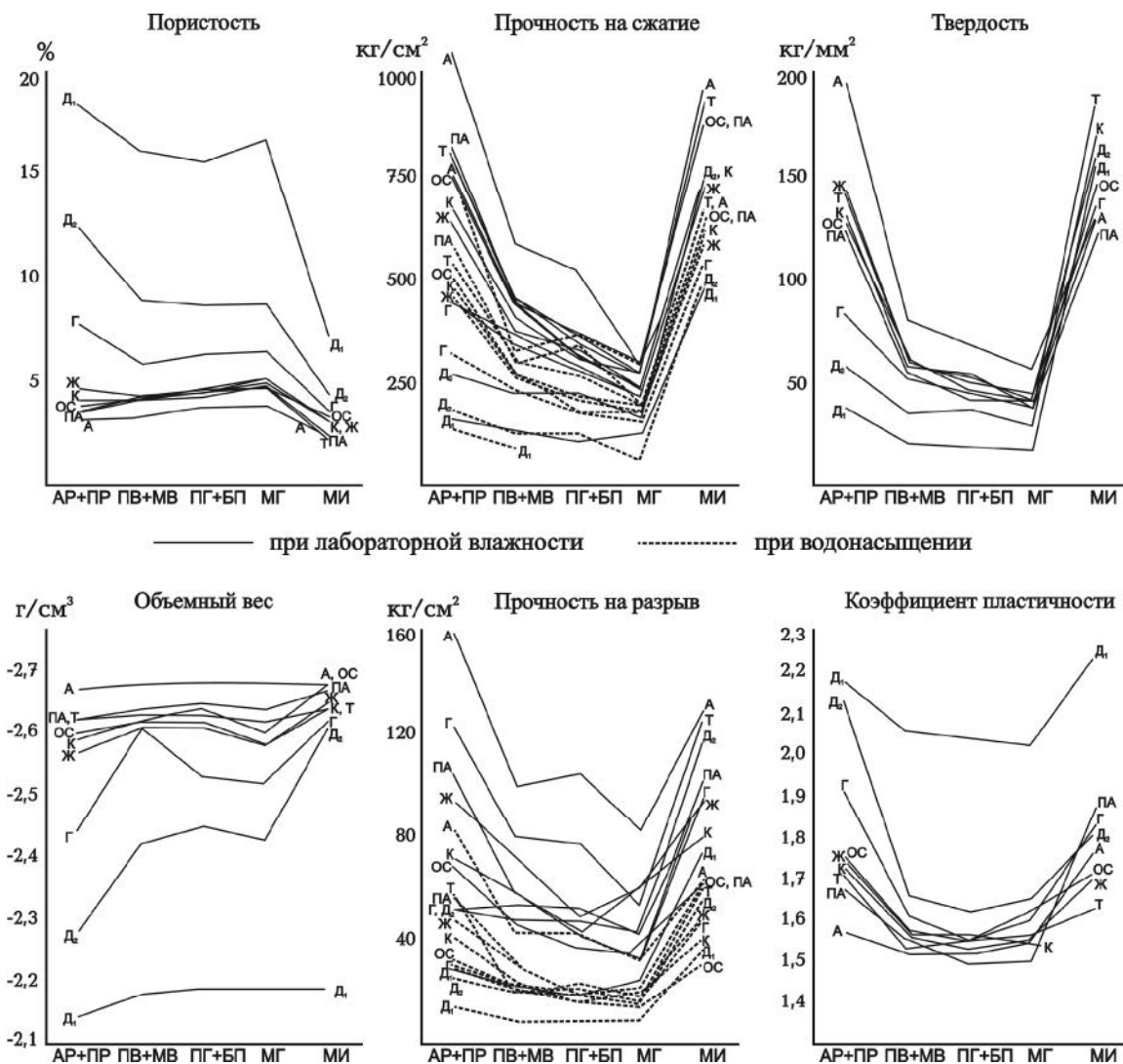


Рис. 7. Зависимость разных физических и физико-механических свойств пород донецкого карбона от их литолого-фациальной принадлежности и степени метаморфизма смежных углей

AR+PR – алювиальные и дельтовые русловые песчаники; PV+MB – лагунные и прибрежно-морские песчано-алевритовые отложения с волнистой слоистостью; PG+BP – лагунные и болотные алевро-глинистые отложения; MG – морские глинистые отложения; MI – известняки

ротажа). В то же время седиментационно-генетическая интерпретация комплексных каротажных характеристик ПТ разного генезиса позволила бы существенным образом повысить информативность сейсмостратиграфических и сейсмофациальных исследований. Здесь уместно подчеркнуть, что в целом комплекс каротажных данных (включая квазикаротажные кривые физико-химических и геохимических показателей по шламу), позволяющий построить непрерывные литолого-фациальные колонки, является про-

межучточным звеном между традиционными геологическими исследованиями (стратиграфия, литология и др.) и сейсморазведкой.

#### Методика фациального анализа глинистых отложений по данным бурения

В разрезах полифациальных угленосных отложений карбона разных районов Днепро-Донецкого авлакогена широко распространены континентальные, переходные

(приморские озера – лагуны – заливы) и морские (в широком диапазоне глубин) группы фаций глинистых пород, в то время как майкопская серия Керченского полуострова и прикерченского шельфа (котловинообразный бассейн эвксинского типа) представлена морскими относительно глубоководными отложениями – эвксинитами. Данные их комплексного исследования (с учетом эталонных интервалов, фациальная принадлежность которых охарактеризована на основе изучения представительного kernового материала) позволили установить следующий набор информативных показателей: естественная радиоактивность, удельное электрическое сопротивление, потенциал СП, рН суспензий пород, содержание бора, стронция и бария. По комплексу этих показателей четко различаются континентальные (элювиальные, аллювиально-пойменные, озерные, болотные), переходные (приморско-озерные, лагунные) и морские (мелководные, депрессионные) фациальные типы глин разной степени уплотнения.

Континентальные глины, которые характеризуются повышенной ролью аллотигенного каолинита, примесью мелкоалевритового кварцевого материала, отличаются от лагунных, проливных, а также бескарбонатных морских глин более высокими (10–20 Ом·м) сопротивлениями, слабокислыми (4–6) рН суспензий, низкими (в 2–10 раз ниже по сравнению с лагунными, проливными и депрессионными морскими) содержаниями бора, стронция, бария и относительно высокими концентрациями титана, циркония, галлия. Они характеризуются повышенной ториевой радиоактивностью, особенно типичной для сухарных глин (флинтклеев) турне и нижнего визе, которые, кроме того, отличаются от обычных глин аномально высокими (20–50 Ом·м) сопротивлениями. Для углистых разновидностей характерна повышенная уран-радиевая радиоактивность.

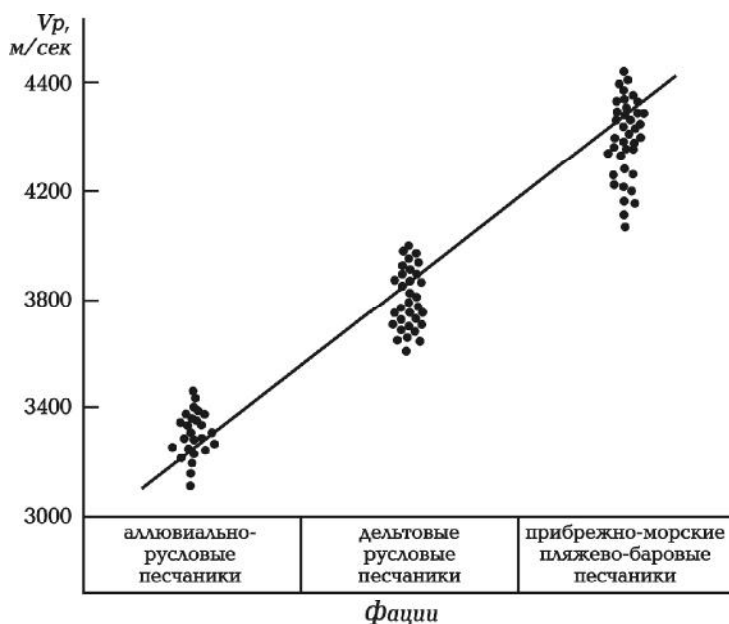


Рис. 8. График зависимости скорости распространения продольных упругих колебаний в песчанниках от их фацальной принадлежности (по А. Е. Лукину, с использованием экспериментальных данных В. Е. Забигаило и Н. Н. Павловой);

Глинистые осадки приморских озер, лагун и заливов отличаются от континентальных глин низкими сопротивлениями, более четко выраженными положительными аномалиями СП, повышенной уран-радиевой радиоактивностью (ториевая радиоактивность их понижена, калиевая радиоактивность выше, чем в континентальных и ниже, чем в морских глинах). По сравнению с континентальными и морскими глинами для них характерно более высокое содержание бария.

Морские глины, по сравнению с озерно-лагунно-заливными, характеризуются более широкими вариациями промыслово-геофизических показателей. Удельные сопротивления варьируют от 1 до 10 Ом·м. Их максимальные значения характерны для известковистых шельфовых глин, а минимальные – для бескарбонатных депрессионных глин с повышенным содержанием фрамбоидального пирита. Последние отличаются и максимальными в указанном фациальном ряде положительными аномалиями СП, что обусловлено сочетанием повышенных значений диффузного и мембранного потенциала (высокая дисперсность смектит-гидролюдистого вещества) и максимальной общей электрохимической э.д.с.

(обильный фрамбоидальный пирит). В указанной последовательности возрастают: общая, калиевая и уран-радиевая радиоактивность, концентрации стронция, микроэлементов группы железа (Cr, Ni, Co, V), халькофилов (Cu, Zn, Mo и др.).

Фациальная диагностика смежных с ПТ глинистых отложений существенно повышает достоверность генетического моделирования ПТ.

Только используя указанные тенденции изменения промыслово-геофизических и геохимических показателей и владея информативной подборкой эталонных разрезов с надежной фациальной характеристикой (по традиционным литологическим, палеонтологическим, палеоэкологическим показателям) и возможностью экспериментальной проверки достоверности генетического моделирования ПТ по промыслово-геофизическим и геохимическим данным, можно создать современную системную универсальную методологию фациальной диагностики ПТ по данным бурения. Наиболее благоприятны в этом отношении скважины со сплошным отбором керна большого диаметра и комплексом "угольного каротажа", включающего методы СП и сопровитлений, ГК, НГК, ГГК и квернометрии.

## Заключение

Таким образом, проблему адекватного седиментационно-генетического моделирования ПТ по данным бурения следует решать на основе системного подхода [7]. Суть последнего применительно к данной проблеме, как и при разработке надежной технологии прямых поисков [8], состоит в подборе таких параметров, которые независимо друг от друга характеризуют разные элементы ловушки (залежи). Поэтому решать указанную проблему следует одновременно разными путями: 1) привлекая данные по эталонным разрезам с достаточно достоверными литолого-фациальными колонками, составленными по данным изучения представительного кернового материала; 2) используя комплекс взаимодополняющих друг друга промыслово-геофизических показателей (в первую очередь СП и ГК); 3) учитывая некоторые геохимические показатели (прежде всего содержание В, Sr,

Ва в самом ПТ и смежных глинистых и карбонатных отложениях); 4) используя данные по фациальной природе смежных литом разного состава.

Впервые такая программа фациального анализа разных породных парагенезов и седиментационно-генетического моделирования ПТ по данным бурения была предложена свыше 35 лет назад [6]. Изложенная в пленарном докладе на Всесоюзном совещании по методике поисков неантиклинальных ловушек нефти и газа (Ленинград, ВНИГРИ, 1976 г.) и в докладе на конференции "Системный подход в геологии" (Москва, МГУ, 1978 г.), она получила полное одобрение, что отразилось в соответствующих решениях. Тем не менее достоверность фациальной диагностики ПТ и палеогеографических реконструкций "закрытых" регионов по данным глубокого бурения по-прежнему совершенно недостаточна для эффективных поисков, разведки и разработки залежей УВ в литологических и комбинированных ловушках. Без решения данной проблемы невозможно эффективное освоение огромных ресурсов нефти и газа, сосредоточенных в малоамплитудных ловушках полифациальных терригенных комплексов.

1. Буш Д. Стратиграфические ловушки в песчаниках. – М.: Мир, 1977. – 215 с.
2. Иванов Г. А. Угленосные формации. – М.: Недра, 1965. – 250 с.
3. Комаров С. Г. Геофизические методы исследования скважин. – М.: Недра, 1973.
4. Конибир Ч. Э. Палеогеоморфология нефтегазоносных песчаных тел. – М.: Недра, 1979.
5. Лукин А. Е. Литогеодинимические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. – Киев: Наук. думка, 1997. – 224 с.
6. Лукин А. Е. Опыт фациального анализа по промыслово-геофизическим данным. – М.: ВИНТИ, 1978. – 32 с.
7. Лукин А. Е. Принципы системного фациально-генетического анализа при поисках нефти и газа // Системный подход в геологии: Тез. Всесоюз. совещ. – М.: Изд-во Моск. ун-та, 1978. – С. 220–222.
8. Лукин А. Е. Прямые поиски нефти и газа: причины неудач и пути повышения эффективности // Геолог Украины. – 2004. – № 3. – С. 18–43.
9. Лукин А. Е., Курилюк Л. В., Абражевич Э. В. и

- др. Опыт прогнозирования и поисков залежей нефти и газа в песчаных телах // Сов. геология. – 1986. – № 1. – С. 35–44.
10. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
11. Ронов А. Б. Предисловие к книге: Пески и песчаники / Петтиджон Ф., Поттер П., Сивер Р. – М.: Мир, 1976. – 534 с.
12. Семенович В. В. Поиски нефти и газа в неантиклинальных ловушках – значение проблемы // Методика поисков стратиграфических и литологических залежей нефти и газа. – Баку, 1983. – С. 29–30.
13. Pirson S. Geologic well log analysis Gulf Publ. – Houston, 1975.
14. Visher G. S. Use of vertical profile in environmental reconstruction // Bull. Am. Assoc. Petrol. Geologists. – 1965. – Vol. 49, N 1. – P. 41–61.

Ин-т геол. наук НАН Украины,  
Киев  
E-mail: ukrnigri@mail.cn.ua

Статья поступила  
24.01.12



## ЗМІСТ

- ЛУКІН О. Ю., КОРЖНЕВ П. М., НАУМЕНКО О. Д., ОКРЕПКИЙ С. В. Проблема фаціальної діагностики піщаних тіл та шляхи її вирішення ..... 7
- КРАЮШКІН В. О., КЛОЧКО В. П., ГУСЕВА Е. О., МАСЛЯК В. О. Нафтогазонакопичення на континентальному схилі Південної Америки ..... 22
- ОРЛОВ О. О., ЄВДОЩУК М. І. Енергоспоживання майбутнього ..... 39
- ШНЮКОВ Є. Ф., ЄМЕЛЬЯНОВ В. О., МИТРОПОЛЬСЬКИЙ О. Ю. Перспективи відкриття родовищ лікувальних грязей (пелоїдів) в українському секторі глибоководної області Чорного моря ..... 43
- ГРАНОВА А. К., ВОЛИНСЬКА В. О. Геологічна будова ділянки узбережжя Алібей-Шагани (Північно-Західне Причорномор'я) ..... 58
- ШЕВЧУК В. В., ІВАНІК О. М., ЛАВРЕНЮК М. В., ЛАВРЕНЮК В. І. Методичні засади моделювання впливу небезпечних геологічних процесів на функціонування трубопровідно-транспортних природно-техногенних систем ..... 66
- ШЕСТОПАЛОВ В. М., МОІСЕЄВ А. Ю., МОІСЕЄВА Н. П., ЛЕСЮК Г. В. Мінеральні води Закарпаття ..... 74
- ХРУЩОВ Д. П., ЛОБАСОВ О. П., КОВАЛЬЧУК М. С., РЕМЕЗОВА О. О., БОСЕВСЬКА Л. П., КИРПАЧ Ю. В. Цільові експертні системи геологічного спрямування ..... 87
- ВЕЛІКАНОВ В. Я., КОНСТАНТИНЕНКО Л. І., БЕЛЄВЦЕВА М. Р., ІВАНОВ А. І., МАЛЮКІНА В. К. Нові стратиграфічні підрозділи в нижньому і верхньому венді південно-західного схилу Українського щита ..... 100
- Гіпотези. Дискусії. Рецензії**
- МАКАРЕНКО О. М. Космічний фактор "надлишкового" тепловиділення в надрах Землі і планет. Стаття 3. Спільні для планет космічні причини "надлишкового" виділення тепла ..... 104
- Ювілеї**
- ЛЯЛЬКО В. І., ПОПОВ М. О., ФЕДОРОВСЬКИЙ О. Д., ЛЕВЧИК О. І. Державна установа "Науковий Центр аерокосмічних досліджень Землі Інституту геологічних наук Національної академії наук України" (До 20-річчя від дня заснування) ..... 116
- ЄЛИЗАВЕТА ЯКІВНА КРАЄВА (До 90-річчя від дня народження) ..... 121



А. Е. Лукин, П. М. Коржнев, А. Д. Науменко, С. В. Окрепкий

## ПРОБЛЕМА ФАЦИАЛЬНОЙ ДИАГНОСТИКИ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ПЕСЧАНЫХ ТЕЛ И ПУТИ ЕЕ РЕШЕНИЯ

У багатьох нафтогазоносних провінціях з вичерпаним тією чи іншою мірою фондом чітко виражених антиклінальних структур основний напрям пошуково-розвідувальних робіт пов'язаний з пошуками покладів у різних морфогенетичних типах піщаних тіл, що утворюють закономірні просторово-часові угруповання. У зв'язку зі складністю картування та опішування відповідних типів літологічних (седиментаційно-палеогеоморфологічних) і комбінованих пасток особливого значення набуває проблема фаціальної діагностики піщаних тіл, що представлені різноманітними окремими акумулятивними формами різних генетичних типів теригенних відкладів. У статті охарактеризований сучасний стан даної проблеми і намічені основні шляхи її вирішення.

The main direction of geological prospecting in many petroliferous provinces with in a variable degree exhausted stock of anticline traps is connected with exploration for oil and gas pools in sandy bodies of various nature. Their geometry, morphology, sizes, character of their time-space clusters are determined by facial-genetical nature. So the problem of facies identification and genetical modeling of sandy bodies from the data of deep drilling has assumed important significance. The paper deals with characterization of current state of this problem and searching for ways of its solution.

### Вступление

Известный тезис о "несоразмерно более широко распространении неантиклинального (в частности, седиментационно-палеогеоморфологического. – А. Л.) экранирования по сравнению с антиклинальным" [12, с. 29] подтверждается опытом поисково-разведочных работ в различных нефтегазоносных бассейнах (НГБ) Мира, в соответствии с которым, чем выше степень геолого-геофизической изученности и, соответственно, разведанности недр того или иного НГБ (провинции), тем выше квота запасов углеводородов (УВ), сосредоточенных в неантиклинальных ловушках. Указанная закономерность находит независимое подтверждение в существовании большого количества мелких и огромного (тысячи и десятки тысяч) – очень мелких (менее единицы усл. топл.) залежей УВ в нефтегазоносных провинциях с достаточно высокой (для выявления основных геостатистических закономерностей нефтегазонакопления) степенью изученности. В полной мере это проявляется в регионах с высокой и достаточно равномерной плотностью глубокого бурения не только в пределах антиклинальных поднятий и выступов, но также на моноклиналях и в межструк-

турных пространствах. Наиболее показательны в этом отношении данные по Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, Мидконтиненту и Пермской впадине (см. таблицу). [Здесь следует отметить, что далеко не каждый нефтегазоносный регион с достаточно длительным стажем освоения и большими объемами бурения удовлетворяет указанным требованиям. Так, для провинций с интенсивной соляной тектоникой, к которым относится Днепровско-Донецкая впадина (ДДВ), благодаря большому первоначальному фонду положительных локальных структур, степень изученности глубоким бурением моноклиналей и межструктурных пространств весьма неравномерна, вплоть до наличия ряда "белых пятен". Это относится и к Западным нефтегазоносным регионам Украины. Степень изучения обширной Волинно-Подольской окраины Восточно-Европейской платформы глубоким бурением в целом весьма незначительна. Что же касается Карпатского региона, где почти все известные залежи нефти и газа приурочены к пликвативно- и дизъюнктивно-экранируемым ловушкам, при большом количестве скважин, их площадное распределение весьма неравномерно. В еще большей мере это относится к Азово-Черноморскому региону.]

Основная часть скоплений УВ этого "экспоненциального хвоста" связана с разнообразными морфогенетическими типами пес-

**Количество месторождений (залежей) с разными запасами в некоторых наиболее полно разведанных нефтегазоносных провинциях Мира**

Супергиганты (≤500 ед.усл.топл.)	Гиганты (≤100 ед.усл.топл.)	Крупные (≤30 ед.усл.топл.)	Средние (10–30 ед.усл.топл.)	Мелкие (<10 ед.усл.топл.)	Очень мелкие (<1 ед.усл.топл.)
Мидконтинент (центральная часть Северо-Американской платформы)					
1	1	9	~95	~550	~6500
Пермская провинция (юго-западная окраина Северо-Американской платформы)					
0	5	20	~75	~400	~5000
Волго-Уральская провинция					
2	6	15	~50	~200	~1200

чанных тел (ПТ). Точнее, речь идет о различных по форме, морфологии и размерам литомах, которые, при преобладании аренитов (псаммитов), представлены также алевролитами и псефитами, пачками и толщами тонкого переслаивания (ритмиты, флиш и т. п.).

Среди известных нефтяных, газоконденсатных, газовых и гетерофазных месторождений Украины (по состоянию на 01.01.2012 г. их количество достигло 390) залежи 370 из них связаны с песчаными коллекторами антиклинальных, а также комбинированных ловушек. Количество залежей в типично неантиклинальных ("неструктурных"), в частности седиментационно-палеогеоморфологических (русла, бары и другие ПТ в условиях моноклинального и межструктурного залегания), ловушках пока еще незначительно. Однако их промышленная нефтегазоносность доказана в Восточном, Западном и Южном регионах, где существуют все геологические (стратиграфические, седиментационно-палеогеографические, тектоно-геодинамические) предпосылки их формирования и широкого распространения. Более того, есть основания предполагать возможность расширения перспективных территорий указанных регионов именно вследствие распространения зон нафтидонакопления (от гидравлически-экранированных газовых залежей до больших скоплений тяжелых нефтей и битумов) в разнообразных трендах и ареалах развития ПТ на склонах Украинского щита и Воронежской антеклизы.

Фундаментальной чертой седиментационно-палеогеоморфологических ловушек, связанных с ПТ, является повсеместность их развития (в пределах областей распространения соответствующих нефтегазоносных терригенных полифациальных комплексов), поскольку их формирование имманентно

прерывисто-непрерывному процессу осадконакопления и является одним из основных проявлений дискретного строения осадочных формаций. Поэтому, чем выше степень геолого-геофизической изученности и разведанности недр того или иного бассейна, тем больше доля запасов УВ, сосредоточенных в неантиклинальных и комбинированных ловушках. Так, в некоторых НГБ Северо-Американской платформы с неантиклинальными седиментационно-палеогеоморфологическими (баровыми, русловыми, рифовыми и др.) ловушками связано свыше 80% открытых залежей. В Украине же, как отмечалось, их роль пока невелика.

Обломочные фанероморфные грубообломочно-алевропесчаные породы, которые образуют разнообразные по форме, размерам, морфологии и генезису литомы (условно именуемые здесь ПТ), составляют около 20–25% объема осадочной оболочки Земли [11]. Значение неразрывно взаимосвязанных теоретических и прикладных аспектов изучения их генезиса (определение генетических типов отложений и частных аккумулятивных форм) и фациальной диагностики определяется, с одной стороны, тем, что ПТ разного ранга, будучи показателями повышенной энергетики седиментационного процесса, являются также и важными литогеодинамическими индикаторами [5] и, по выражению А.Б. Ронова, отмечают "кульминации начальных и заключительных стадий тектонических циклов" [11, с. 5]. С другой стороны, общеизвестна их ведущая роль как коллекторов подземных вод и рассолов, нефти, газа и битумов, стратиформного оруденения, рассыпных концентраций благородных металлов и т. п.

Особое значение достоверные фациальные реконструкции и адекватные седимен-

тационные модели ПТ имеют для решения разных проблем нафтидологии – от прогноза, поисков и разведки залежей нафтидов различного фазового состояния в литологических (седиментационно-палеогеографических) и комбинированных ловушках до проектирования эффективных режимов разработки месторождений и освоения трудноизвлекаемых запасов нефти. Форма ПТ как природного песчаного резервуара, его морфология, структурно-текстурные особенности и петрофизические параметры определяют условия формирования ловушек (залежей), конфигурацию их пространственно-временных группировок и другие критерии зонального и локального прогноза нефтегазонасности. Указанные исследования являются необходимой составной частью прогнозирования геологического разреза – важнейшего направления изучения НГБ, возникшего на стыке сейсмостратиграфии, тектоники и седиментологии. Его суть состоит в адекватном формационном и фациальном моделировании конкретного осадочного бассейна, его сегментов и зон нефтегазонакопления по комплексу геологической и геофизической (в частности, сейсморазведочной) информации на основе современных компьютерных технологий.

Основной составляющей этого моделирования являются комплексные литологические исследования, главная задача которых заключается в фациальной диагностике ПТ. Именно она должна лежать в основе зонального и локального прогнозов нефтегазонасности связанных с ними неантиклинальных (литологических или корректнее – седиментационно-палеогеоморфологических) и комбинированных (в комбинации с пликвативными и дизъюнктивными факторами улавливания УВ) ловушек (залежей). От степени адекватности седиментационно-генетического моделирования ПТ зависит эффективность прогнозирования, поисков, разведки и разработки приуроченных к ним нефтяных и газовых залежей. Однако сложная сама по себе задача достоверной фациальной диагностики ПТ многократно осложняется в условиях дефицита прямой литолого-фациальной информации, что обычно для глубокого бурения на нефть и газ с ограниченным отбором керна. Изучение последнего, включая текстурный (опре-

деление типов слойчатости, знаков ряби, иероглифов и т. п.) и структурный (многофракционный гранулометрический) анализы, является необходимым условием указанной диагностики и основой успешного применения косвенных, в частности каротажных фациально-генетических показателей.

### **Фациальная диагностика ПТ по промыслово-геофизическим и геохимическим данным**

В связи с указанными трудностями генетического моделирования и фациальной диагностики ПТ при проведении геологоразведочных работ на нефть и газ в закрытых регионах более 50 лет назад появились попытки использования для этих целей каротажных показателей. Основное внимание при этом было, естественно, уделено стандартному каротажу и прежде всего методу спонтанной поляризации (СП), поскольку именно по этим кривым в те годы осуществлялось литологическое расчленение нефтегазонасных полифациальных терригенных формаций и корреляции их разрезов. Возможность использования каротажных кривых для седиментационного моделирования была впервые отмечена в 1954 г. американским исследователем Р. Нанцем, который, изучая нефтеносные палеодельтовые отложения олигоценовой формации Силлигсон (Техас), обратил внимание на связь конфигурации кривой СП с литологическим составом и успешно использовал ее для картирования ПТ. Аналогичные исследования пенсильванских палеодельтовых отложений в штате Оклахома проводил в 1955–1959 гг. Д.А. Буш (в дальнейшем – автор классического руководства по прогнозу нефтяных залежей в ПТ [1]). Тем не менее, речь еще не шла о фациальной типизации ПТ по каротажным данным. Впервые на фациально обусловленные различия конфигурации кривых СП указал в 1963 г. Ф. Сабане\*, который, прогнозируя "страти-

\* Один из авторов данной статьи в свое время, не зная об указанных американских работах, отметил аналогичные различия между морскими визейскими и аллювиальными средне-, верхнекаменноугольными песчаниками ДДВ и северо-западных окраин Донбасса (Лукин и др., 1965), но эти попытки фациальной диагностики ПТ по каротажу подверглись критике (невозможность использования "сигнатур" СП из-за техногенных искажений, а также огрехов при копировании каротажных кривых) и остались неопубликованными

графические" (по американской терминологии) залежи нефти и газа в меловых отложениях Нью-Мексико, установил четкие различия в конфигурации кривых СП между морскими баровыми и аллювиальными русловыми телами [10]. Отражение условий седиментации на кривых СП и возможность использования их конфигурации для фациальной диагностики баров, дельтовых протоков и аллювиальных русел были показаны в дальнейших работах S. Pirson [13], G. S. Visser [14], Ч. Э. Конибира [4] и др. Наиболее полно принципы и методики использования кривых СП для фациальной диагностики ПТ по материалам изучения нефтегазоносности мезозойских отложений Западной Сибири и Мангышлака были изложены в докторской диссертации В.С. Муромцева (1983), опубликованной в виде содержательной, но неудачно названной ("Электрометрическая геология песчаных тел...") монографии [10]. Действительно, при благоприятных условиях использование "электрометрических моделей" позволяет типизировать ПТ по конфигурации кривых ПТ (рис. 1).

Метод определения фаций по "электрометрическим моделям" [10] сводится к ряду операций, выполняющихся в определенной последовательности и направленных на установление сходства аномалий, обнаруженных на электрометрических разрезах скважин с эталонными электрометрическими моделями фаций. На отрезках кривых СП фиксируются положительные и отрицательные аномалии, анализируется общий характер кривой СП, определяется сходство с той или иной эталонной электрометрической моделью фации. При наличии сходства анализируются элементы аномалии и сравниваются с аналогами электрометрической модели (кровельная, боковая, подошвенная линии, ширина аномалии). Используя "электрометрические модели" фаций в пределах выбранных интервалов по кривым СП, в принципе можно прогнозировать генезис и определить особенности размещения отложений той или иной фации. Данные об изменении литолого-физических свойств пород, обусловленных характерными для определенной фации особенностями, могут быть получены также по материалам гаммакаротажа, которые используются для коррекции результатов, полученных методом СП, или в тех случаях, если этот метод не

может быть применен по техническим причинам [6].

При генетической диагностике ПТ континентального и прибрежно-морского генезиса необходимо учитывать, что "электрометрические модели" фаций разработаны для осевых частей ПТ, характеризующихся максимальными толщинами и контрастно выраженными особенностями условий седиментации (рис. 1).

При наличии неблагоприятных геологических (изменение минерализации пластовых вод, наличие соленосных отложений, чередование песчаных и карбонатных прослоев, значительные катагенетические преобразования пород) и технологических условий применение метода невозможно, поэтому в каждом регионе, прежде чем применять метод диагностики отложений по электрометрическим моделям, следует проанализировать возможности его применения.

Генетическая диагностика ПТ и вмещающих отложений осуществляется на основе их сравнения с современными аналогами или известными моделями по комплексу признаков: по форме тела, приуроченности к определенным палеогеографическим областям и зонам, морфогенетическим типам рельефа, ориентировке относительно береговой линии, характеру фациальных взаимоотношений ПТ и вмещающих отложений. Дополнительными диагностическими признаками являются комплекс литотипов, изменение зернистости пород по разрезу и т. п.

Но сложности применения метода СП при фациальной диагностике ПТ не ограничиваются влиянием техногенных факторов. Дело в том, что СП характеризует не только литологию, но и ряд других факторов (гидрохимию поровых растворов, гидрофильность – гидрофобность пород, состав вторичной, в частности сульфидной, минерализации и т. п.). Поэтому нет оснований считать конфигурации кривых СП универсальным фациальным показателем. Кроме того, следует учитывать и имманентно обусловленные сложности их интерпретации, обусловленные сходством седиментологического режима в абсолютно разных по генезису и фациальной природе отложениях (речные русла, контурные течения, поймен-

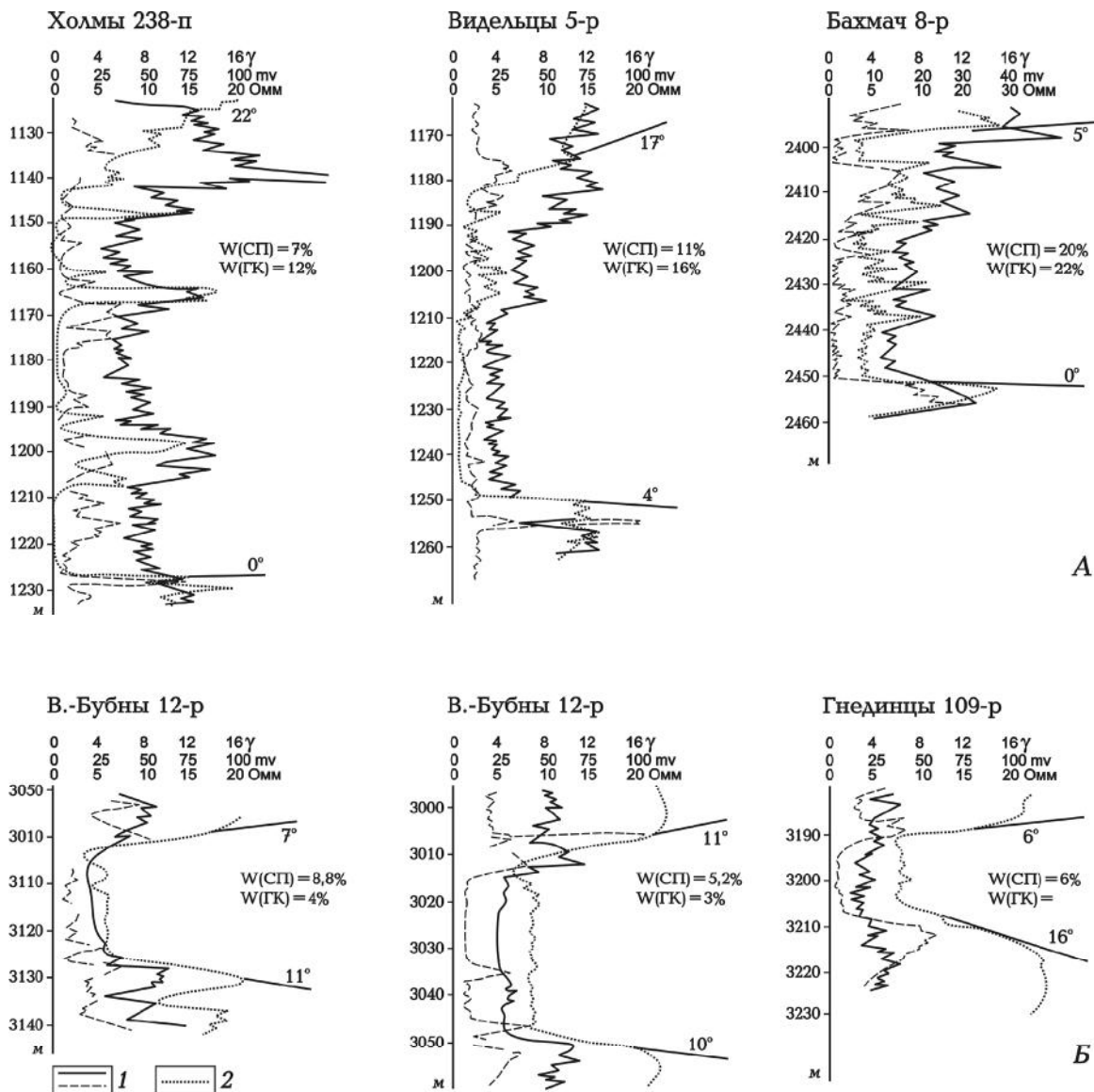


Рис. 1. Промыслово-геофизическая характеристика (стандартный каротаж, гамма-каротаж) основных фациальных типов ПТ карбона Днепровско-Донецкой впадины: А – аллювиальные и дельтовые русловые песчаники; Б – барово-пляжевые песчаники

1 – кривые электрических сопротивлений; 2 – СП

ные прирусловые валы, вдольбереговые бары, аллювиальные внутрирусловые острова, баровые острова и т. п. – рис. 2). Более того, известны примеры существенно разной фациальной трактовки хорошо изученных по обнажениям и горным выработкам формаций. Достаточно сопоставить известные интерпретации генезиса угленосных средне-верхнекаменноугольных отложений Донбасса (исследователи школы Ю. А. Жемчужникова и Д. В. Наливкин), совер-

шенно разные представления Г.А. Иванова и Б. Л. Афанасьева о природе мощных угленосных пластов и фациальных "механизмах" их расщепления [2] и т. п. Поэтому вызывают удивление работы, в которых на основании сугубо промыслово-геофизических данных приводятся "эталонные кривые СП" для разных ПТ (аллювиально-русловые, донно-течениевые, прибрежно-баровые, барово-островные и др.). Роль эталонов могут играть только те разрезы, в которых

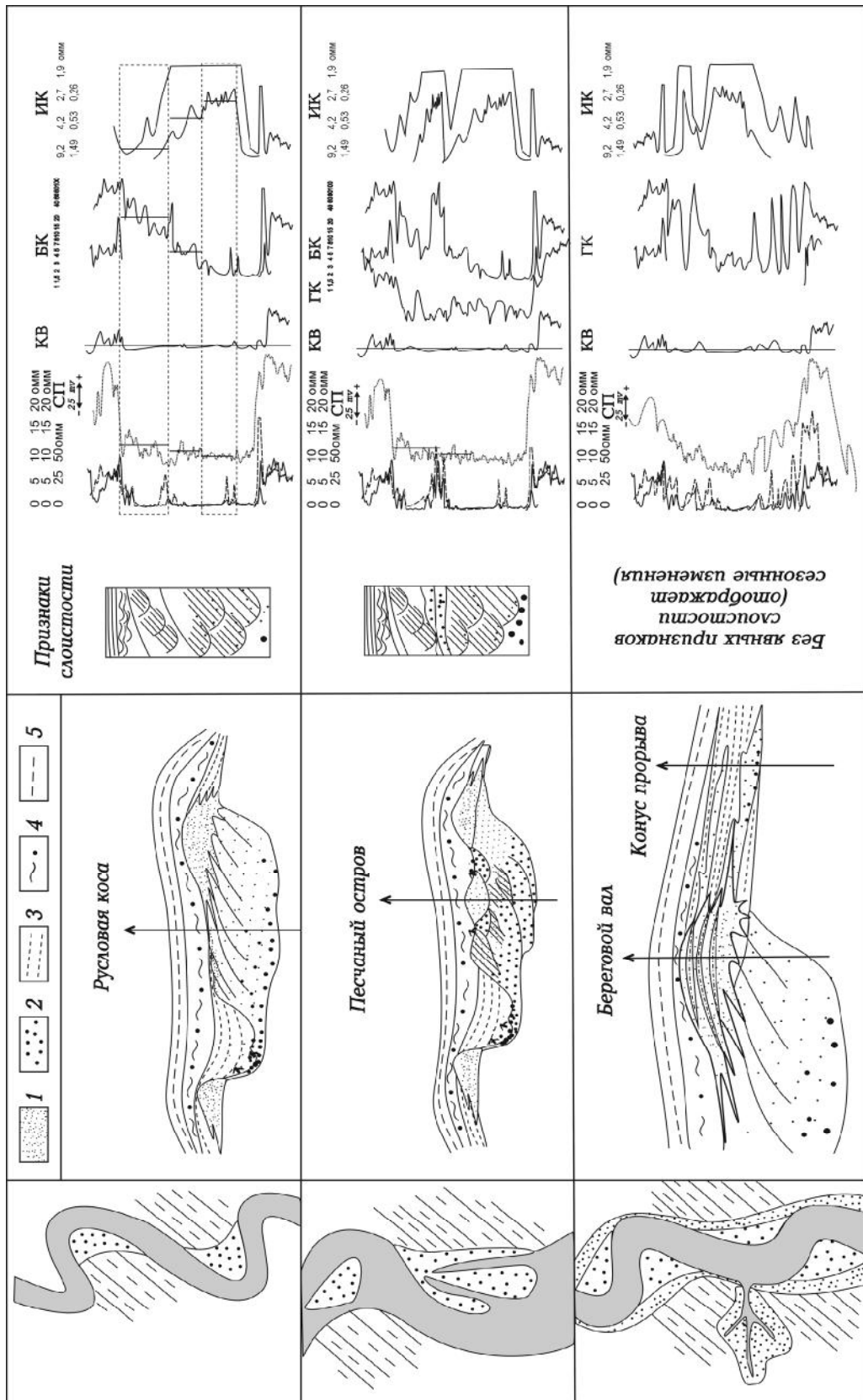


Рис. 2. Основные морфогенетические типы аллювиальных песчаных тел и их геофизические характеристики по данным ГИС  
 1 – русловые песчаники; 2 – песчаники и гравелиты; 3 – сухарные глины, образовавшиеся на алевролитах поймы; 4 – алевролиты и алевролиты внешней поймы; 5 – углистые полусухарные глины

детальные литолого-фациальные колонки сочетаются с набором качественных каротажных кривых (рис. 3). Последние, наряду со стандартным и радиоактивным (ГК, НГК) каротажем, могут включать кавернометрию, АК, а также ГГК (один из основных каротажных методов изучения угленосных толщ, аномалии которого, с одной стороны, позволяют выделять угольные пласты, а с другой – депрессионные черносланцевые пачки с высоким содержанием бора [6]). Здесь уместно подчеркнуть тот факт, что комплекс промыслово-геофизических (каротажных) исследований содержит огромную литологическую информацию, отражающую разные особенности структуры (прежде всего

характер распределения гранулометрии и глинистости), текстуры (массивность – слоистость разной морфологии) и вещественного состава (аркозы, кварцевые арены, граувакки, минералогия глинистого вещества, карбонатный цемент и т. д.). К сожалению, степень ее использования для фациальной диагностики и генетического моделирования в целом незначительна.

Привлекательность идеи фациальной диагностики ПТ по каротажным данным ("сигнатурам" СП, ГК и др.) связана не только с дефицитом керна, но прежде всего с реальной возможностью получения непрерывной не только литологической, но и фациальной характеристики разреза. Переход

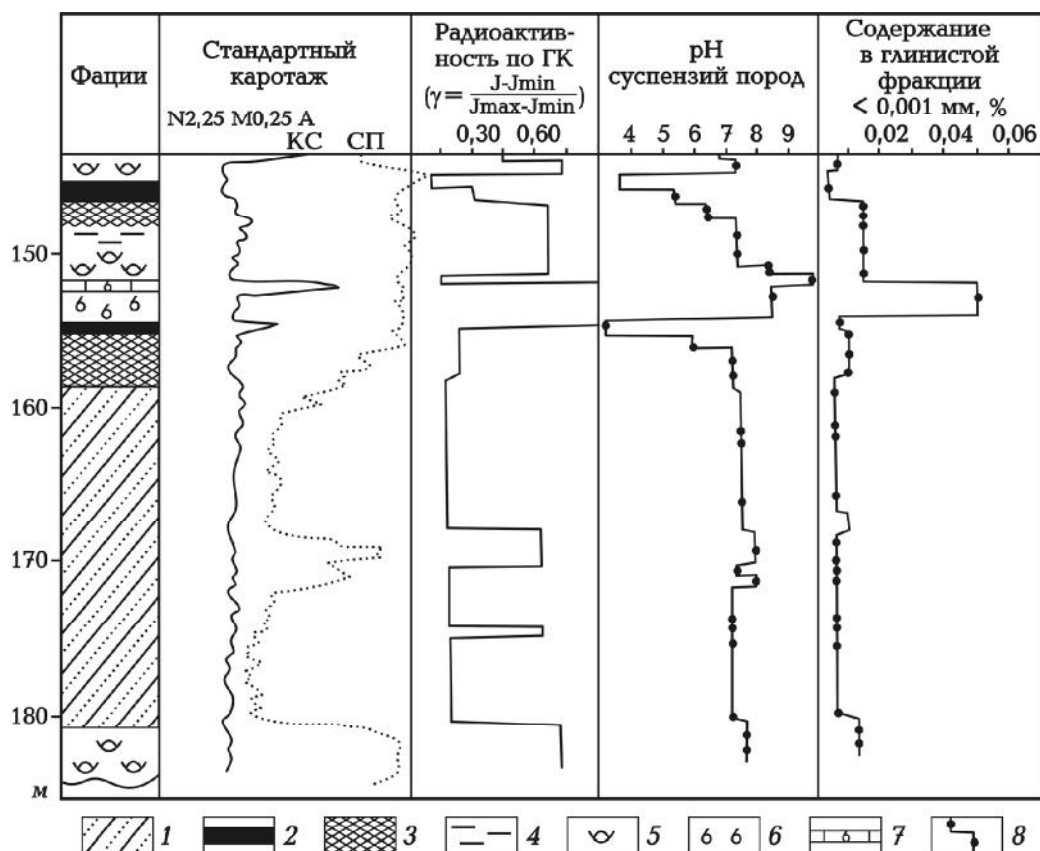


Рис. 3. Фрагмент литолого-фациальной колонки верхневизейских отложений (Западный Донбасс, Богдановский участок, скв. 1061) с некоторыми геохимическими и промыслово-геофизическими показателями

1 – аллювиальные русловые песчаники с однонаправленной косою слоистостью, ритмичной гранулометрической сортировкой и углистым материалом по наслоению; 2 – угли; 3 – болотные алеврито-глинистые отложения с текстурой "кучeryачик"; 4 – глинистые отложения приморских озер (темно-серые глины с отпечатками листьев и стеблей); 5 – глинистые лагунные отложения (темно-серые глины с углистым детритом и антракозидами); 6 – глинистые морские отложения (темно-серые известковистые глины с морской фауной); 7 – органогенно-детритовые известняки; 8 – точки отбора

от прогнозирования геологического разреза к прогнозу фациального разреза означал бы качественный скачок в эффективности сейсморазведки и бурения при поисках залежей нефти и газа в неантиклинальных и комбинированных ловушках, при освоении трудноизвлекаемых запасов нефти и газа, а также нетрадиционных источников УВ (центральнобассейновый, угольный и сланцевый газ, высоковязкие нефти и т. п.). Однако следует отметить, что данная проблема оказалась более сложной прежде всего за счет сходства конфигураций кривых совсем разных генетических типов ПТ. Обусловлено это близостью седиментационного режима разных генетических типов. Поэтому одна и та же форма кривой СП, как отмечалось, может характеризовать совсем разные генетические типы ПТ. Надежная фациальная диагностика вмещающих отложений (в частности, смежных глин) позволяет сделать однозначный выбор между речным руслом, дельтовой протокой или контурным течением. Более того, она позволяет дать обоснованный седиментационно-палеогеоморфологический прогноз закономерных ассоциаций ПТ.

Таким образом, проблему фациальной диагностики и седиментационно-генетического моделирования ПТ по промыслово-геофизическим и геохимическим каротажным\* данным следует решать одновременно двумя путями: во-первых, путем использования определенных петрофизических и геохимических характеристик самого ПТ и, во-вторых, привлекая данные по вмещающим (преимущественно глинистым) отложениям.

Анализ кривых СП для песчаников с надежной фациальной характеристикой по ядру (тип слоистости, состав фито- и зоогенных остатков, гранулометрические параметры на основе многофракционного ситового анализа) подтверждает фациально обусловленный характер их конфигурации. Близкие зависимости наблюдаются и в кривых ГК [6]. Более того, если потенциал СП, кроме распределения глинистого веществ-

ва, его минерального состава, степени дисперсности и гидрофильности, может определяться и другими факторами (состав поровых вод, пиритизация и т. п.), то кривая  $\gamma$ -активности отражает распределение в ПТ пелитового материала прежде всего. Вместе с тем для одних и тех же фациальных типов ПТ наблюдаются важные вариации "сигнатур" СП и ГК, что связано в первую очередь с разной ориентировкой пересечений тела. Однако, как показали результаты статистической обработки, некоторые параметры проявляют стойкие связи с фациальными типами ПТ [6]. К ним, в частности, относятся: 1) угол между горизонтальными прямыми и касательными к кривым СП в кровле ( $\alpha_{СП \text{ в кровле}}$ ) и подошве ( $\alpha_{СП \text{ в под}}$ ) ПТ; 2) соотношение величин  $\gamma$ -активности в прикровельной и приподошвенной частях ПТ ( $\gamma_{\text{кровли}}/\gamma_{\text{подошвы}}$ ); 3) коэффициенты вариации ( $W$ ) кривых в интервале ПТ. На основе этих параметров, косвенно отражающих седиментационно обусловленные структурные и текстурные особенности ПТ, в свое время были предложены генетические диаграммы (рис. 4). При искажении кривой СП вследствие геолого-техногенных причин (наличие соленосных отложений, использование гидрофобизирующих буровых растворов и т. п.) или при высокой степени катагенеза на первой из них можно использовать соответствующие параметры кривой ГК. Большинство фигуративных точек, отвечающих ПТ эталонных разрезов с достоверной фациальной диагностикой, довольно четко локализируются в пределах определенных седиментационно-генетических полей (рис. 4, 5). Присутствие полей недостоверности связано прежде всего с указанной изменчивостью сигнатур СП и ГК в зависимости от положения скважины относительно ПТ. Это, в частности, касается баров, тыловая (граничащая с лагуной) часть которых существенным образом отличается по литологическим особенностям и строению от фронтальной части (рис. 6). Подтверждением эффективности методов СП и ГК при седиментационно-генетическом моделировании ПТ являются установленные по эталонным разрезам на представительном фактическом материале довольно четкие статистически значимые различия между аллювиальными, дельтовыми и прибрежно-

\* Кривые распределения разных физико-химических (рН суспензии, электрокинетический потенциал и др.) и геохимических (концентрации бора, стронция и других элементов) показателей по шламу можно рассматривать как квазикаротажные.



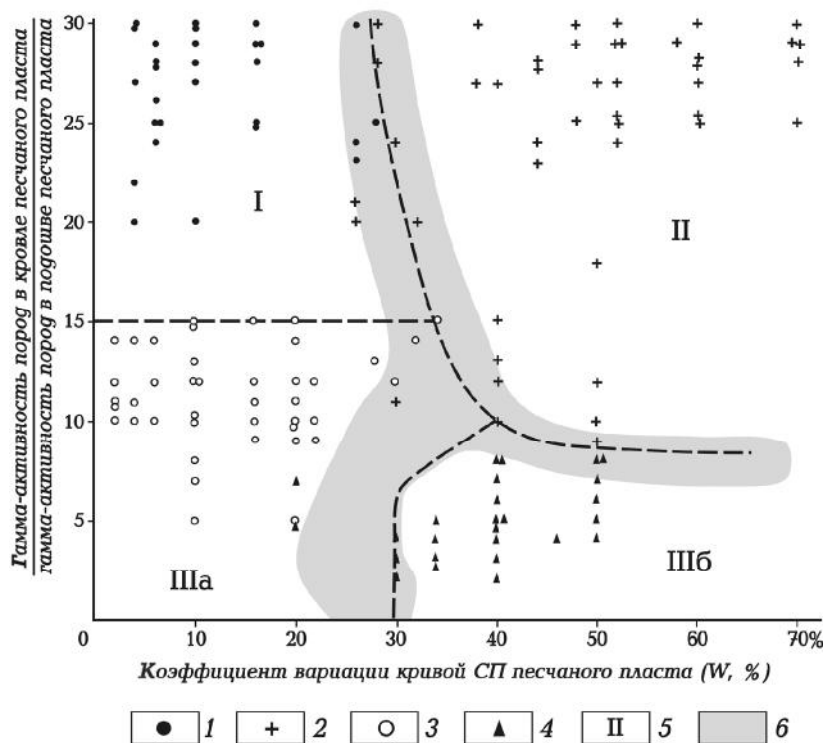
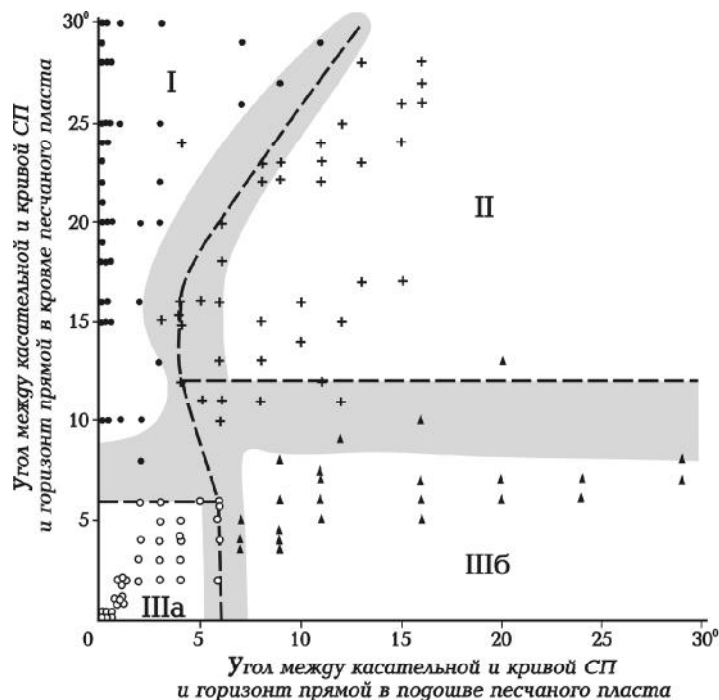


Рис. 4. Генетические диаграммы песчаных пород по промыслово-геофизическим данным (метод СП, гамма-каротаж) (по материалам изучения карбона Днепровско-Донецкой впадины и Донбасса)

1 – аллювиально-русловые песчаники; 2 – песчаники дельтовых рукавов; 3 – пляжево-баровые песчаники (прибрежная морская часть); 4 – баровые песчаники (лагунная часть); 5 – поля песчаников: I – аллювиальные русловые II – дельтовые рукава, IIIа – пляжево-баровые (сечения прибрежно-морских частей), IIIб – баровые (сечения лагунных частей); 6 – зоны недостоверности

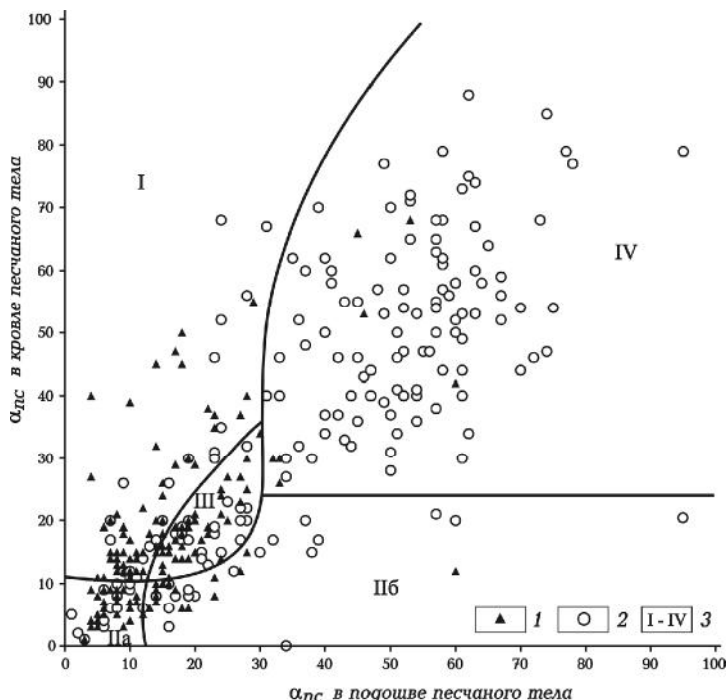


Рис. 5. Генетические типы верхнетульских, окских и турнейско-нижневизейских песчаников и алевролитов

1 – турнейско-нижневизейские песчаники, алевролиты; 2 – верхнетульские и окские песчаники, алевролиты; 3 – фациальные поля песчаников, алевролитов: I – аллювиальные, русловые; IIa – барово-пляжевые (фронтальная часть среза) или береговые валы, аллювий; IIб – баровые (тыловая часть среза) лагунные; III – дельтовые русловые; IV – турбидиты, контуриты ?

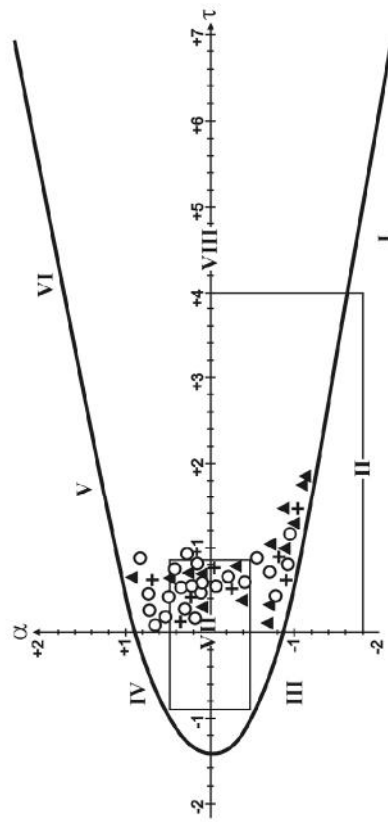
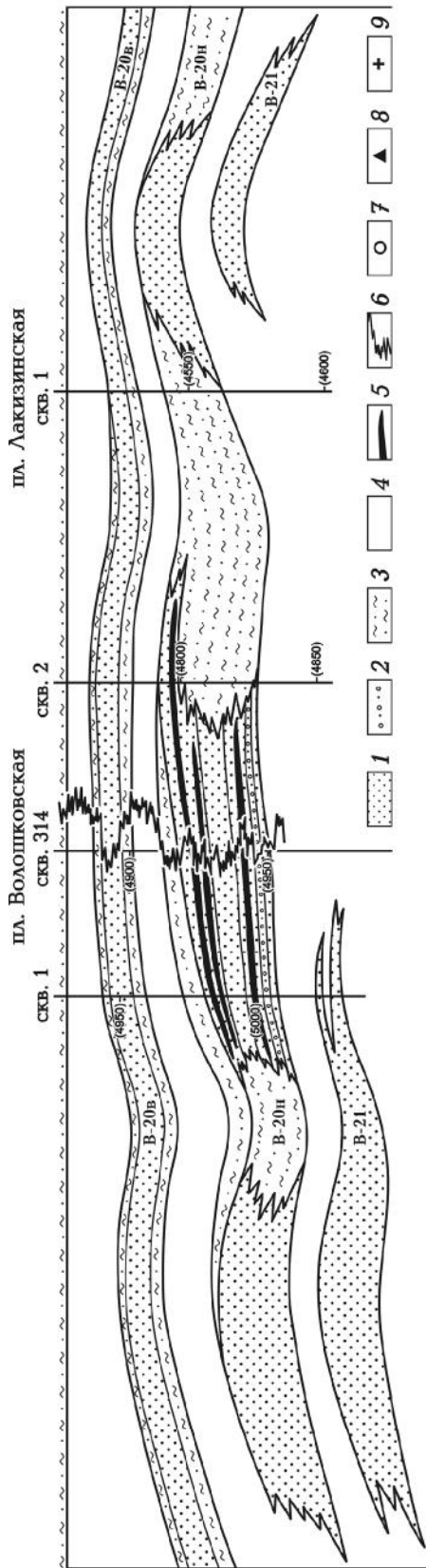
морскими алевропесчаными породами по значениям электрокинетического потенциала и гамма-спектроскопии [6].

Важным показателем морфогенетического типа ПТ являются радиоактивные аномалии (ГК, повышенная урановая и ториевая радиоактивность по данным гамма-спектрометрии), связанные с погребенными россыпями (рис. 6). Естественные шлихи (аномально повышенные концентрации цирконя, монацита, ксенотима, лейкоксена и других тяжелых радиоактивных минералов) присущи аллювиальным, дельтовым и прибрежно-морским песчаникам. Но их положение в разрезах соответствующих ПТ, толщина и строение существенно отличаются. По мнению одного из авторов [6, 9], это один из наиболее информативных фациальных показателей ПТ, который может быть отработан по материалам изучения погребенных россыпей разного типа, распространенных в палеогеновых и нижнеме-

ловых отложениях юго-западной части Восточно-Европейской платформы. О высокой информативности радиоактивных и совмещенных с ними магнитных аномалий свидетельствуют данные по разновозрастным песчаникам карбона Днепровско-Донецкого авлакогена [6].

Седиментационно обусловленные структурные, текстурные и минералогические особенности влияют на различия ПТ по ряду других петрофизических и физико-механических параметров. Так, при одинаковой степени катагенеза установлены различия в плотности и пористости между аллювиальными, дельтовыми и морскими песчаниками донецкого карбона. При одной и той же степени углефикации наблюдаются четкие различия между значениями модуля Юнга, коэффициента Пуассона, коэффициента пластичности, прочности на разрыв и сжатие для ПТ различного генезиса (рис. 7).

Подчинение плотностных и прочностных свойств алевропесчаных пород фациальному контролю представляет большой интерес, поскольку открывает возможность использования акустического каротажа (в частности, конфигураций кривых  $\Delta T$  и  $\alpha$  [3]) для генетической типизации ПТ. Это подтверждается данными специальных исследований акустических свойств песчаников карбона Донбасса в связи с проблемой выбросоопасности (работы В. Е. Забигаило и др.), которые свидетельствуют о четких различиях между аллювиальными, дельтовыми и прибрежно-морскими (пляжево-баровыми) песчаниками по таким параметрам, как коэффициент затухания колебаний частотой 500 кГц и скорость распространения упругих волн (рис. 8). К сожалению, как отмечалось, основная часть огромной фациально-генетической информации, содержащейся в промыслово-геофизических данных, по-прежнему не используется (за исключением "сигнатур" СП и, в меньшей мере, гамма-ка-



**Фациально-динамические поля:** I – застойные условия седиментации ниже нейтральной полосы (илловые впадины, котловины); II – застойные условия седиментации и слабые донные течения с привносом обломочного материала турбидитными течениями и дезинтеграционными потоками; III – слабые и умеренные однонаправленные движения (дельтовые проливы, речные выносы); IV – сильные речные или вдольбереговые морские течения; V – выход волн на мелководье, сильные вдольбереговые течения, накат волн; VI – выход волн на мелководье, сильный накат волн – верхняя половина участка; золотая обработка песков пляжей – нижняя половина участка; VII – прямоугольник логнормального распределения (золотая переработка речных осадков – верхняя половина прямоугольника; волновые процессы на мелководье, нейтральная полоса побережья – нижняя правая четверть прямоугольника); VIII – выход волн на мелководье, мощный накат – прибой (скорость динамической пересортировки превышает скорость привноса обломочного материала)

Рис. 6. Волошковское месторождение. Литолого-палеогеологический разрез визейских отложений

1 – песчаники мелкозернистые; 2 – песчаники крупно- и разномзернистые; 3 – алевролиты; 4 – глинистые породы; 5 – горизонты с повышенным содержанием минералов тяжелой фракции; 6 – кривая гамма-активности; точки анализов; 7 – скв. 314; 8 – скв. 1; 9 – скв. 2

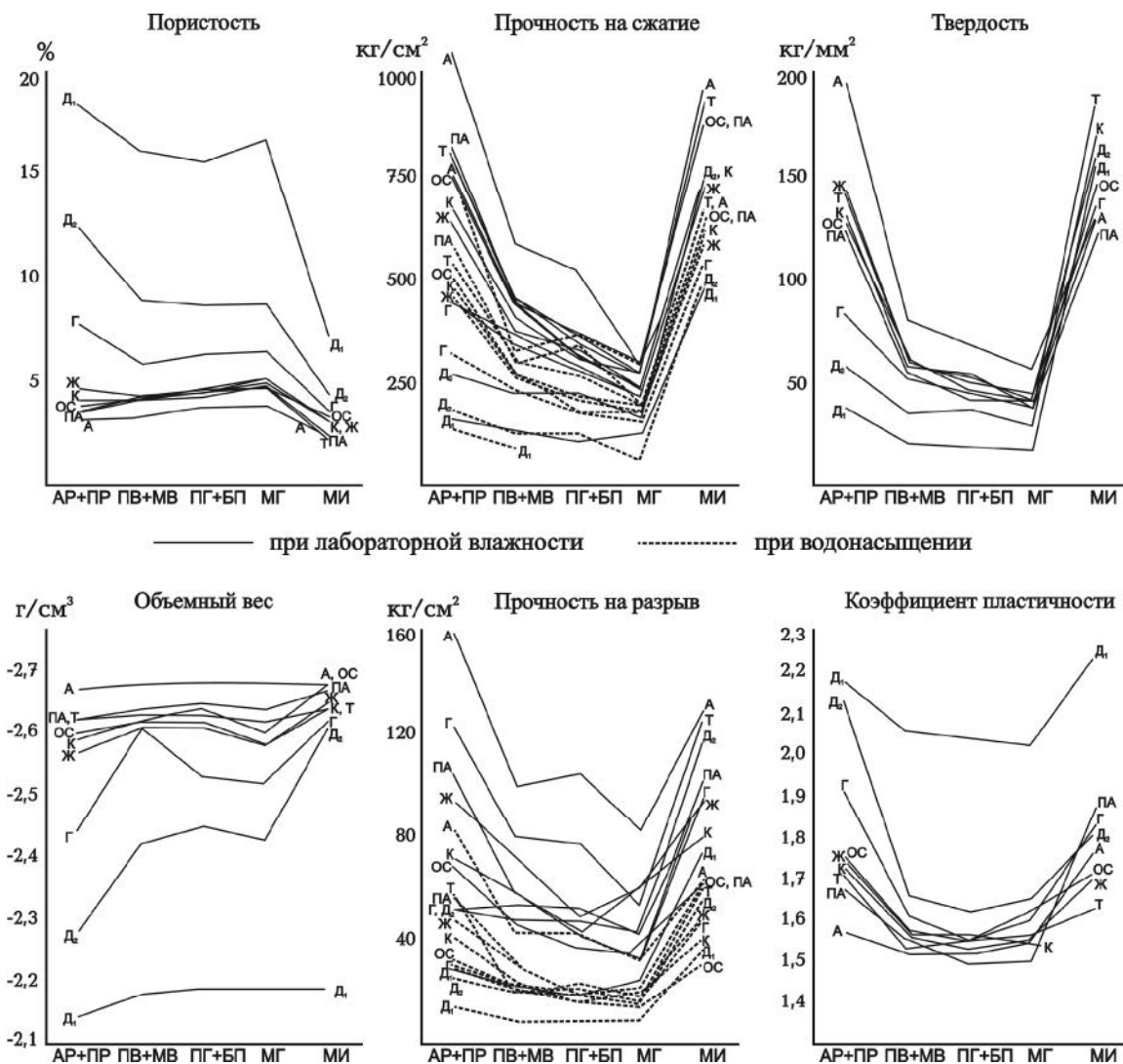


Рис. 7. Зависимость разных физических и физико-механических свойств пород донецкого карбона от их литолого-фациальной принадлежности и степени метаморфизма смежных углей

AR+PR – алювиальные и дельтовые русловые песчаники; PV+MB – лагунные и прибрежно-морские песчано-алевритовые отложения с волнистой слоистостью; PG+BP – лагунные и болотные алевро-глинистые отложения; MG – морские глинистые отложения; MI – известняки

ротажа). В то же время седиментационно-генетическая интерпретация комплексных каротажных характеристик ПТ разного генезиса позволила бы существенным образом повысить информативность сейсмостратиграфических и сейсмофациальных исследований. Здесь уместно подчеркнуть, что в целом комплекс каротажных данных (включая квазикаротажные кривые физико-химических и геохимических показателей по шламу), позволяющий построить непрерывные литолого-фациальные колонки, является про-

межоточным звеном между традиционными геологическими исследованиями (стратиграфия, литология и др.) и сейсморазведкой.

#### Методика фациального анализа глинистых отложений по данным бурения

В разрезах полифациальных угленосных отложений карбона разных районов Днепро-Донецкого авлакогена широко распространены континентальные, переходные

(приморские озера – лагуны – заливы) и морские (в широком диапазоне глубин) группы фаций глинистых пород, в то время как майкопская серия Керченского полуострова и прикерченского шельфа (котловинообразный бассейн эвксинского типа) представлена морскими относительно глубоководными отложениями – эвксинитами. Данные их комплексного исследования (с учетом эталонных интервалов, фациальная принадлежность которых охарактеризована на основе изучения представительного ядерного материала) позволили установить следующий набор информативных показателей: естественная радиоактивность, удельное электрическое сопротивление, потенциал СП, рН суспензий пород, содержание бора, стронция и бария. По комплексу этих показателей четко различаются континентальные (элювиальные, аллювиально-пойменные, озерные, болотные), переходные (приморско-озерные, лагунные) и морские (мелководные, депрессионные) фациальные типы глин разной степени уплотнения.

Континентальные глины, которые характеризуются повышенной ролью аллотигенного каолинита, примесью мелкоалевритового кварцевого материала, отличаются от лагунных, проливных, а также бескарбонатных морских глин более высокими (10–20 Ом·м) сопротивлениями, слабокислыми (4–6) рН суспензий, низкими (в 2–10 раз ниже по сравнению с лагунными, проливными и депрессионными морскими) содержаниями бора, стронция, бария и относительно высокими концентрациями титана, циркония, галлия. Они характеризуются повышенной ториевой радиоактивностью, особенно типичной для сухарных глин (флинтклевов) турне и нижнего визе, которые, кроме того, отличаются от обычных глин аномально высокими (20–50 Ом·м) сопротивлениями. Для углистых разновидностей характерна повышенная уран-радиевая радиоактивность.

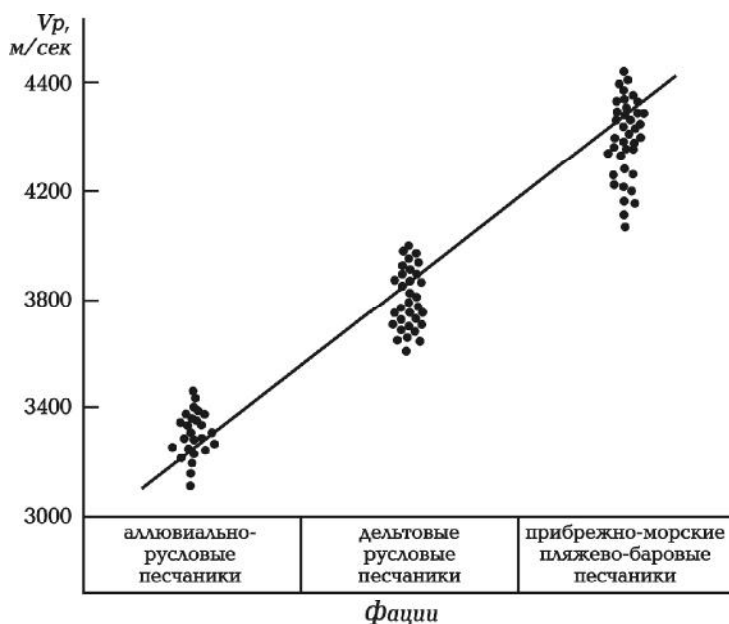


Рис. 8. График зависимости скорости распространения продольных упругих колебаний в песчанниках от их фацальной принадлежности (по А. Е. Лукину, с использованием экспериментальных данных В. Е. Забигаило и Н. Н. Павловой);

Глинистые осадки приморских озер, лагун и заливов отличаются от континентальных глин низкими сопротивлениями, более четко выраженными положительными аномалиями СП, повышенной уран-радиевой радиоактивностью (ториевая радиоактивность их понижена, калиевая радиоактивность выше, чем в континентальных и ниже, чем в морских глинах). По сравнению с континентальными и морскими глинами для них характерно более высокое содержание бария.

Морские глины, по сравнению с озерно-лагунно-заливными, характеризуются более широкими вариациями промыслово-геофизических показателей. Удельные сопротивления варьируют от 1 до 10 Ом·м. Их максимальные значения характерны для известковистых шельфовых глин, а минимальные – для бескарбонатных депрессионных глин с повышенным содержанием фрамбоидального пирита. Последние отличаются и максимальными в указанном фациальном ряде положительными аномалиями СП, что обусловлено сочетанием повышенных значений диффузного и мембранного потенциала (высокая дисперсность смектит-гидролюдистого вещества) и максимальной общей электрохимической э.д.с.

(обильный фрамбоидальный пирит). В указанной последовательности возрастают: общая, калиевая и уран-радиевая радиоактивность, концентрации стронция, микроэлементов группы железа (Cr, Ni, Co, V), халькофилов (Cu, Zn, Mo и др.).

Фациальная диагностика смежных с ПТ глинистых отложений существенно повышает достоверность генетического моделирования ПТ.

Только используя указанные тенденции изменения промыслово-геофизических и геохимических показателей и владея информативной подборкой эталонных разрезов с надежной фациальной характеристикой (по традиционным литологическим, палеонтологическим, палеоэкологическим показателям) и возможностью экспериментальной проверки достоверности генетического моделирования ПТ по промыслово-геофизическим и геохимическим данным, можно создать современную системную универсальную методологию фациальной диагностики ПТ по данным бурения. Наиболее благоприятны в этом отношении скважины со сплошным отбором керна большого диаметра и комплексом "угольного каротажа", включающего методы СП и сопровитлений, ГК, НГК, ГГК и квернометрии.

## Заключение

Таким образом, проблему адекватного седиментационно-генетического моделирования ПТ по данным бурения следует решать на основе системного подхода [7]. Суть последнего применительно к данной проблеме, как и при разработке надежной технологии прямых поисков [8], состоит в подборе таких параметров, которые независимо друг от друга характеризуют разные элементы ловушки (залежи). Поэтому решать указанную проблему следует одновременно разными путями: 1) привлекая данные по эталонным разрезам с достаточно достоверными литолого-фациальными колонками, составленными по данным изучения представительного кернового материала; 2) используя комплекс взаимодополняющих друг друга промыслово-геофизических показателей (в первую очередь СП и ГК); 3) учитывая некоторые геохимические показатели (прежде всего содержание В, Sr,

Va в самом ПТ и смежных глинистых и карбонатных отложениях); 4) используя данные по фациальной природе смежных литом разного состава.

Впервые такая программа фациального анализа разных породных парагенезов и седиментационно-генетического моделирования ПТ по данным бурения была предложена свыше 35 лет назад [6]. Изложенная в пленарном докладе на Всесоюзном совещании по методике поисков неантиклинальных ловушек нефти и газа (Ленинград, ВНИГРИ, 1976 г.) и в докладе на конференции "Системный подход в геологии" (Москва, МГУ, 1978 г.), она получила полное одобрение, что отразилось в соответствующих решениях. Тем не менее достоверность фациальной диагностики ПТ и палеогеографических реконструкций "закрытых" регионов по данным глубокого бурения по-прежнему совершенно недостаточна для эффективных поисков, разведки и разработки залежей УВ в литологических и комбинированных ловушках. Без решения данной проблемы невозможно эффективное освоение огромных ресурсов нефти и газа, сосредоточенных в малоамплитудных ловушках полифациальных терригенных комплексов.

1. Буш Д. Стратиграфические ловушки в песчаниках. – М.: Мир, 1977. – 215 с.
2. Иванов Г. А. Угленосные формации. – М.: Недра, 1965. – 250 с.
3. Комаров С. Г. Геофизические методы исследования скважин. – М.: Недра, 1973.
4. Конибир Ч. Э. Палеогеоморфология нефтегазоносных песчаных тел. – М.: Недра, 1979.
5. Лукин А. Е. Литогеодинимические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. – Киев: Наук. думка, 1997. – 224 с.
6. Лукин А. Е. Опыт фациального анализа по промыслово-геофизическим данным. – М.: ВИНТИ, 1978. – 32 с.
7. Лукин А. Е. Принципы системного фациально-генетического анализа при поисках нефти и газа // Системный подход в геологии: Тез. Всесоюз. совещ. – М.: Изд-во Моск. ун-та, 1978. – С. 220–222.
8. Лукин А. Е. Прямые поиски нефти и газа: причины неудач и пути повышения эффективности // Геолог Украины. – 2004. – № 3. – С. 18–43.
9. Лукин А. Е., Курилюк Л. В., Абражевич Э. В. и

- др. Опыт прогнозирования и поисков залежей нефти и газа в песчаных телах // Сов. геология. – 1986. – № 1. – С. 35–44.
10. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
  11. Ронов А. Б. Предисловие к книге: Пески и песчаники / Петтиджон Ф., Поттер П., Сивер Р. – М.: Мир, 1976. – 534 с.
  12. Семенович В. В. Поиски нефти и газа в неантиклинальных ловушках – значение проблемы // Методика поисков стратиграфических и литологических залежей нефти и газа. – Баку, 1983. – С. 29–30.
  13. Pirson S. Geologic well log analysis Gulf Publ. – Houston, 1975.
  14. Visher G. S. Use of vertical profile in environmental reconstruction // Bull. Am. Assoc. Petrol. Geologists. – 1965. – Vol. 49, N 1. – P. 41–61.

Ин-т геол. наук НАН Украины,  
Киев  
E-mail: ukrnigri@mail.cn.ua

Статья поступила  
24.01.12