

УДК 553.981

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО ШЕЛЬФА ЧЕРНОГО МОРЯ

Колос Э. М.

*Дальневосточный федеральный университет, Владивосток, Российская Федерация
E-mail: kolos.edvard@yandex.ru*

В статье приведена характеристика шельфовой зоны Причерноморско-Крымской нефтегазоносной области. В этом районе располагаются самые крупные месторождения углеводородов, представляющие как научный, так и коммерческий интерес. Приведены характеристики углеводородных ловушек, флюидов, фильтрационно-емкостных характеристик пластов. Рассмотрен опыт работ по обустройству месторождений, приведены используемые технологии. В связи с приостановкой деятельности на северо-западном шельфе Черного моря, оценена степень важности газовых запасов в региональной экономике. В результате исследования выявлено, что, несмотря на относительно большие размеры залежей, они являются объектами местного значения. Запасы характеризуются хорошим качеством, относятся к категории легко извлекаемых.

Ключевые слова: нефтегазоносность, опытно-промышленная разработка, антиклинальная складка, газоносный горизонт, породы-коллекторы, извлекаемые запасы.

ВВЕДЕНИЕ

Причерноморско-Крымская нефтегазоносная область (НГО) расположена в пределах северо-западного шельфа Черного моря, северо-западной части Крымского полуострова, юга Херсонской области. В пределах региона открыто 23 месторождения углеводородов: 12 газовых (ГМ), 9 газоконденсатных (ГКМ), 2 нефтяных (НМ). Наиболее крупные по запасам структуры расположены в шельфовой зоне, в пределах сектора Тарханкутский п-ов — о. Джарылгач — г. Черноморск — о. Змеиный. Здесь открыты 8 месторождений: 5 ГМ и 3 ГКМ. Оператором работ в районе выступает ГУП РК Черноморнефтегаз (ранее – ГАО Черноморнефтегаз). На данный момент разработка и эксплуатация приведенных месторождений свернута.

Статья ставит *целью* изучение нефтегазопроявлений северо-западного черноморского шельфа, анализ полученных в ходе разведочного бурения данных, характеристику открытых и введенных в опытно-промышленную разработку (ОПР) месторождений. Дана характеристика оставшихся запасов месторождений, выявлены общие характерные черты, присущие региону в плане его нефтегазоносности.

ИЗЛОЖЕНИЕ ОСНОВНОГО МАТЕРИАЛА

Шельфовая зона Причерноморско-Крымской НГО расположена в пределах Каркинитско-Северо-Крымского прогиба. С запада к нему примыкает Преддобруджский прогиб, образуя с первым зону надвига. Южнее расположено Каламитско-Центрально-Крымское поднятие, севернее — Южно-Украинская моноклинал. Схема тектонического районирования шельфовой зоны Причерноморско-Крымской НГО приведена на рис. 1. Описание геологических структур приведено ниже.

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО ШЕЛЬФА ЧЕРНОГО МОРЯ

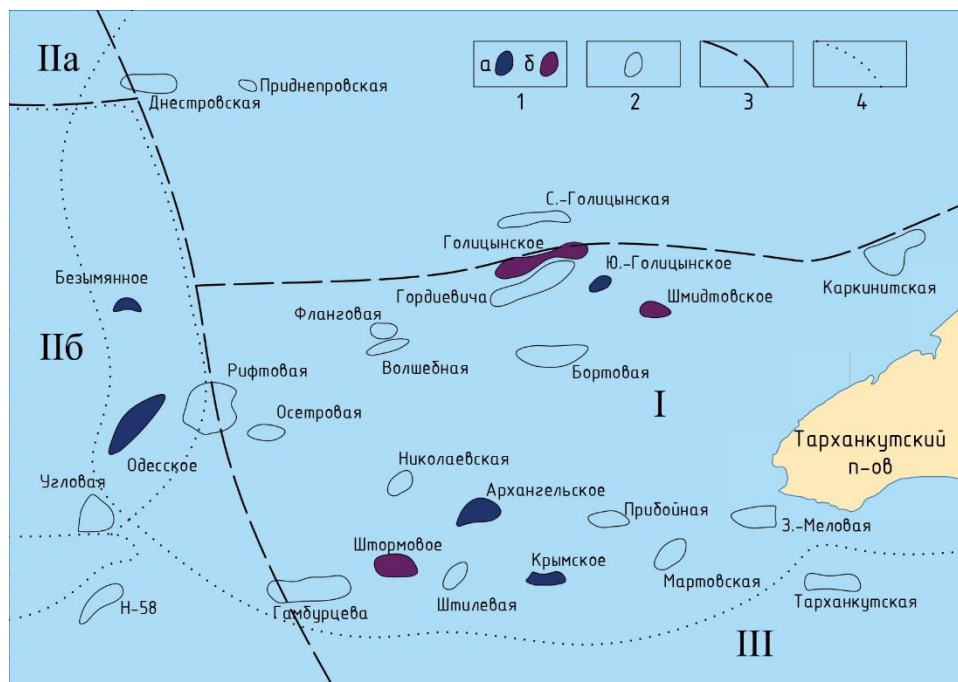


Рис. 1. Тектоническое строение и нефтегазоносность северо-западного шельфа Черного моря:

1 — месторождения (а — газовые, б — газоконденсатные); 2 — перспективные структуры; 3 — линии тектонических разломов; 4 — границы тектонических структур.

Составлено автором по [5, 8, 9].

Южно-Украинская моноклинал протягивается вдоль южной границы Украинского щита. Кристаллический фундамент залегает на глубине 2–3 км. В южной, наиболее погруженной части, глубина его залегания достигает 4 км. Подошва гранитного слоя залегает на глубине 15–20 км. Структура характеризуется мощным слоем осадочных пород [1].

Каламитско-Центрально-Крымское поднятие представляет собой субширотную структуру, протягивающуюся от Одесского разлома до Центрального Крыма. Мощность осадочных отложений — до 3 км [2].

Преддобруджский прогиб является депрессионной структурой и включает Крыловский прогиб и Килийско-Змеиную зону поднятий. Протягивается в субширотном направлении от Причернорской низменности до Одесского разлома. Складчатый фундамент залегает на глубине 10–15 км, в наиболее погруженной центральной части — до 25 км [3]. Западнее о. Змеиный вместе с Каркинитско-Северо-Крымским прогибом образует зону надвига.

Каркинитско-Северо-Крымский прогиб протянут в субширотном направлении от Одесского разлома до Утлюкского залива Азовского моря. Представляет собой

депресссионную структуру, мощность осадочного чехла в центральной части прогиба составляет 7 км. С этой структурой связаны нефтегазоносность северо-западного черноморского шельфа. Нефтегазопроявления приурочены к верхнему мелу, палеоцену, эоцену и олигоцену [4].

Совмещенная стратиграфическая характеристика северо-западного шельфа Черного моря приведена на рис. 2.

Система	Отдел	Ярус	Индекс	Мощность, м	Литологическая колонка	Состав	Газоносность
Четвертичная	Голоценовый		Q ₂	0-100		Глины, пески	
	Плейстоценовый		Q ₁				
Неогеновая	Плиоценовый		N ₂	30-95		Глины, песчаники	
	Миоценовый	Понт	N _{1p}	40-60		Глины с прослоями песчаников, известняки	
		Меотис	N _{1m}	40-200			
		Сармат	N _{1s}	50-440			
		Тортон	N _{1t}	10-770			
		Чокрак	N _{1cr}				
		Тархан	N _{1tr}	20-130			
Батисифоновый	N _{1bs}	50-500					
Кавказский	N _{1kz}						
Палеогеновая	Олигоценый	Майкоп	P _{2mk}	250-1200		Глины, алевролиты	δ
	Эоценовый	Верхний	P _{2³}	0-1250		Известняки, глины, алевролиты	δ
		Средний	P _{2²}				
		Нижний	P _{2¹}				
	Палеоценовый	Верхний	P _{1²}	0-200		Известняки с прослоями глин	δ
Нижний		P _{1¹}	0-450				
Мезозойская	Верхний Мел	Маастрихт	K _{2m}	0-450		Известняки, алевролиты, известняки, песчаники	δ
		Кампан	K _{2km}	0-750			
		Сантон	K _{2st}	0-230			
		Турон-коньяк	K _{2t-k}	0-700			
		Сеноман	K _{2s}	0-600			

Рис. 2. Литолого-стратиграфическая характеристика региона.
Составлено автором по [5].

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО ШЕЛЬФА ЧЕРНОГО МОРЯ

Для региона характерен мощный слой майкопских отложений. В качестве пород-коллекторов выступают прослои известняков и алевролитов, мощностью от нескольких единиц до нескольких десятков метров.

Архангельское ГМ расположено в 55 км западнее с. Оленевка (Тарханкутский п-ов). Глубина моря в районе площади составляет 51 м. По изогипсе 912,5 м представляет собой антиклинальный купол размерами 8,5×6 км. Газоносные горизонты открыты в тортоне (N-It) и майкопе (M-III, M-V), палеоцене (P-XI); интервалы залегания, соответственно, 610–630, 850–932 и 2973–3117 м. Структурная карта ловушки приведена на рис. 3. Коллекторы тортонского горизонта представлены прослойками известняков мощностью около 2 м, чередующимися с глинами и мергелем; майкопского – глинистыми алевролитами, чередующимися с темно-серыми глинами. Слои алевролитов имеют мощность около 11 м. Открытая пористость коллекторов составляет 22 % и 29 % для тортона и майкопа соответственно, проницаемость — 0,054 и 0,03 мкм².

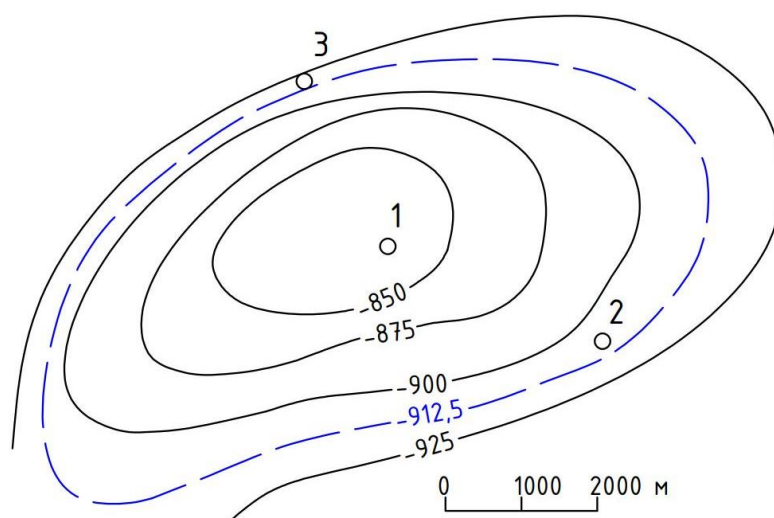


Рис. 3. Архангельское месторождение. Структурная схема по кровле майкопских отложений.

Составлено автором на основе [9].

При бурении поисковой скважины № 1 были испытаны все три горизонта. Из тортона был получен приток газа Q_2 до 80 тыс. м³/сут., майкопа — до 180 тыс. м³/сут., палеоцена — до 0,5 тыс. м³ сут. Начальные извлекаемые запасы месторождения по категориям А+В+С1 составляют 5,41 млрд м³ газа. Преобладающая их часть (4,91 млрд м³) относится к майкопским отложениям [6]. Газ месторождения содержит 98,9–99,14 % метана, 0,25–0,28 % этана и высш., 0,7–0,23 % углекислого газа [10].

Обустройство месторождения начато в 1990 году. На месторождении сооружены две технологические платформы: БК-1 и ЦТП-7. Майкопский и тортонский

горизонты эксплуатируются отдельными скважинами, общий фонд которых — 20. Добыто 3,7 млрд м³ газа (68 % первоначальных запасов), месторождение находится на завершающей стадии эксплуатации.

Безымянное ГМ расположено в центральной части северо-западного шельфа Черного моря, в 120 км от п-ова Тарханкут. Глубина моря в пределах формы 37 – 39 м. Месторождение приурочено к брахиантиклинальной субширотной складке (рис. 4), которая по изогипсе 1175 имеет размеры 6,5×3 км (14,6 км²), высота поднятия — 25 м. Через северную часть поднятия проходит субширотное тектоническое нарушение амплитудой 8–10 м. В 1996 году подготовлена к поисковому бурению по горизонтам нижнего палеоцена и среднего эоцена.

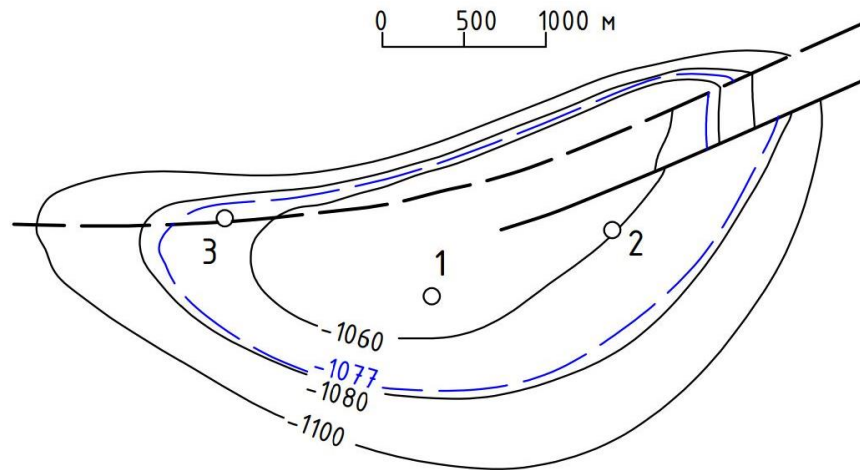


Рис. 4. Безымянное месторождение. Структурная схема по кровле нижнепалеоценовых отложений.

Составлено автором на основе [7].

Поисковое бурение выполнено в 1997–1998 гг. В его рамках на поднятии пробурены 3 скважины. Скважина 1 при забое 1185 м вскрыла отложения нижнего палеоцена, получен приток газа $Q_g = 98,49$ тыс. м³/сут., из среднего эоцена (интервал 997 – 1008 м) – приток $Q_g = 145,9$ тыс. м³/сут. на 10,2 мм штуцере. Скважина 2 пробурена до глубины 2258 м. При испытании нижнепалеоценового горизонта получен приток газа $Q_g = 78,6$ тыс. м³/сут. При испытании интервала 1005 – 1009 м (средний эоцен) получен приток $Q_g = 110,8$ тыс. м³. Скважина 3 глубиной 2055 м вскрыла среднеэоценовый горизонт ниже ГВК, получен приток пластовых вод $Q_w = 17$ м³/сут. Из палеоцена приток газа Q_g составил 96,1 тыс. м³/сут. Породы-коллекторы — известняки, залежи пластовые сводовые и массивные. Газ нижнепалеоценовой залежи содержит 94,6–95,6 % метана, 1,7–2,9 % этана и высш.), среднеэоценовой – 96,4–96,8 % метана, 0,45–0,57 % этана и высш.). Запасы месторождения по категориям C1+C2 — 3,26 млрд м³ газа [7].

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО ШЕЛЬФА ЧЕРНОГО МОРЯ

На месторождении планировалось установить блок-кондуктор БК-4, с которого совместно с двумя подводными добычными комплексами вести эксплуатацию двух горизонтов. Добытый газ планировалось поставлять по 14,3 км подводному газопроводу на БК-1 Одесского месторождения, после чего по 87 км газопроводу – на МСП-4 Голицынского ГКМ. Работы по обустройству планировалось начать в 2013 году, но деятельность была свернута. В ОНР не находилось.

Голицынское ГКМ расположено северо-западнее Тарханкутского п-ова, в 70 км от пгт Черноморское. Структура выявлена сейсморазведочными работами в 1964–1967 гг. Выявлены газовые залежи в майкопе и газоконденсатные в нижнем палеоцене. По майкопу представляет собой двухкупольную брахиантиклинальную складку субширотного простирания. Размер по замкнутой изогипсе 550 м составляет 30×6,5 км, высота поднятия — 120 м. Западный купол имеет размеры 7,5×2 км и высоту 100 м, восточный — более пологий – 7×1,5 км и 30 м соответственно. Тип залежи — пластовый сводовый. Схема ловушки приведена на рис. 5.

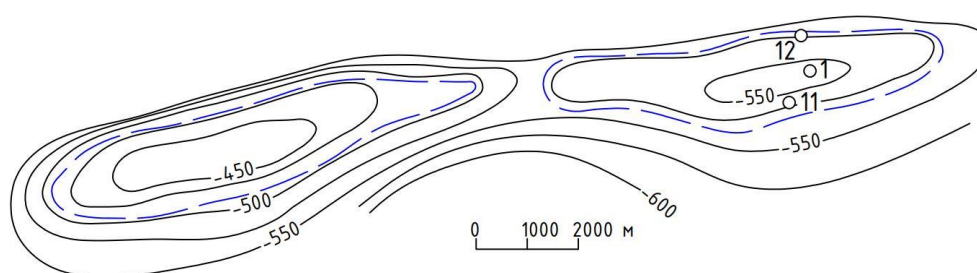


Рис. 5. Голицынское месторождение. Структурная схема по кровле майкопских отложений.

Составлено автором на основе [7].

По нижнему палеоцену (изогипса 2300 м) западная складка выполаживается, восточная имеет размеры 9,5×2 км и амплитуду 100 м. Через северное крыло поднятия проходит субширотное нарушение. Тип залежи – пластовый тектонически экранированный [8].

Поисковое бурение на поднятии начато в 1974 году. Из майкопа получены притоки газа Q_g до 250 тыс. м³/сут., из палеоцена — газоконденсата $Q_{гк}$ до 1060 тыс. м³/сут. Начальные извлекаемые запасы газа по кат. А+В+С1 составили 11,90 млрд м³ газа и 330 тыс. т конденсата [9]. Преобладающая часть запасов газа (77 %) сосредоточена в палеоцене. Газ палеоценовых отложений содержит 91,3 % метана, 7,2 % этана и высш., 71 г/м³ конденсата.

Разработка месторождения начата в 1983 году. Эксплуатация залежей производится с куста технологических платформ: МСП-2, МСП-4, МСП-5, БК-10, БК-11, БК-13, МСП-18. Газ поставляется на берег по двухниточному подводному газопроводу длиной 66 км. Фонд скважин — 31. Месторождение находится на завершающей стадии эксплуатации, добыто более 85 % первоначальных запасов газа и конденсата.

Крымское ГМ расположено в 50 км юго-западнее с. Оленевка (Тарханкутский п-ов). Глубина моря в пределах площади 70–80 м. Структура выявлена сейсморазведочными работами в 1963 г. Вид складки — пологая субширотная брахиантиклиналь. Структура подготовлена к бурению по майкопским горизонтам М-III и М-V (интервал 859–864, 868–872 м). Породы коллекторы — алевролиты.

Поисковое бурение на структуре проводилось в 1974–1976 и 1981–1982 гг. Из майкопа получены притоки газа Q_z до 150 тыс. м³/сут. Начальные извлекаемые запасы ГМ по категориям А+В+С1 0,65 млрд м³ газа [9]. Состав газа: метана 98,13 %, этана и высш. 0,23 %, углекислого газа 0,11 % [10]. В ОПР не находилось.

Одесское ГМ расположено западнее Тарханкутского п-ова, в 150 км от пгт Черноморское. Глубина моря в пределах месторождения составляет 30–40 м. Структура открыта сейсморазведочными работами в 1983 году. Газоносные горизонты выявлены в интервале в верхнем эоцене (горизонт П-1, интервал 625 – 780 м), верхнем (ВП, 1405–1670 м) и нижнем палеоцене (НП, 1570–1670 м). Коллекторы эоцена порового типа, сложены песчаниками, палеоцена — трещинно-поровые, сложены известняками. Газоносные горизонты также обнаружены в маастрихте.

Ловушка представляет собой брахиантиклиналь субмеридионального простирания размером 11×8 км и высотой 200 м. Через северо-западное крыло складки проходит тектоническое нарушение амплитудой 50 м.

Поисковое бурение начато в 1987 г. В скважине № 1 при испытании интервала 628–641 м (горизонт П-1) получен приток газа $Q_z = 56,7$ тыс. м³/сут. на 10 мм штуцере. В скважине № 2 был испытан горизонт ВП, на интервале 1408–1436 м получен приток газа $Q_z = 83,5$ тыс. м³/сут. на 12 мм штуцере. При испытании пласта НП скважиной № 4 с интервала 1570–1594 м получен приток $Q_z = 362$ тыс. м³/сут. на 16 мм диафрагме. Запасы начальные извлекаемые по А+В+С1 — 11,2 млрд м³ газа [9], после уточнения в 2006–2012 и 2015 гг. — 21 млрд м³. Газ содержит 97,5–98,5 % метана, 0,31–1,21 % этана и высш., да 0,38 % углекислого газа [10].

В 2006–2012 гг. проводилась доразведка месторождения. Полномасштабное освоение начато в 2012 году. На месторождении сооружены технологические платформы БК-1, БК-2, БК-3. Фонд скважин — 19. Платформа БК-1 соединена с МСП-4 Голицынского ГМ при помощи 83 км подводного газопровода. Фонд скважин — 19. Добыто 6,5 млрд м³ газа (31 % первоначальных запасов).

Штормовое ГМ расположено в 20 км юго-западнее Архангельского ГМ. Глубина моря в пределах площади 80–90 м. Структура открыта в 1978 году. По изогипсе 1900 м имеет размеры 13×3,5 км и амплитуду 150 м. Схема приведена на рис. 5. По вышелегающим слоям складка выполаживается, нижезалегающим — увеличивается в размере и амплитуде. Складка брахиантиклинальная однокупольная, лишена тектонических нарушений [8]. Перспективный горизонт выявлен в нижнем палеоцене, в интервале 1810–1870 м.

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО ШЕЛЬФА ЧЕРНОГО МОРЯ

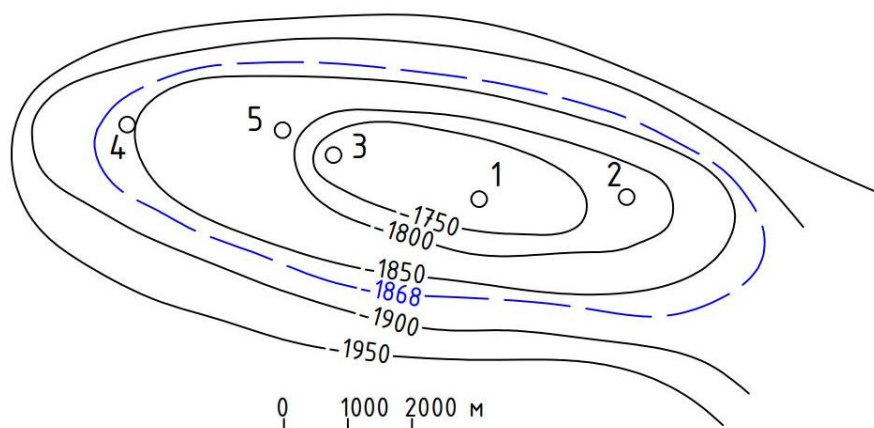


Рис. 6. Безымянное месторождение. Структурная схема по кровле нижнепалеоценовых отложений.

Составлено автором на основе [8].

Поисковое бурение выполнено в период 1981–1994 гг. При бурении из нижнего палеоцена получены средние дебиты $Q_{зк} = 200$ тыс. м³/сут. Начальные извлекаемые запасы Штормового ГКМ по кат. А+В+С1 составляют 16,57 млрд м³ газа и 1272 тыс. т конденсата [9]. Газ месторождения содержит 85,7 % метана, 11,51 % этана и высш., 0,31 % углекислого газа [10].

Обустройство месторождения начато в 1993 году. На Штормовом ГКМ сооружены технологические платформы МСП-17 и БК-23. Фонд скважин: 32. На данный момент добыто более 65 % первоначальных запасов.

Шмидтовское ГКМ расположено в 20 км юго-восточнее Голицынского ГКМ. Глубина моря около 30 м. Выявлено сейсморазведкой в 1962–1964 гг. Пласты-коллекторы обнаружены в среднем майкопе (М-III, М-IV, М-V, интервалы 650–780 м), нижнем палеоцене (П-IX, 2710 – 3150 м), маастрихте (K₂, 2910–3200 м) [10]. На плане представляет собой брахиантиклинальную складку субширотного простирания.

Из майкопа получены притоки газа до 100 тыс. м³/сут. Начальные извлекаемые запасы (А+В+С1) – 2,73 млрд м³ газа [9]. Газ нижних горизонтов содержит 86,26–90,03 % метана, 7,31–7,45 % этана высш., 2–5,5 % углекислого газа. ОПР месторождения не проводилась.

Южно-Голицынское ГМ расположено в 10 км юго-восточнее Голицынского ГКМ. Глубина моря в его пределах составляет около 30 м. Открыто в 1979–1981 гг. Газоносность связана с двумя песчано-алевролитными горизонтами среднего майкопа М-III, М-IV, залегающими в интервалах соответственно 650–690 и 570–593 м.

При испытании горизонтов получен приток газа Q_z до 250 тыс. м³/сут. Запасы извлекаемые месторождения по категориям А+В+С1 1,85 млрд м³ газа [9]. Газ месторождения содержит 96,71–98,69 % метана, 0,16 % этана и высш., 0,2 % углекислого газа [10]. В ОПР не находилось.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Шельфовая зона Причерномоско-Крымской НГО представлена месторождениями газа и газоконденсата, приуроченным к крупным антиклинальным складкам, размерами до 30×6,5 км. При рассмотрении геологического разреза очевидно, что основные запасы сосредоточены в палеоцене, эоцене и майкопе. Локальные залежи также встречаются в маастрихте и тортоне.

Разработка месторождений активно проводилась в 1990–1995, 2006–2013 гг. Применялся метод платформенного обустройства с сооружением подводных промысловых газопроводов. В связи с продолжительной эксплуатацией крупные месторождения, такие как Архангельское, Голицынское, Штормовое истощены. Накопленная добыча на Одесском месторождении составляет около трети первоначальных запасов.

Кроме того, интерес представляет серия мелких месторождений: Безымянное, Крымское, Южно-Голицынское — с запасами по А+В+С1, не превышающими 3 млрд м³ газа. Однако, запасы структур окончательно не посчитаны, так как не завершена их разведка, что позволяет говорить о потенциальном приросте запасов.

Газ месторождений обладает высоким качеством, характеризуется низким содержанием углекислого газа и сероводорода. Состав — преимущественно метановый, жирные газы и наличие конденсата характерны для нижезалегающих слоев. Запасы залегают на глубинах 900–1900 м, разведочные и эксплуатационные скважины характеризуются высоким дебитом, в среднем от 100 до 300 тыс., иногда — до 1 млн м³ в сутки.

В целом, месторождения северо-западного шельфа Черного моря являются источниками локального характера, участвующие в снабжении Крымского п-ова природным газом. Разработка требует дополнительной оценки рентабельности в современных условиях и разрежения сложной международной обстановки.

Список литературы

1. Южно-Украинская моноклираль, Скифская плита, Черное море (геофизика, глубинные процессы): монография / Гордиенко В. В., Гордиенко И. В., Завгородняя О. В. и др. Киев, 2018. 131 с.
2. Козленко Ю. В. Палеоструктурная реконструкция осадочного бассейна северо-западной части черного моря в мезокайнозойе // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. 2015. Вып. 1. С. 69–79
3. Газизова С. А. К сравнительному анализу прогибов, обрамляющих Восточно-Европейскую платформу. Предобруджский передовой прогиб // Геологический сборник ИГ УНЦ РАН. 2009. Вып. 8. С. 88–93
4. О.М. Озерный. Закономерности распределения АВПД на юге Украины. // Геология нефти и газа. 1986. Вып. 7
5. Стратиграфія мезокайнозойських відкладів північно-західного шельфу Чорного моря / Гожик П. Ф., Маслун Н. В., Плотнікова Л. Ф. та ін. К.: Інститут геологічних наук НАН України, 2006. 171 с. 54 іл. ISBN 966-02-4160-7.
6. Кондрат Р. М., Франчук І. А., Кондрат О. Р. та ін. Дослідження процесу розробки Архангельського газового родовища з внутрішньосвердловинним перепуском газу з майкопських в тортонські відклади // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2006. Вип. 4. С. 90–95.

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО ШЕЛЬФА ЧЕРНОГО МОРЯ

7. Н. И. Евдошук, Н. К. Ильницкий, П. Н. Мельничук и др. Расширение потенциала нефтегазоносности акваторий черного и азовского морей // Геология нефти и газа. 2000. Вып. 2.
8. Савчак О.З. Геодинамічні і геохімічні особливості залягання нафтових і газових родовищ Азово-Чорноморського регіону. // Вісник НАН України. – 2011. Вип. 11. С. 34–44.
9. Атлас родовищ нафти і газу України: в 6 т. Т. 6: Південний нафтогазоносний регіон / Іванюта М. М., Федішин В. О., Бабій Б. А. та ін. ; голова ред. кол. В. О. Федішин. Л.: Українська нафтогазова академія, 1998. 222 с. ISBN 966-7022-04-8.
10. Sozyansky V. I. Gaseous regime of the Black sea. Geo-Eco-Marina. 1998. no. 3. P. 15–21.

CHARACTERISTIC FEATURES OF DEPOSITS ON THE NORTH-WEST SHELF OF THE BLACK SEA

Kolos E. M.

*Far Eastern Federal University, Vladivostok, Russian Federation
E-mail: kolos.edvard@yandex.ru*

This article aims to study the oil and gas content of the Black Sea shelf zone belonging to the Black Sea-Crimean oil and gas bearing area. Fields located within the sector: Tarkhankut Peninsula — Dzharylgach Island — Chernomorsk City — Snake Island are considered. A general tectonic description of the region is given, together with information on the main tectonic elements. There are 8 fields located in this area: 5 gas and 3 gas condensate fields. Their geological characteristics and the history of geological exploration and development are given. The technologies used are reviewed. Based on the initial data, a general characteristic of the area in terms of its oil and gas content is given. The study reveals that the fields on the northwest shelf are of rather local importance, but may be key to the economic development of the adjacent areas. Field development actively carried out here in 1990–1995, 2006–2013 has shown to be effective. The method used was platform development with the construction of subsea production pipelines. Due to prolonged exploitation, large fields such as Arkhangelskoye, Golitsynskoye and Shtormovoye are depleted. Accumulated production at the Odessa field is about a third of the original reserves. In addition, a series of small fields, Bezymyannoye, Krymskoye, Yuzhno-Golitsynskoye, with A+B+C1 reserves not exceeding 3 bcm are of interest. However, the reserves of the structures have not been definitively estimated because exploration has not been completed, allowing for potential reserve additions. The gas of the fields is of high quality, characterized by low content of carbon dioxide and hydrogen sulphide. The composition is predominantly methane, with oily gases and the presence of condensate characteristic of the underlying layers. Reserves lie at depths of 900 to 1900 meters; exploration and development wells are characterized by high flow rates, from 100 to 300 thousand, sometimes - up to 1 million m³ per day. In general, the fields on the northwest shelf of the Black Sea are sources of local character, participating in the supply of natural gas to the Crimean Peninsula. Development requires further assessment of profitability in the current conditions and the resolution of the complex international situation. The State Unitary Enterprise Chernomorneftegaz (formerly GAO Chernomorneftegaz), acting as the

main operator of oil and gas reserves in the region, is one of the stakeholders in continuing offshore development. However, the tense international environment acts as a constraint.

Keywords: oil and gas bearing capacity, pilot development, anticlinal fold, gas-bearing horizon, reservoir rocks, recoverable reserves.

References

1. Gordienko V. V., Gordienko I. V., Zavgorodnia O. V. et al. Yuzhno-Ukrainskaya monoklinal, Skifskaya plita, Chernoe more (geofizika, glubinnye processy) (South-Ukrainian monocline, Scythian plate, Black Sea (geophysics, deep processes)). Kyiv, 2018. 131 p. (In Russian)
2. Kozlenko Y. V. Paleostrukturalnaya rekonstrukciya osadochnogo bassejna severo-zapadnoj chasti chernogo morya v mezokajnozoe (Paleostructural reconstruction of the sedimentary basin of the northwestern part of the Black Sea in the Mesocene). *Geologiya i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana*. 2015. no. 1. pp.69–79. (In Russian)
3. Gazizova S.A. K sravnitelnomu analizu progibov, obramlyayushchih Vostochno-Evropejskuyu platformu. Preddobrudzhskij peredovoj progib (To the comparative analysis of the deflections framing the East European platform. Predobrudzhsky advanced trough). *Geologicheskij sbornik IG UNC RAN*. 2009. no 8. pp.88–93. (In Russian)
4. Ozernyi O.M. Gazizova S. A. K sravnitelnomu analizu progibov, obramlyayushchih Vostochno-Evropejskuyu platformu. Preddobrudzhskij peredovoj progib (Patterns of distribution of the AVPD in the south of Ukraine). *Geology of oil and gas*. 1986. no 7. (In Russian)
5. Gozhyk P.F., Maslun N.V., Plotnikova L.F. et al. Stratigrafiya mezokajnozojs'kih vidkladiv pivnichno-zahidnogo shel'fu CHornogo morya (Stratigraphy of the Mesocene deposits of the northwestern shelf of the Black Sea). Kyiv. 171 p. 54 illus. ISBN 966-02-4160-7. (In Ukrainian)
6. Kondrat R.M., Franchuk I.A., Kondrat O.R. et al. Doslidzhennya procesu rozrobki Arhangel's'kogo gazovogo rodovishcha z vnutrishn'osverdlovinnim perepuskom gazu z majkops'kih v tortons'ki vidkladi (Study of the development process of the Arkhangelskoye gas field with downhole gas flow from the Maikop to the Tortonian deposits) // *Rozvidka ta rozrobka naftovih i gazovih rodovishch*. 2006. no. 4. pp. 90–95 (In Ukrainian)
7. Evdoshchuk N.I., Ilnytsky N.K., Melnychuk P.N. et al. ashirenie potentsiala neftegazonosnosti akvatorij chernogo i azovskogo morej (Expansion of the oil and gas potential of the Black and Azov Seas). *Geologiya nefiti i gaza*. 2000. no. 2. (In Russian)
8. Savchak O.Z. Geodinamichni i geohimichni osoblivosti zalyagannya naftovih i gazovih rodovishch Azovo-CHornomors'kogo regionu (Geodynamic and geochemical features of oil and gas deposits in the Azov-Black Sea region). *Visnik NAN Ukraïni*. 2011. no. 11. pp. 34–44. (In Ukrainian)
9. Ivanyuta M.M., Fedyshyn V.O., Babiy B.A. et al. Atlas rodovishch nafti i gazu Ukraïni: v 6 t. T. 6: Pivdennij naftogazonosnij region (Atlas of oil and gas fields of Ukraine: in 6 volumes. Vol. 6: Southern oil and gas region). Lviv.: Ukrains'ka naftogazova akademiya, 1998. 222 p. ISBN 966-7022-04-8. (In Ukrainian)
10. Sozyansky V. I. Gaseous regime of the Black sea. *Geo-Eco-Marina*. 1998. no. 3. pp. 15–21.

Поступила в редакцию 08.03.2023 г.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Агамогланов Эльдар Мушфиг оглы	аспирант, ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет», г. Ставрополь, Российская Федерация.
Баранов Игорь Павлович	научный сотрудник, Институт биологического приборостроения РАН – обособленное подразделение ФИЦ ПНЦБИ РАН, г. Пущино, Российская Федерация.
Вольхин Денис Антонович	кандидат географических наук, доцент кафедры физической и социально-экономической географии, ландшафтоведения и геоморфологии Института «Таврическая академия» ФГАОУ ВО «Крымский федеральный университет им. В. И. Вернадского», г. Симферополь, Российская Федерация.
Голубятникова Екатерина Вячеславовна	преподаватель кафедры физической географии, ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет», г. Краснодар, Российская Федерация.
Голунов Александр Сергеевич	адъюнкт, Военный учебно-научный центр Военно-воздушных сил «Военно-воздушная академия имени профессора Н. Е. Жуковского и Ю. А. Гагарина», г. Воронеж, Российская Федерация.
Гусев Андрей Петрович	кандидат геолого-минералогических наук, доцент, декан геолого-географического факультета, Гомельский государственный университет им. Ф. Скорины, Гомель, Республика Беларусь.
Демихов Владимир Тихонович	кандидат сельскохозяйственных наук, доцент кафедры географии, экологии и землеустройства, ФГБОУ ВО Брянский государственный университет имени академика И.Г. Петровского», г. Брянск, Российская Федерация.
Долганова Марина Владимировна	кандидат биологических наук, доцент кафедры географии, экологии и землеустройства, ФГБОУ ВО Брянский государственный университет имени академика И.Г. Петровского», г. Брянск, Российская Федерация.
Дорофеев Виктор Васильевич	доктор географических наук, профессор кафедры, профессор, Военный учебно-научный центр Военно-воздушных сил «Военно-воздушная академия имени