

УДК 662.83:553.98(477.7)

Н.И. Евдошук¹, И.С. Рослий², М.О. Скребец³

БИРИФТИНГ ПРИДОБРУДЖИНСКО-ДНЕСТРОВСКОЙ ЗОНЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРОЧЕРНОМОРСКОГО (ОДЕССКОГО) АВЛАКОГЕНА

Восстановлены основные геодинамические этапы развития сложного Придобруджинско-Днестровского рифтогена. Определены факторы формирования месторождений газа и газоконденсата Каркинитско-Северокрымской рифтовой системы. Проведена аналогия структурно-тектонического строения Придобруджинского рифта с погребенным Одесским рифтом на шельфе Черного моря, где прогнозируется перспективный на нефть и газ каменноугольно-девонский нефтегазоносный этаж. Рекомендован комплекс геолого-геофизических исследований.

Ключевые слова: Придобруджинский, Одесский рифтоген, этапы развития, факторы формирования, месторождения углеводородов, этаж нефтегазоносности, перспективность.

Введение. Геологическое изучение более 40 месторождений углеводородных газов и нефти, анализ степени изученности Черноморско-Крымского узла авлакогенов и рифтогенных структур позволяет нам предложить актуалистический вариант нефтегазогеологического районирования этого региона и наметить принципиальные направления дальнейших поисковых работ на отдельных его участках [5]. Одним из них может быть Северо-Западночерноморский Одесский сектор шельфа, а в разрезе – зона восточного погружения Придобруджинско-Днестровского рифтогена. Нижнеднестровский, Северокрымский, Азовский, Мангишлакский и другие рифты в рифее начали формироваться в зоне трансконтинентального сдвига между Лавразией и Гондваной, а в силуре, девоне и мезозое неоднократно подвергались геодинамическим процессам регенерации. Детальные стратиграфические, структурно-тектонические и геодинамические исследования системы с прагматическо-прикладной целью были и остаются весьма актуальными. Методику исследований предлагается рассмотреть на модели геодинамического развития Придобруджинско-Днестровского рифтогенного сооружения как структурной составной части Причерноморско-Одесско-Сивашского грабена [7], с одновременным сравнительным анализом нефтегазоносности Каркинитско-Северокрымских рифтогенов.

Анализ проведенных исследований. Придобруджинский прогиб выявлен в 1965 г. сейсмической партией 201/65 (М.М. Биншток, А.Ф. Коморный), затем в 1974 г. сейсмические исследования методом КМПВ выполнены Арцизской с.п. 266/23, в результате чего были уточнены стратиграфическая схема и тектоника прогиба. В палеозойском разрезе его еще в 1971 г. А.И. Самсоновым и А.Ф. Коморным выделены Алуатский (в западной части) и Тузловский (в восточной части) грабены, перекрытые отложениями мезозоя и кайнозоя. Закартировано Саратовское валообразное поднятие юго-восточного простирания и амплитудой 1600 м по отложениям IV горизонта девона. В восточной части поднятия в 1983 г. в карбонатных коллекторах девона открыто Восточно-Саратовское нефтяное месторождение, а несколько позже – Желтоярское нефтяное месторождение и небольшие залежи углеводородов (УВ) на Белолесской и Сариярской площадях [1].

На восток от Придобруджинско-Днестровской системы на шельфе Черного моря тектоника и стратиграфия палеозойских отложений практически не исследованы, возможная нефтегазоносность осадочной толщи не определена.

© М.И. Евдошук, И.С. Рослий, М.О. Скребец, 2014

Поэтому методы геологической и промысловой аналогии, геодинамического развития и нефтегазоносности смежных территорий могут указать на перспективные направления работ в этой части шельфа.

Результаты исследований. *Этапы развития Придобруджинско-Днестровского рифта.* Разломная динамика рифтогенной кинематики в прогибе активизировалась в позднем протерозое. На Белолесско-Саратском участке, по Днестровскому шовному разлому амплитудой около 3000 м, образовался однобортный грабен, который к началу позднего силура, в результате активизации Чадырлунгского (Саратского) разлома стал двубортным, а затем погребен верхнесилурийскими отложениями (рис. 1, а). Смещение по Днестровскому листрическому разлому достигло амплитуды 4,6 км, по Саратскому – 1,7 км. Амплитуда горизонтального растяжения зоны в позднем рифее составила 1,8 км. Судя по распределению мощностей отложений, в рифее в приднестровском блоке происходило опережающее (на 2,1 км) опускание прибортовых зон, образовалась единая в Приднестровье Староцаричанская антиклиналь. В кембрии участок 7у по сбросу опустился на 1000 м, и в конце периода вся система (блоки 1л-7у) подверглась интенсивному размыву (рис. 1, а, е; табл. 1). В ордовикский период (S_1) вследствие опускания архейского блока на участке Q единая антиклиналь разделилась на две части: – Царичанскую антиклиналь, участка 8у и Саратский блок вблизи глубинного краевого рифтогенного разлома (рис. 1, а, табл. 1).

В раннедевонскую эпоху, вероятно синхронно с юго-западной морской трансгрессией, была заложена разломная система Придобруджинского рифта. После спокойного платформенного позднесилурийского (S_2) осадконакопления на Белолесско-Саратском участке образовались блоки рифтогенного типа со сбросами до 300 м и прогибанием до 1 км (табл. 1). Регенерация рифтогенеза произошла в позднем девоне с растяжением до 0,5 км и образованием синклинали на Белолесском участке, антиклинали – на Саратском, где краевой разлом Придобруджинского рифта достиг амплитуды 1,9 км, а Лиманский сброс на противоположном юго-западном борту – 1 км (рис. 1 б, е; табл. 1). Рифтообразование продолжалось и в раннем карбоне с опусканием внутририфтовых блоков. Со среднего карбона с продолжительностью времени до триаса рифтогенная зона была подвергнута деформациям тангенциального сжатия и размыва отложений. Образовалась Белолесско-Саратская антиклиналь. Прибортовая зона по Чадырлунгскому листрическому разлому в перми опустилась на 1400 м, затем блоки реверсивно по взбросам сместились на 500 м, произошел надвиг Лиманского блока (юго-западный борт) амплитудой 700 м на Белолесский. В целом, Придобруджинский рифт к концу перми был приподнят на 330 м (рис. 1, в, г; табл. 1).

Триасовый период характеризовался режимом растяжения участка (до 500 м в данном сечении), а затем небольшого сжатия (до 300 м), которое продолжилось и в юрский период, с геодинамическими напряжениями формирования синклинали прогиба. Динамика рифтогенной системы разломов постепенно угасала от пермского до юрского периода. В меловой период рифтогенная система с многочисленными блоками была погребена и в кайнозое развивалась в платформенном режиме с формированием субгоризонтальных отложений (рис. 1, д, е; табл. 1).

Факторы формирования месторождений УВ. На Саратском участке тектонически экранированная ловушка УВ начала формироваться в силурийское время, а превратилась в четкую антиклинальную форму в девоне (рис. 1, б, в). В кавернозно-трещинные известняки и доломиты среднего и верхнего девона начали поступать первые порции углеводородных соединений как по вертикальным, так и горизонтальным каналам. В зоне N, вероятно, формировалось сравнительно крупное многопластовое Саратское и небольшое Белолесское месторождения (рис. 1, г). Но в начале мезозоя произошла кардинальная перестройка структурного плана – вследствие надвигания Лиманской плиты Саратский свод испытал инверсию, превратившись в синклинали, залежи разрушились, частично переформировались с потерей легких фракций, а нефтяные УВ остались в Восточно-Саратском тектоническом блоке и Белолесской

структуре (рис. 1, д, е; табл. 1, 2). Геодинамический механизм формирования ловушки, структурно-тектонические условия, возраст залежи и свойства нефти полуразрушенного Желтоярского месторождения однозначно свидетельствуют о сходном механизме формирования залежей, месторождений и нефтегазопроявлений Придобруджинского рифтогена.

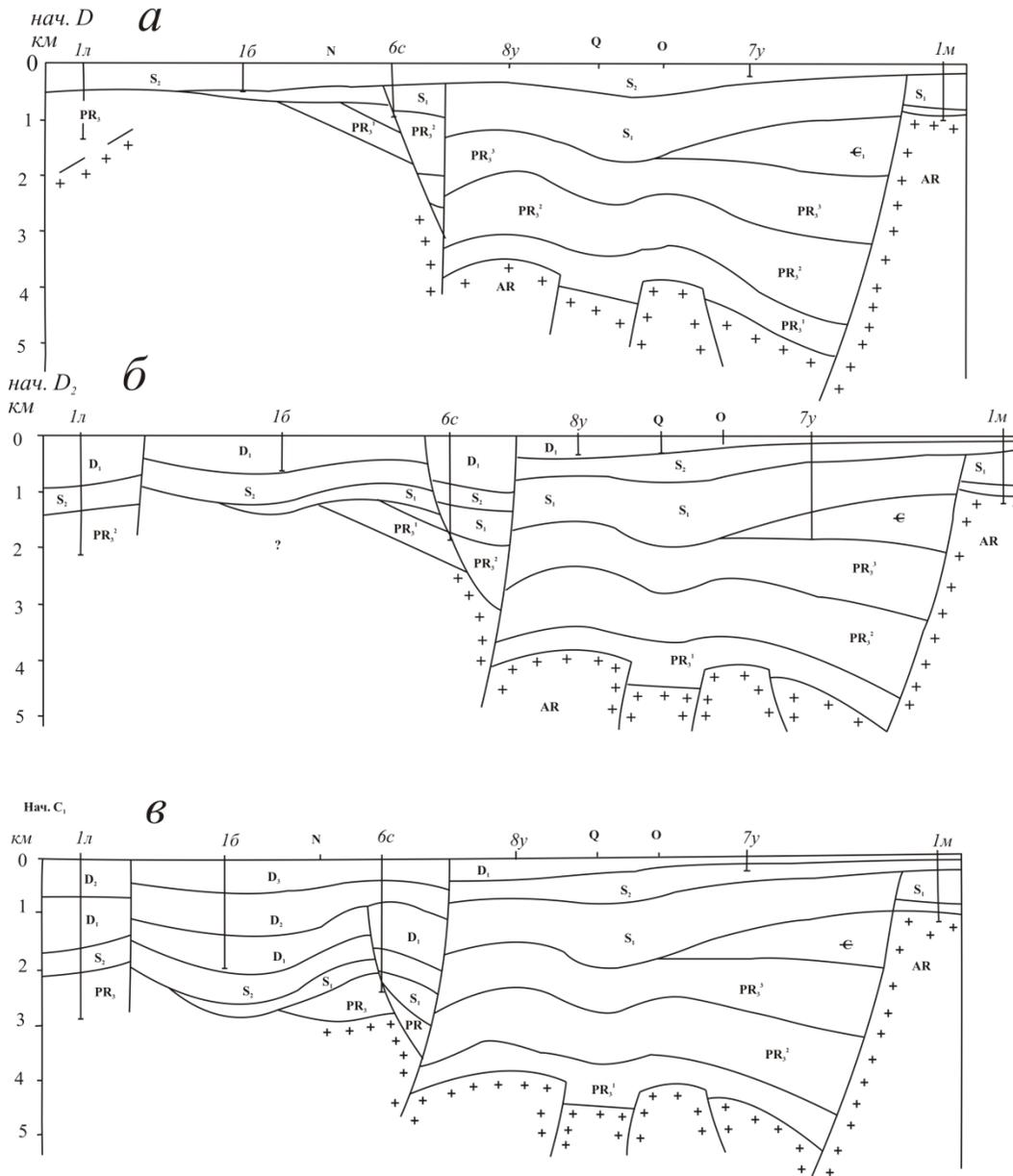


Рис. 1. (а-в) Сбалансированная геодинамическая модель рифтогенеза Придобруджинско-Днестровского рифта (по материалам А.И. Самсонова с соавторами [6] в интерпретации И.С. Рослого)

Этапы развития: а – к начало девона, б – к начало среднего девона, в – к начало раннего карбона, г – к начало триаса, д – к начало мелового периода, е – современный геологический разрез по профилю с. Лиманское – с. Петровка.

Таблица 1

Геодинамические этапы и кинематика блоков Придобруджинско-Днестровского рифтогенеза

Период, эпоха	Индекс	Кинематика, блок, амплитуда (A≈км)					Фрагм. на рис. 1
		Растяжение, блок, А км	Сжатие, блок, А км	Вертикальные инверсии	Сбросы, блок, А км	Взбросы, блок, А км	
Протерозой (верхний рифей)	PR ₃	Позднерифейский рифтогенез 6с-1м; А 1,4	–	Опускание А 2,1	1 м листрический А 3,4; с-А 1,3	–	а
Кембрий	Є	–	–	Опускание 7у, размыв 6с-О	1 м А 1,0	–	а
Ранний силур	S ₁	Рифтогенез А 0,4	А 0,3 размыв 1л-1 м	Опускание А 1,2	6с А 0,4; 1 м 0,2	–	а
Поздний силур	S ₂	Режим платформы	Режим платформы	Опускание А 0,4	–	–	а
Ранний девон	D ₁	Грабено-образован. 1л, 6с, А 0,3	Размыв 8у-1 м	Проседание А до 1,0	А 0,15-1л А 0,3-с	–	б
Девон	D ₂ +D ₃	Рифтогенез А 0,2; 1л-6с	6с-анти-клиналь А 0,3; сжат. 0,1	16-6с опускание 8у-1 м размыв	А 1,5-6с А 0,4-1л	–	в
Ранний карбон	C ₁	Синеклиза	6с-8у А 0,5	Прогибание 16-8у; А 0,6	А 0,4-1л А 0,1-6с	–	г
Средний и поздний карбон	C ₂ +C ₃	–	–	Подъем, размыв 1л-1м	–	–	–
Пермь	C ₃ (?)+Р	–	1л-8у А 0,7 16, N-анти-клиналь	1л-8у, А 0,33 подъем, размыв	Листрический А>1,4; Р ₁ до 0,3	Листрические осн. А 0,5; 1л-16 А до 0,7; надвиг 1л NA до 0,6; 6с А до 0,3	г
Триас	T	16-О А 0,5	16-О А 0,27	Опускание А 0,5 8у синклин. А 0,6	N, 6с 0,3-0,2	8у А 0,2	д
Юра	J	Режим платформы	N А 0,33	Опускание А 0,3 синклин. N А 0,7 6с-7у платформа	NA 0,34	-	д
Итого	PR+PZ +MZ	2,8	2,2		1л-0,95; 6с-2,3; 1 м А-4,6	1л А-1,2; 6с-0,5	

Примечание: Символы блоков, участков: 1л – блок Лиманской скв.1; 16 – Белолесской скв.1; N – блок N; 6с – Восточно-Саратская скв. 6; 3у, 7у, 8у – участки угольных скв. 3, 7, 8; 1м – блок скв. 1Мир; Q, O – участки Староцаричанской площади. Символы А 1,4 и др. – амплитуда смещения, в км. Линейные метрические измерения имеют условный характер.

Судя по многочисленным факторам и условиям формирования (геодинамическим, литологическим, органогенным, латерально- и глубинновертикально миграционным, температурным и пр.), можно говорить о значении только структурно-тектонических и литологических факторов, которыми обеспечена частичная сохранность запасов залежей нефти. Верхнедевонский и каменноугольные комплексы покровов и сеть разрывных нарушений сыграли деструктивную роль в сохранности газа и легких углеводородных соединений; периодически они мигрировали в вышележащие осадочные толщи, где, как известно, тоже не сохранились.

Можно принять за аксиому, что Придобруджинско-Днестровская протерозой-палеозойская система рифтов резко не обрывается у береговой линии Черного моря, а

продолжается в шельфовой зоне южнее Одесского залива под мезозойскими платформенными образованиями. Более того, продолжение системы следует ожидать под Каркинитско-Северокрымскими наложенными рифтогенными структурами с возможным погружением под Индоло-Кубанским прогибом или же в Североазовской зоне (рис. 2). Наличие разрывных нарушений и стратиграфических несогласий на месторождениях и вблизи них у названных рифтогенах расценивается как решающий фактор формирования большинства этих месторождений, часть которых показана в табл. 2.

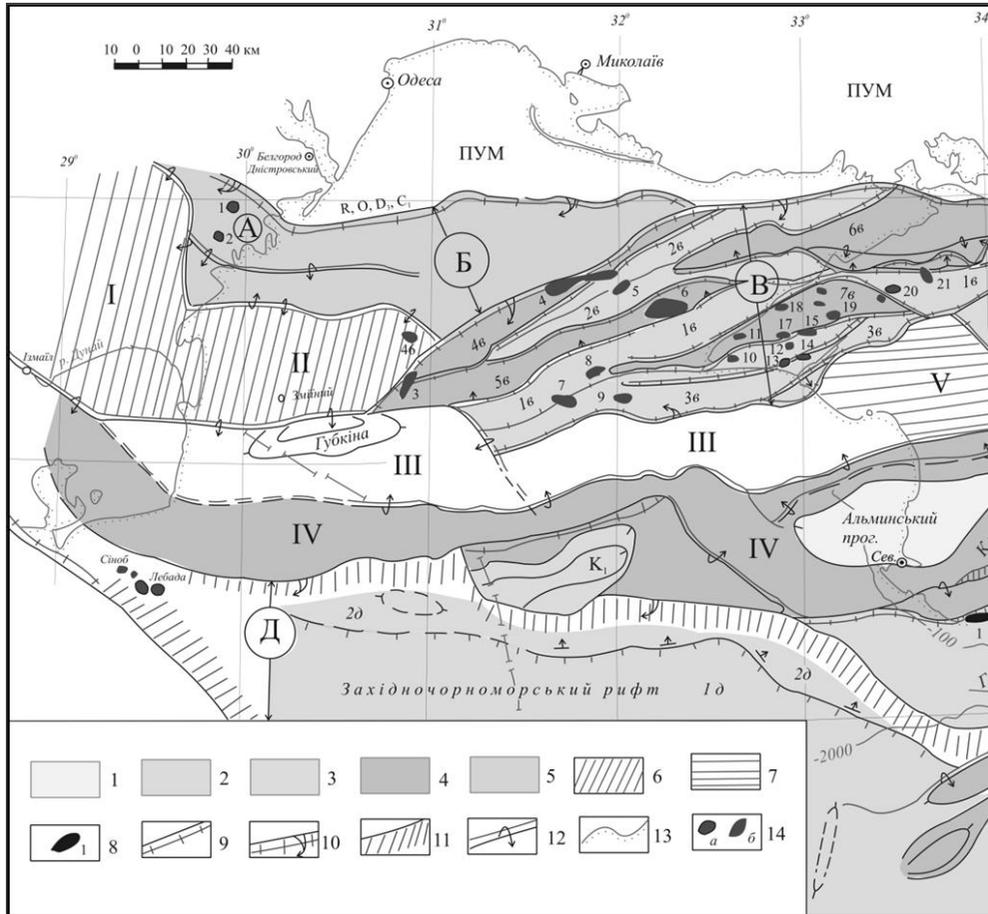


Рис. 2. Тектоническая схема Придобруджинских, Каркинитско-Северокрымских и Западночерноморских рифтогенных структур (фрагмент рисунка из работы с [5]).

Условные обозначения: 1 – Кайнозойский прогиб; 2 – осевые грабены: 1в – Михайловско-Сребренский, 1д – Западночерноморский; 3 – прибортовые грабены: 2в – Шмидтовско-Каркинитский, 3в – Архангельско-Тарханкутский; 4 – внутририфтовые выступы: 4в – Голицинский блок, 5в – Шмидтовский блок, 6в – Каркинитский горст, 7в – Глибовско-Рилеевский горст; 5 – погребенные рифейские и палеозойские грабены; 6 – дорифтовые структурно-тектонические массивы; 7 – моноклиальный склон; 8 – Алупкинский интрузивно-вулканогенный массив; 9 – сбросы; 10 – глубинные листрические разломы; 11 – глубоководные уступы по сбросам; 12 – взбросы, надвиги; 13 – береговая линия морей; 14 – месторождения (под №): а – нефти: 1 Восточно-Саратское, 2 Желтоярское, 13 Западнооктябрьское, 14 Октябрьское, 20 Серебренское; б – газа и газоконденсата: 3 Одесское, 4 Голицинское, 5 Южноголицинское, 6 Шмидтовское, 7 Штурмовое, 8 Архангельское, 9 Крымское, 10 Еленовское, 11 Черноморское, 12 Краснополяное, 15 Кировское, 16 Глибовское, 17 Карлавокое, 18 Ярилгацкое, 19 Задорненское, 21 Тетьяновское, 46 Безымянное. Буквенные обозначения рифтогенов в кольцах: А – Придобруджинский (R₃, O₁, D₃-C₁); Б – Северо-Западночерноморский (Одесский протерозой-палеозойский); В – Северокрымский (MZ-KZ); Д – Западночерноморский (KZ). УМ – Украинская моноклиналь. Римские цифры: I – Болградско-Лиманский структурно-тектонический массив; II – Придунайский Черноморский выступ; III – Губкинско-Ильичевский вал; IV – Западнокрымская бортовая гряда, V – Центральнокрымский бортовой массив

Наиболее вероятный механизм формирования сначала рассмотрим на примере структурно-тектонического размещения залежей Голицинской площади [1]. Здесь палеоценовая газоконденсатная залежь в карбонатном трещинно-поровом коллекторе сформировалась явно за счет генерационного потенциала меловых отложений, залегающих на протерозое (не исключается также их потенциал). Ловушка в меловых отложениях тектоническим нарушением была разрушена, а в палеоценовых оказалась более надежной. УВ сюда мигрировали по разлому и стратиграфическому контакту. Более подвижные легкие газовые фракции вертикально и латерально мигрировали выше, образовав залежь в майкопских отложениях на глубине 450-480 м. По такому механизму залежи образовались на двух гипсометрических уровнях вдоль взбросовой (надвиговой) антиклинали (под № 4 на рис. 2, в табл. 2). Аналогично образовалась майкопская залежь на Шмидтовской брахиантиклинали (№ 6, табл. 2, рис. 2), а газоконденсатные залежи в меловых и палеоценовых отложениях следует считать первичными и остаточными в полуразрушенном месторождении. Основную роль в формировании нижних палеоценовых залежей и верхней майкопской залежи сыграл сброс северо-западного крыла Одесской брахиантиклинали (№ 3, рис. 2, табл. 2). Вертикальная по нарушениям и латеральная внутрислоевая и по базальным горизонтам миграции УВ были основными факторами формирования Архангельского и Оленовского месторождений (№ 8, 10). Факторами формирования значительного по запасам Штормового газоконденсатного месторождения (№ 7) служила миграция УВ по внутрислоевому стратиграфическому несогласию. Не исключено, однако, что залежь в нижнем палеоцене генерировалась в комплексе с диффузионными легкими УВ из меловых или более глубоких горизонтов. Можно также предположить, что часть легких газов была рассеяна в вышележащих над залежью палеогеновых напластованиях. Нефтяные и газоконденсатные месторождения в меловых отложениях (№ 13, 14, 20, 21), скорее всего, образовались в кайнозойское время вследствие дегазации ранее существовавших крупных залежей. Поэтому эти месторождения следует считать полуразрушенными, а залежи в них – остаточными.

Руководствуясь фактором разрушения меловых и, возможно, более глубоких юрских и триасовых залежей и перестроения их в залежи в палеоценовых и майкопских отложениях, предварительно можно говорить о таком: крупные скопления газа на структурах в ловушках палеогена могут расцениваться как малая вероятность встретить значительные скопления УВ на тех структурах в глубоких горизонтах мела, юры и триаса (№ 3, 4, 7, 8, табл. 2); и наоборот, малые по запасам залежи в кайнозойских отложениях становятся прогнозными критериями наличия более крупных скоплений в глубоких горизонтах мезозоя и, возможно, палеозоя (№5, 10, 11, 18, 19, табл. 2). В целом, Каркинитско-Северокрымская рифтогенная система (меловой рифтоген) под углом в северо-восточном направлении пересекает рифейско-палеозойские рифты субширотного простирания. А большинство описанных месторождений, так или иначе связанных с меловым рифтом, в плане, очевидно, находятся в скрытых узлах пересечения разновозрастных разрывных нарушений [3] (см. рис. 2). Поэтому вполне вероятно, что УВ могли поступать не только из среднепалеозойских комплексов, подобных зафиксированному в Придобружье, но и с нижнепалеозойских и даже рифейских образований из глубинных локальных структур Одесско-Джанкойского рифтогена.

Перспективы нефтегазоносности Одесского авлакогена. В Придобруджинском прогибе некоторые авторы прогнозируют наличие средних и крупных месторождений УВ на основании прямых и косвенных критериев: общегеологических и стратиграфических, литологических, структурно-тектонических, прямых нефтегазоносных, геофизических и др. [6]. В частности, наличие мощной, до 8000 м, толщи осадочной толщи, среди наслоений которой бурением установлено благоприятное сочетание продуцирующих, аккумулярующих и экранирующих пластовых систем различного литологического состава, промышленная нефтеносность отложений D₂ и D₃, прямые признаки наличия УВ, в том числе и в осадочно-вулканогенных породах, широкое распространение анти-

Таблиця 2
Основные параметры месторождений нефти и газа Приднестровских и Каркинитско-Северокрымских рифтогенных [1, 5]

№ на рис. 2	Месторождения		Этаж нефтяногазоносности	Глубина комплекса	Стратиграфия и литология		Тип ловушки	Морфология		Геологические запасы, млн т у.т.
	Название	Состав УВ			Возраст	Тип коллектора		Наличие стратигр. несогласия	Установленные разрывы, к-во	
1	Восточно-Саратовское	Н	3	2630-3367	D ₃ ² , D ₁ ¹ , D ₂ ²	карбонатно-трещинный	купол	ну	2	11,60
2	Желтоярское	Н	1	3100-3238	D ₃ ²	карбонатно-трещинный	брахиаантиклиналь	ну	ну	1,33
3	Одесское	Г	3	400-1670	R ₁ , R ₂	песчаник, известняк	антиклиналь	ну	1	11,20
4	Голлицинское	ГК	2	480-2243	R ₁ , R ₂ R ₃	карбонатный трещин.-поровый	ТЭ антиклиналь	ну	3	12,57
5	Кожноглицинское	Г	1	575-670	R ₂ R ₃	песчаник	антиклиналь	ну	1	1,85
6	Шмидтовское	Г, ГК	3	650-3200	K ₂ , R ₁ , R ₂ R ₃	песчаник, карбонатно-трещинный	купол	+	1	2,73
7	Штормовое	ГК	1	1800-2021	R ₁	карбонатный	антиклиналь	+	1,6н	18,70
8	Архангельское	Г	3	400-614	N ₁ ² , R ₁ R ₂ , R ₃	песчаник	брахиаантиклиналь	+	1	5,40
10	Оленовское	ГК	1	402-560	R ₁ ²	карбонатный	антиклиналь	+	1	0,10
11	Черноморское	ГК	1	2078-2121	R ₁ ²	карбонатный	брахиаантиклиналь	ну	1	0,41
13	Западнооктябрьское	ГК	1	2894-3401	K ₁ R ₁	песчаник	ТЭ, ЛЭ антиклиналь	ну	2	0,86
14	Октябрьское	Н	1	2500-2715	K ₁	песчаник	ТЭ брахиаантиклиналь	+	3	0,18
17	Карлавокое	ГК	1	1126-1146	R ₁ ¹	карбонатный трещин.-поров	ТЭ антиклиналь	+	1	0,09
18	Яригладкое	Г	1	210-250	R ₂ R ₃	песчаник	антиклиналь	ну	ну	0,10
19	Задоренское	Г	1	552-622	R ₁ ²	карбонатный трещин.-поров	брахиаантиклиналь	+	1	1,02
20	Срепенское	Н	1	1763-1838	K ₂	карбонатно-кавернозный	ЛЭ линза	ну	1,6н	0,44
21	Тельяновское	ГК	2	3774-4452	K ₁ R ₁	песчаник	ТЭ купол	ну	2	3,65

Примечание: Н – нефть; Г – газ; ГК – газоконденсат; ТЭ – экранирование залежей разрывным нарушением; ЛЭ – литологическое экранирование; ну – несогласия не установлены; 6н – вблизи нарушения.

клинальных, гемиантиклинальных, литологических, биогермных ловушек и прочих промыслово-геологических и гидрогеологических критериев, а также пять, особенно, аномалий электромагнитного поля – все это в комплексе позволяет оптимистически оценивать перспективы не только Придобруджинского и Приднестровского рифтогенных, но и смежных площадей и структур в акватории Черного моря.

На рис. 1 видно, как посттриасовые мезозойские и кайнозойские субгоризонтальные стратиграфические комплексы плащеобразно перекрывают Придобруджинский и Приднестровский рифтогены. Нет каких-либо оснований считать, что подобные структурно-тектонические и стратиграфические взаимоотношения в недрах шельфа южнее Одесского залива меняются, т.е. в зоне Одесского авлакогена, по крайней мере до структурно-тектонической зоны мелового глубинного рифтогенного разлома, простирающегося под углом 45° к Одесско-Джанкойскому палеозойскому рифтогену. Следовательно, характер нефтегазоносности погребенной структурной системы должен быть как минимум не только аналогичным предыдущей изученной геолого-геофизическими методами системе, но на шельфе такие нефтегазоносные признаки должны быть выражены ярче из-за надежной закрытости недр мезозой-кайнозойскими отложениями вместе с донными осадками с морской водой глубиной до 40 м. Суммарную мощность его над Одесским рифтом можно восстановить сравнительным анализом мощностей платформенного чехла, вскрытого бурением в основании палеогена Придобруджинского прогиба на западе Одесско-Джанкойского рифтогена, а в его восточной части – над Одесским месторождением и Галицинской площадью в соотношении, соответственно: 600 и 1800-2000 м на всей площади неизученного погребенного рифта. Здесь не ожидается существенного увеличения и слабонарушенных платформенных мезозойских отложений, перекрывающих палеозойский рифт. Таким способом рассчитано, что мощность мезозой-кайнозойского плаща над Одесским рифтом при глубине фундамента 10 000 м [3, 4] составит не более 2800 м, что необходимо учитывать при проектировании поисковых работ.

Основными перспективными нефтегазоносными комплексами на протяжении всего Одесско-Джанкойского авлакогена следует принимать девонские и каменноугольные стратоны (C_1 , D_3 , D_2) на глубинах от 4000 до 5600 м, интервал которых базируется на тенденции постепенного погружения нефтегазоносного комплекса девона Придобруджья с глубин 2500-3500 м в восточном направлении. Однако реализация перспектив, разумеется, связана с выявлением крупных по размеру ловушек УВ разного типа. Это является основной задачей дальнейших геолого-геофизических исследований шельфа от восточного побережья Европы до западного берега Крыма с обоснованием постановки параметрических и поисковых скважин.

Крупноамплитудные коро-мантийные разломы с системой сопутствующих и разветвляющихся коровых, погребенных под мезозойско-кайнозойскими отложениями в Придобруджинском районе, не образовались локально. Вся система имеет явно трансконтинентальный характер: на восток продолжается в основании Северо-Западночерноморской (Одесской) шельфовой зоны, постепенно разворачиваясь на северо-восток через Каркинитский рифт, дальше проходит в основании Сивашского и Североазовского рифтов, погружаясь под сбросо-сдвиговую плиту; горизонтальная составляющая сдвига Крымского блока на восток достигает нескольких десятков или первых сотен километров. То есть, широкая разломная ослабленная палеозойская зона явилась первопричиной для образования Одесского, Сивашско-Северокрымского и Азовского рифтогенов вследствие последующих ортогональных к зоне горизонтальных растяжений. Очередная фаза регенерации рифтогенеза произошла в триасе, наиболее существенная – в раннем мелу, слабое проявление – в палеогене – неогене (майкопе). В результате разломов листрической кинематики и перманентного тангенциального сжатия образовались прибортовые и осевые грабены (Каркинитский, Сивашский, Тарханкутский, Серебрянский и пр.), горсты и антитетические блоки (Каркинитский, Глибовский,

Шмидтовский и др.), нефтегазоносные асимметричные складки сжатия, другие поднятия и прогибы с известными на сегодня месторождениями газа, нефти и конденсата. Названные факторы и критерии в комплексе определяют дальнейшие перспективные направления геологоразведочных работ.

Суммируя кинематику геодинамических этапов развития Придобруджинско-Днестровского рифтогенеза Северо-западного Причерноморья, отметим, что в шовной зоне на позднерифейскую рифтогенную систему наложены раннесилурийский, ордовикский, позднедевонский и триасовый рифтогены с суммарной амплитудой поперечного растяжения бортов до 2800 м, тангенциального сжатия и реверсивными взбросо-надвигами по сбросам – 500-1200 м. Вся эта система, очевидно, продолжается в северо-западном шельфе Черного моря, где перекрыта горизонтально-слоистыми слабонарушенными юрскими, меловыми и кайнозойскими отложениями. Здесь глубина фундамента составляет 10 км, а в районе Джанкоя – 12 км. Последний фактор расценивается как доказательство продолжения Придобруджинской палеозойской рифтовой системы в восточном направлении. Наиболее перспективными здесь являются девонские и нижнекаменноугольные отложения, где возможны крупные и средние месторождения нефти или газоконденсата.

Газовые и газоконденсатные залежи в Каркинитско-Северокрымском рифтогенном секторе размещены на трех стратиграфических уровнях – меловом, палеоценовом и верхнепалеогеновом с неогеном (майкопским). Структурно-тектонические и литологические особенности размещения залежей, а также их углеводородный состав позволяют определить основные факторы формирования месторождений, которые сводятся к процессам вертикальной, латеральной и диффузионной миграции УВ, превращения их в более тяжелые гомологи, за счет потери легких фракций на путях миграции. Поэтому нижние нарушенные разрывами залежи содержат больше нефти и конденсата, чем более однородные газовые верхние (майкопские). Нижние залежи месторождений следует считать полуразрушенными, а верхние метановые – вторичными. Небольшие запасы УВ верхних горизонтов майкопа могут свидетельствовать также о значительном скоплении их в глубинных ловушках, а большие верхние запасы характеризуют небольшие запасы УВ или отсутствие их в глубинных горизонтах, вследствие переформирования месторождений.

Выводы. Стратиграфические, литологические, структурно-тектонические, геофизические, прямые нефтегазоносные и прочие критерии Придобруджинского рифтогена, охарактеризованные в работе А.И. Самсонова и др. [6], с полным основанием можно отнести к аналогам недр Одесско-Джанкойского рифтогена и выделить четвертый уровень нефтегазоносности – девонско-каменноугольный. На глубинах 4000-5000 м в Одесском рифтогене он может оказаться единственным и хорошо сохранившимся под надежной покрывкой мезозойских и кайнозойских глинистых, карбонатных и алевритистых пород общей мощностью до 2800 м.

Учитывая предполагаемое наличие геодинамических и общегеологических нефтегазоносных критериев, возникает необходимость поставить на серьезную аналитическо-поисковую основу комплекс сейсморазведочных, гравиметрических, электромагниторазведочных исследований прежде всего на шельфе Одесского авлакогена с перспективой разворота работ на всей региональной площади Одесско-Джанкойского рифей-палеозойского рифтогена.

1. *Атлас родовищ нафти і газу України. Т. 6 Південний нафтогазоносний регіон / ред. Кол. В.О. Фешишин, Б.І. Деніга, М.В. Німець, М.І. Павлюк, Р.В. Палінський, Б.М. Полухтович; Українська нафтогазова академія. – Львів, 1998. – 222 с., додатки.*
2. *Герасимов М.Е. Основные закономерности глубинного строения южного региона Украины и перспективы нефтегазоносности / М.Е. Герасимов, Г.К. Бондарчук, В.Ф. Федорук, С.В. Кольцов // Проблемы геодинамики и нефтегазоносности Черноморско-Каспийского региона: Сб. докл. V Междунар. конф. "Крым-2003", Гурзуф. – Симферополь, 2004. – С. 68-80.*

3. Гродецкая Г.Д. Перспективы нефтегазоносности Черноморско-Кавказской рифтогенной системы / А.А. Орлов, Г.Д. Гродецкая, В.Т. Тараканов // Рифтогены и полезные ископаемые. Сб. науч. тр.– М.: Наука, 1991. – С. 36-39.
4. Орлов О.О. Про систему рифтогенів і прогинів у Чорноморсько-Кримсько-Кавказькому регіоні / О.О. Орлов, О.М. Трубенко, Д.Д. Федоришин, Г.Д. Гродецька // Геодинамика и нефтегазоносные системы Черноморско-Каспийского региона: Тез. III Междунар. конф. "Крым-2001", Гурзуф, 17-21 сент. 2001 г. – Симферополь, 2001. – С. 107-108.
5. Рослий І.С. Геодинамічні режими розвитку й нафтогазоносність Дніпровсько-Донецьких та Азовсько-Чорноморських авлакогенів. Ст. 3. Зональна нафтогазоносність Кримсько-Чорноморських рифтогенних структур / С.В. Гошовський, І.С. Рослий // Зб. наук. пр. – Київ: УкрДГРІ, 2012. – № 4. – С. 9-30.
6. Самсонов А.И. О предпосылках нахождения залежей нефти и газа в Одесской области / А.И. Самсонов, С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин // Геодинамика и нефтегазоносные структуры Черноморско-Каспийского региона: Сб. докл. IV Междун. конф. "Крым-2002". – Симферополь, 2003.– С. 237-242.
7. Чекунов А.В. Проблемы Черноморской впадины / А.В. Чекунов // Геофиз. журн. – 1987.– Т. 9, № 4.– С. 3-25.

М.І. Євдощук, І.С. Рослий, М.О. Скребець

БІРИФТИНГ ПРИДОБРУДЖИНСЬКО-ДНІСТРОВСЬКОЇ ЗОНИ І ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ПІВНІЧНОЧОРНОМОРСЬКОГО (ОДЕСЬКОГО) АВЛАКОГЕНУ

Поновлено основні геодинамічні етапи розвитку складного Придобруджинсько-Дністровського рифтогену. Визначено рушійні сили формування родовищ газу і газоконденсату Каркінітсько-Північнокримської рифтової системи. Проведено аналогію структурно-тектонічної будови Придобруджинського рифта з похованим на шельфі Чорного моря Одеським рифтом, де прогнозується перспективний кам'яновугільно-девонський нафтогазоносний поверх. Рекомендовано комплекс геолого-геофізичних досліджень.

Ключові слова: Придобруджинський, Одеський рифтоген, етапи розвитку, фактори формування, родовища вуглеводнів, поверх нафтогазоносності, перспективність.

N. Yevdoshchuk, I. Roslyi, M. Skrebets

BIRIFTING OF PRIDOBUDZHINSKO-DNIESTER ZONE AND OIL AND GAS PROSPECTS OF NORTHERN BLACK SEA (ODESSA) AULACOGEN

The main geodynamical stages in the development of Pridobrudzhinsko-Dniester riftogen were restored. Motive forces forming hydrocarbons deposits of Karkinit'ska-Nothcrimean rift system were defined. The analogy was drawing between Pridobrudzhinsk rift structural-tectonic structure and buried Odessa rift on the Black Sea shelf, where Carboniferous-Devonian floor promising on oil and gas is predicted. The complex of geological and geophysical studies is recommended.

Keywords: Pridobrudzhinskiy, Odessa riftogens, stages of development, forming factors, hydrocarbons deposits, oil and gas floor, prospects.

Інститут геологічних наук НАН України, м. Київ
Євдощук Микола Іванович
e-mail: myevdoshchuk@rambler.ru

Українська нафтогазова академія (УНГА), м. Чернігів
Рослий Іван Степанович
e-mail: marina.screbets@yandex.ua

Український державний геологорозвідувальний інститут, Чернігівський відділ
Скребець Марина Олегівна
e-mail: marina.screbets@yandex.ua

Стаття надійшла: 18.11.2014