

ГИДРОГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ВОСТОЧНО-КУБАНСКОЙ ВПАДИНЫ

С.П. Левшунова, Н.Г. Подкорытов
ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский геологический
нефтяной институт», Москва, e-mail: info@vnigni.ru

Восточно-Кубанская впадина (ВКВ) по глубине залегания складчатого палеозойского фундамента (>8 км) и объему осадочного выполнения представляет собой вторую, после Западно-Кубанского передового прогиба, отрицательную структуру Западного Предкавказья.

В строении платформенного чехла Восточно-Кубанской впадины участвуют доплитный и плитный комплексы отложений. Доплитный комплекс сложен породами пермско-триасового возраста. Комплекс изучен слабо. Эти отложения вскрыты в бортовых зонах впадины и в районах ее обрамления.

В составе плитного юрско-четвертичного комплекса выделяются три структурных этажа: юрский, мел-эоценовый и олигоцен-четвертичный. В строении нижнего структурного этажа принимает участие соленосная формация (верхний кимеридж-титон). В разрезе присутствуют карбонатные отложения оксфорда (в депрессионных и рифовых фациях) и верхнего мела, терригенные отложения нижней-средней юры и нижнего мела (рис. 1, 2).

В разрезе осадочного чехла ВКВ выделено 3 гидродинамические зоны. В верхнюю зону, региональным водоупором которой служат глины майкопской серии, входят водоносные горизонты со слабой минерализацией и давлением в пластах.

Средняя зона, региональным нижним флюидоупором которой является сульфатно-карбонатная толща верхней юры, содержит значительные запасы вод древнеинфильтрационного происхождения. Для средней гидродинамической зоны характерен широкий диапазон минерализации вод – от слабоминерализованных до рассолов, а также в равной степени проявляются как гидростатические, так и аномально высокие $P_{пл}$. Разные интервалы нижнемелового комплекса представлены сульфатным, гидрокарбонатно-натриевым и хлоридным типами вод, а верхнеюрского комплекса – хлоркальциевым типом.

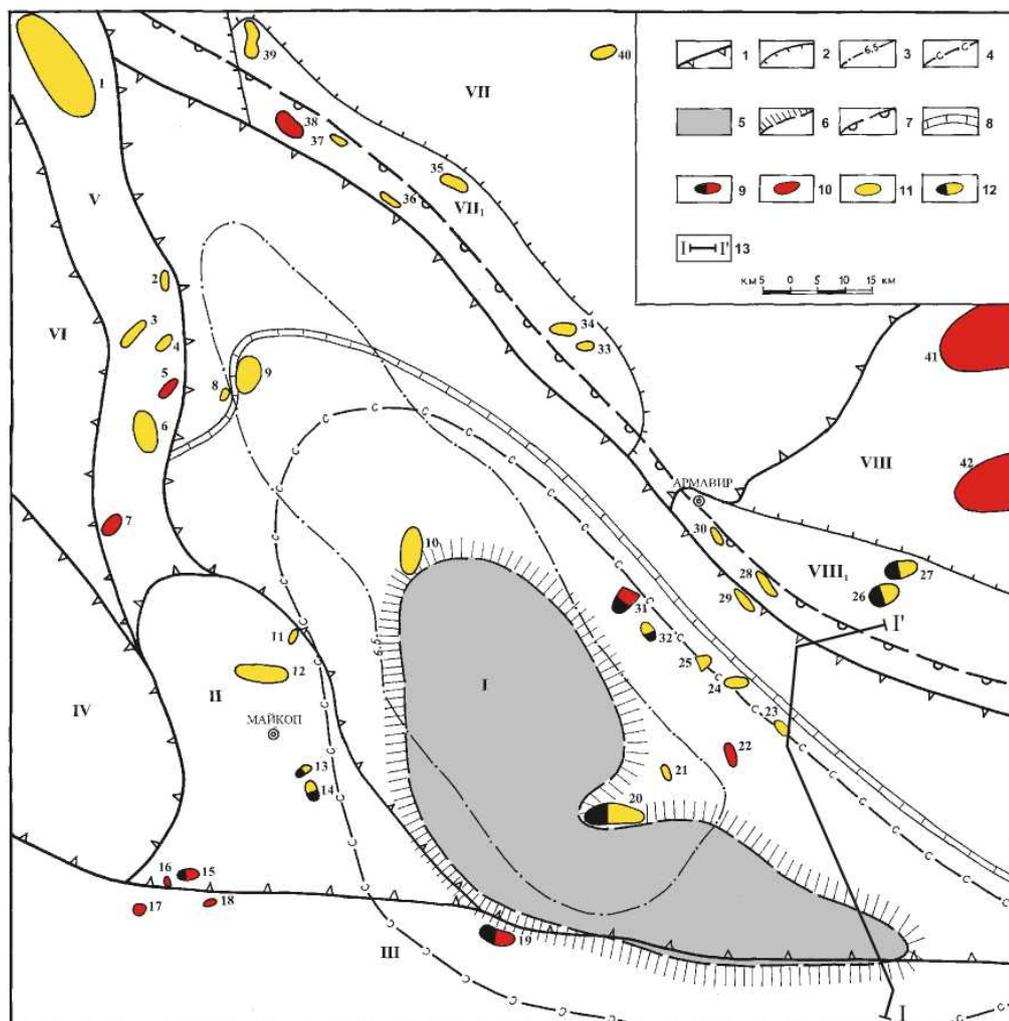


Рис. 1. Схема тектонического строения Восточно-Кубанской впадины

1–2 – границы тектонических элементов: 1 – крупных, 2 – средних; 3 – изогипса минус 6,5 км по поверхности палеозойского фундамента, оконтуривающая зону максимального погружения Восточно-Кубанской впадины; 4 – граница распространения галогенных отложений верхнего кимериджа-титона; 5 – область развития относительно глубоководных (депрессийных) отложений оксфорда – нижнего кимериджа; 6 – пояс развития выявленных и прогнозируемых органогенных построек оксфорда–нижнего кимериджа; 7–8 – границы: 7 – выклинивания юрских отложений, 8 – распространения карбонатных отложений оксфорд–нижнекимериджского шельфа; 9–12 месторождения: 9 – газонефтяные, 10 – газовые, 11 – газоконденсатные, 12 – нефтегазоконденсатные; 13 – линия геологического профиля.

Тектонические элементы: I – Восточно-Кубанская впадина; II – Адыгейский выступ; III – Северная моноклинал Центрального Кавказа; IV – Западно-Кубанский передовой прогиб; V – Каневско-Березанская система поднятий; VI – Тимашевская ступень; VII – Западно-Ставропольская впадина; VII₁ – Соколовско-Александровская зона поднятий; VIII – Ставропольский свод; VIII₁ – Армави́ро-Невинномысский вал.

Месторождения УВ: 1. Березанское; 2. Северо-Ладожское; 3. Усть-Лабинское; 4. Двубратское; 5. Ладожское-2; 6. Некрасовское; 7. Великое; 8. Ладожское-1; 9. Юбилейное; 10. Кошехабльское; 11. Северо-Кужорское; 12. Майкопское; 13. Северо-Тульское; 14. Тульское; 15. Безводное; 16. Ширванское; 17. Самурское; 18. Красный Дагестан; 19. Баракаевское; 20. Кузнецовское; 21. Западно-Вознесенское; 22. Восточно-Вознесенское; 23. Бескорбненское; 24. Южно-Советское; 25. Северо-Вознесенское; 26. Убеженское; 27. Николаевское; 28. Александровское; 29. Советское; 30. Армавирское; 31. Новоалексеевское; 32. Восточно-Чамлыкское; 33. Малаканское; 34. Соколовское; 35. Кавказское; 36. Ловлинское; 37. Митрофановское; 38. Малороссийское; 39. Алексеевское; 40. Ильинское; 41. Северо-Ставропольско-Пелагиадинское; 42. Сенгилеевское

Юрскими подсолевыми отложениями начинается нижняя гидродинамическая зона, характеризующаяся почти исключительно АВПД с $K_{аном}$ до 1,4–1,8 (Юбилейная, Тенгинская площади) и даже до 2,05 (Кошехабльская площадь). Нижне-среднеюрский комплекс представлен гидрокарбонатно-натриевыми (превалируют) и хлор-кальциевыми водами. Триасовые отложения во впадине не вскрыты, однако в пределах ближайшего обрамления (южная часть Адыгейского выступа, Краснодагестанская площадь) в триасовых образованиях выявлены почти пресные воды.

Разнообразие типов вод обусловлено особенностями тектонического строения как самой впадины, так и ее обрамления. Так, на северо-востоке территории широко развиты эффузивы тоар-аалена и нижнемелового возраста, источником поступления которых является Армави́ро-Невинномысская система разломов. Эта система с амплитудой смещения 0,5–1,0 км заложилась в протерозое и наиболее активно развивалась в палеозое. Отмеченные на северо-восточном борту в кровле тоар-аалена покровы представлены в различной степени измененными габбро-диабазами толщиной 38–50 м.

В Армави́ро-Невинномысском районе развиты также и покровы эффузивов основного состава нижнемелового возраста толщиной до 200–300 м. На северо-восточном борту выявлены измененные базальтовые порфириты и туффиты нижнемелового возраста толщиной в несколько десятков метров. В расположенном в этой зоне Бесскорбненском ГК месторождении залежи газа находятся в двух горизонтах альба: I приурочен к вулканогенной толще, II – к базальтовым песчаникам в подошве альба. Из I горизонта альба (вулканическая толща) промышленные притоки газа и конденсата получены в скважинах 1 и 4: в скв. 1 (2874–2890 м) дебит газа составил 149,4 тыс. м³/сут, конденсата – 24,1 тыс. м³/сут, воды – 2,4 м³/сут на 10-мм штуцере; в скв. 4 (2865–2890 м) дебит газа – 52,21 тыс. м³/сут, воды – 170 м³/сут, конденсата – следы. Характер воды слабоминерализованный и даже почти пресный. Пластовая вода из горизонта базальных песчаников Бесскорбненского месторождения имеет как пониженную (до 35,5–76,34 мг-экв/дм³), так и высокую минерализацию (до 1028 мг-экв/дм³). При этом залегающая ниже пачка келловейских песчаников содержит воду высокой минерализации.

Однако и в глубоко погруженных горизонтах в центральной части ВКВ отмечается наличие конденсационной составляющей, снижающей исходную минерализацию пластовых вод. Так, в Юбилейном ГК месторождении в юрских и меловых отложениях установлены воды хлор-кальциевого типа, однако их минерализация снижается вниз по разрезу от 1284 мг-экв/л в меловом комплексе до 561–44 мг-экв/дм³ – в келловейском.

В нижнемеловых отложениях центральной, наиболее погруженной части впадины (Ярославская площадь) на глубине порядка 4 км выявлены практически пресные воды с минерализацией 3–6 г/дм³.

Армави́ро-Невинномы́сский разлом оказывает влияние на распределение наибольшего числа месторождений, а также нефтегазопроявлений. Внедрявшиеся по ним глубинные флюиды меняют среду плитных комплексов, в частности температурную. Произведенный нами сравнительный расчет пластовых температур указал на больший прогрев северо-восточного борта по сравнению с юго-западным (на 16 °С на срезе минус 3900 м), что свидетельствует о более масштабном поступлении глубинных флюидов по системе Армави́ро-Невинномы́сского разлома. В их составе содержатся большие количества неуглеводородных компонентов: CO₂ (до 16–28,2%), N₂ (до 11,8%), паров воды. Приуроченность высоких значений CO₂ к нижним горизонтам нижнеюрского терригенного комплекса опосредованно указывает на наличие ниже карбонатных отложений, скорее всего, верхнего триаса (табл. 1).

Таблица 1

Характеристика свободных газов мезозойских отложений месторождений
Восточно-Кубанской впадины

Месторождение, фазовое состояние	Возраст продуктивных отложений	Глубина залегания, м	Тип коллектора	Состав газа, %				
				Сумма УВ		H ₂ S	N ₂	CO ₂
				Всего	Сумма C ₂ H ₆ -C ₄ H ₁₀			
Бесскорбненское ГК	K ₁	2890	т	93,27		0,00005	3,17	3,56
Южно-Советское ГК	K ₁	2958	т	86		0	2	12
Кошехабльское ГК	J _{3o}	4860	к	97,7	0,2	0,2	1,83	0,27
	J _{2k}	5300	т	94,03	3,78	0	0,23	5,74
	J _{2k}	6000	т	94,06	0,6	0	0,03	5,31
Восточно-Чамлыкское НК	J _{2k}	3806	т	94,92	0,13	0		5,08
Юбилейное ГК	J _{2k}	4470	т	94,22	16,86	0,002	0,98	4,8
Новоалексеевское ГН	J _{2k}	3835	т	96,35		0	0,23	3,42
	J _{2k}	3937	т	94,24		0	2,44	3,32
Кузнецовское НК	J _{2bt}	4700	т	97,54	3,25	0	0,92	1,54
Северо-Вознесенское ГК	J _{2k}	3490	т	94,6	0,13	0	1,31	4,09
	J _{2k}	3730	т	91,2	0,2	0	7,3	0,8
Восточно-Вознесенское Г	J _{2bt}	3840	т	70,5	0,12	0	15,8	3,7
Баракаевское ГН	J _{2k}	1200	т	96,8		0	2,8	0,4
	J _{2bt-b}	1230	т	84,3		0	15,2	0,5
Советское ГК	J ₁	2513	т	59,7		0	11,8	28,5

Примечание: т – терригенный; к – карбонатный.

Содержащиеся в глубинных флюидах пары воды (конденсационные воды) вызывают опреснение пластовых вод нижних горизонтов осадочного чехла (гидрологическая инверсия).

С целью оценки перспектив нефтегазоносности региона к комплексу стандартных критериев (литолого-фациальных, тектонических, геохимических) был добавлен новый методический подход – использование результатов анализа геофлюидных процессов, протекающих в осадочном чехле. Рассмотрено воздействие пневматолитических эманаций, содержащих водный пар, водород, азот, окись и двуокись углерода, сероводород, хлор и другие газообразные компоненты, на органическое вещество (ОВ) осадочных отложений.

На территории ВКВ в результате геолого-разведочных работ, выполненных до 1990 г., встречено большое число нефтегазопроявлений и открыто более десятка месторождений УВ с залежами в интервале разреза от сармата до средней юры на глубине от 950 до 6000 м. Значительное число месторождений выработано. На большей части территории впадины и ее обрамления разведаны газовые, чаще газоконденсатные, месторождения. Нефтяные залежи появляются в южной части впадины. Газонефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения приурочены к юрским отложениям. Газовые и газоконденсатные месторождения тяготеют к нижнемеловым отложениям.

В регионе установлено четыре типа жидких УВ флюидов. Первый тип заключен в бат-байосских и келловейских терригенных образованиях, распространен на большей части впадины и представлен конденсатами и конденсатоподобными нефтями разной плотности (0,772–0,823 г/см³). Второй тип заключен в карбонатных образованиях оксфорда и представлен достаточно легкими нефтями (0,838–0,840 г/см³). Третий тип заключен в терригенных образованиях нижнего мела, распространен наиболее широко и представлен газоконденсатами плотностью во впадине 0,764–0,800 г/см³, а на Адыгейском выступе 0,705–0,827 г/см³.

Жидкие УВ флюиды четвертого типа выделяются в пределах северо-восточного бортового обрамления впадины на территории Армави́ро-Невинномысского вала в отложениях нижнего мела и палеоцен-эоцена. Отличительной чертой газоконденсатов является высокая плотность (0,867–0,871 г/см³) и большое содержание твердых парафинов (17,1–22,3%). Нефти (по О.А. Радченко, 1967, и В.С. Котову, 1967) относятся к «фильтрованным», которые в процессе миграции претерпели преобразования с осаждением в глубоких горизонтах нижнего мела тяжелых и высокотемпературных фракций и поступлением более легких фракций в верхние горизонты палеоцен-эоцена.

По нашему мнению, источником рассматриваемой флюидной системы могут быть нефти карбонатных образований триаса, отличающиеся в Восточном Предкавказье максимальной термической превращенностью и аномально высокими концентрациями твердых парафинов (до 40%). Пути их поступления вместе с парами конденсационной воды и высокими концентрациями CO_2 за счет гидролиза карбонатных минералов триасового комплекса служила Армави́ро-Невинномысская система разломов. Смесь паров воды и углекислого газа обладает при повышенных температурах повышенной растворяющей способностью, особенно по отношению к высокомолекулярным соединениям ОВ. В глубинных частях ВКВ прогнозируются аналогичные флюидные системы (особенно в зонах разломов) подобного генезиса.

Таким образом, использование информации о гидрогеологической характеристике региона в общем комплексе геолого-геохимических исследований позволяет с большей степенью вероятности выделять в разрезе и по площади ВКВ зоны с разным количеством УВ флюидов.

ЛИТЕРАТУРА

- Соловьев Б.А., Левиунова С.П., Подкорытов Н.Г., Евсюкова И.И.* Перспективы поисков нефти и газа в Восточно-Кубанской впадине // Геология нефти и газа. 2010. №1. С. 8–16.