ГЕОФІЗИКА

УДК 550.83:552.1:537

С. Выжва, д-р геол. наук, проф.
E-mail: vsa@univ.net.ua,
В. Михайлов, д-р геол. наук, проф.
E-mail: vladvam@gmail.com,
И. Онищук, канд. геол. наук, ст. науч. сотр.
E-mail: oivan1@ukr.net
Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко
УНИ "Институт геологии", ул. Васильковская, 90, г. Киев, 03022, Украина

ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОРОД МАЙКОПСКОЙ СЕРИИ КРЫМСКО-ЧЕРНОМОРСКОГО РЕГИОНА

(Рекомендовано членом редакційної колегії канд. геол. наук, старш. наук. співроб. І.М. Безродною)

Целью статьи является оценка петрофизических параметров пород-коллекторов традиционных и нетрадиционных источников углеводородов майкопской серии Крымско-Черноморского региона. Статья основывается на собственных экспериментальных исследованиях, проведенных на базе петрофизической лаборатории УНИ "Институт геологии" Киевского национального университета имени Тараса Шевченко. Изучены петрофизические свойства глинистых пород майкопской серии СЗ части шельфа Черного моря, центральной части Крымского полуострова; Керченского полуострова; Прикерченской части шельфа Азовского моря; северного шельфа Азовского моря; Прикерченской части шельфа Черного моря, а также традиционных коллекторов (преимущественно известняки и песчаники) СЗ части шельфа Черного моря; северной части шельфа Азовского моря; Прикерченской части шельфа Черного моря. Впервые дана комплексная характеристика петрофизических параметров нетрадиционных глинистых коллекторов майкопской серии, проведено их сопоставление с петрофизическими характеристиками традиционных коллекторов.

Нетрадиционные коллекторы (глины, аргиллиты) характеризуются значительными колебаниями петрофизических параметров, что, очевидно, связано с разной степенью трещиноватости образцов. Так, объемная плотность сухих образцов глинистых пород майкопской серии изменяется от 1313 до 2621 кг/м^3 (средняя 1760 кг/м^3), при насыщении образцов керосином – от 1728 до 2708 кг/м^3 (средняя 2081 кг/м^3), а кажущаяся минералогическая плотность – от 2434 до 3022 кг/м^3 (средняя 2584 кг/м^3). Значение открытой пористости образцов насыщенных керосином изменяется от 0,3 до 31,7 % (средняя 19,6 %). Открытая пористость "по азоту" изменяется от 6,6 до 38,1 % (средняя 25,7 %).

Традиционные породы-коллекторы (песчаники, известняки) характеризуются высокими емкостно-фильтрационными свойствами. Объемная плотность сухих образцов песчаников и известняков майкопской серии изменяется от 1986 до 2638 кг/м^3 (средняя 2341 кг/м^3), при насыщении образцов керосином – от 2175 до 2662 кг/м^3 (средняя 2647 кг/м^3), кажущаяся минералогическая плотность – от 2474 до 2724 кг/м^3 (средняя 2630 кг/м^3). Значение открытой пористости при насыщении образцов керна керосином изменяются от 0,7 до 24,1 % при среднем значении 11,0 %, при насыщении образцов моделью пластового раствора (по NaCl) – от 0,8 до 25,0 % (средняя 11,3 %), а открытая пористость "по азоту" – от 1,5 до 25,9 % (средняя 12,9 %).

Ключевые слова: майкопская серия, петрофизические свойства, традиционные и нетрадиционные коллекторы.

Постановка проблемы. Олигоцен-миоценовая майкопская серия широко распространена во всех регионах южного обрамления Восточноевропейской платформы, в том числе в пределах Черноморско-Крымского палеобассейна, где, как считается, она имеет важное газонефтегенерирующее значение. В литологической структуре майкопской серии преобладают глинистые разности с прослоями алевролитов и песчаников. Последние рассматриваются как коллектора традиционных месторождений нефти и газа, часто связанных с породами майкопской серии. В последнее время поднимается вопрос о возможном наличии нетрадиционных залежей углеводородов, связанных с глинистыми породами майкопской серии. Одним из важных вопросов оценки нефтегазогенерационного потенциала перспективных толщ является характеристика петрофизических свойств как традиционных, так и нетрадиционных коллекторов. Это обусловливает актуальность изучения последних.

Анализ последних исследований и публикаций. Существует обширная литература по майкопской серии [3, 4, 7–9 и др.], где детально рассмотрены особенности ее состава и строения, литологии и стратиграфии, геохимии, нефтегенерирующего потенциала, однако, систематические исследования петрофизических свойств ее пород, особенно глинистых нетрадиционных пород-коллекторов не проводились.

Выделение нерешенных ранее частей общей проблемы. На современном этапе проблема поисков и изучения нетрадиционных источников углеводородов (сланцевый газ, сланцевая нефть, газ уплотненных коллекторов и др.) приобретает все большую актуальность. При оценке перспективности на сланцевый газ геологических структур и комплексов, кроме экономических и геолого-геометрических параметров, содержания органического вещества и степени термической переработки, важное значение имеют петрофизические параметры горных пород. Эти данные необходимы при интерпретации материалов геофизических исследований поисково-разведочных скважин, а также при оценке параметров гидроразрыва пласта. Следует отметить, что петрофизические исследования до недавнего времени были направлены, в основном, на изучение пород-коллекторов традиционных источников углеводородов и на данном этапе петрофизические параметры пород-коллекторов сланцевого газа являются слабо изученными.

Целью исследований была оценка петрофизических параметров пород-коллекторов традиционных и нетрадиционных источников углеводородов майкопской серии Азово-Черноморского региона как основы комплексного анализа их физических свойств [10, 12, 13, 16, 19].

В статье приведены результаты комплексных исследований петрофизических свойств 42 образцов керна глинистых пород майкопской серии северо-западной части шельфа Черного моря (скв. Архангельская-1, Голицына-1, 6, 7, 9, 12, Шмидта-6, 9, 11, Гамбурцева-2), центральной части Крымского полуострова (скв. Джанкойская-1); Керченского полуострова (скв. Фонтановская-6, 12); Прикерченской части шельфа Азовского моря (скв. Северо-Казантипская-3); северной части шельфа Азовского моря (скв. Матросская-1), Прикерченской части шельфа Черного моря (скв. Субботина-1, 403), а также 58 образцов керна традиционных коллекторов (преимущественно известняки и песчаники) СЗ части шельфа Черного моря (скв. Шмидта-6, 9, 11, Гамбурцева-2); северной части шельфа Азовского моря (скв. Матросская-1); Прикерченской части шельфа Черного моря (скв. Субботина-403).

© Выжва С., Михайлов В., Онищук И., 2017

Экспериментальные исследования. В петрофизической лаборатории УНИ "Институт геологии" Киевского национального университета имени Тараса Шевченко выполнен комплекс петрофизических исследований, включающий определение (табл. 1–2):

- плотности пород (сухих, насыщенных раствором NaCl и керосином);
- открытой пористости (методами насыщения азотом, раствором NaCl и керосином);
- проницаемости (методом стационарной фильтрации азота);
- удельного электрического сопротивления (сухих образцов и насыщенных раствором NaCl);
- интервального времени (скорости) продольных упругих волн.

Плотность. Объемная плотность исследованных пород в сухом состоянии определялась путем взвешивания и определения геометрических размеров лабораторных образцов, а насыщенных образцов – методом гидростатического взвешивания по стандартной методике [14, 15, 18]. Для измерений применялись цифровые аналитические весы WPS 360/c/2 (точность ±0,001 г). Результаты измерений нетрадиционных коллекторов майкопской серии приведены в табл. 1, традиционных – в табл. 2.

Объемная плотность сухих образцов глинистых пород майкопской серии изменяется от 1313 до 2621 кг/м^3 (средняя 1760 кг/м^3), а для песчаников и известняков – от 1986 до 2638 кг/м^3 (средняя 2341 кг/м^3). При насыщении образцов керосином объемная плотность глинистых пород изменяется от 1728 до 2708 кг/м^3 (средняя 2081 кг/м^3), а традиционных коллекторов – от 2175 до 2662 кг/м^3 (средняя 2647 кг/м^3). Кажущаяся минералогическая плотность глинистых пород меняется от 2434 до 3022 кг/м^3 (средняя 2584 кг/м^3), а традиционных коллекторов – от 2474 до 2724 кг/м^3 (средняя 2630 кг/м^3).

Широкие пределы колебания объемной плотности свидетельствуют об изменчивости литологии и пористости образцов керна. Нетрадиционные коллекторы характеризуются резко неоднородным распределением плотности, что, вероятно, связано как с их составом, так и с разной степенью трещиноватости образцов.

Пористость. Пустотное пространство породы характеризуется пористостью, а способность породы пропускать через себя флюиды – проницаемостью. Эти свойства породы определяют тип флюида, его количество, скорость движения и технологию извлечения. Другие важные свойства пород-коллекторов – их структура и содержание воды в зависимости от капиллярного давления, а также извилистость поровых каналов. Структура осадочных пород в значительной степени определяется формой и окатанностью зерен, их размерами, сортировкой, ориентировкой и типом упаковки, химическим составом [14, 15]. Комплексное изучение этих параметров позволяет получить информацию о диагенетических и катагенетических процессах и о механизмах, которые действовали во время транспортировки и отложения осадочного материала, уплотнения и деформации осадков. По структуре породы можно судить о ее пористости и проницаемости. Изменения проницаемости можно прогнозировать исходя из изменений размера и формы частиц, распределению поровых каналов в породе.

Пористость породы – важный параметр, который определяет емкость коллектора – свойство породы вмещать флюиды (нефть, газ и воду). Различают общую, открытую и эффективную пористость [14, 15]. Коэффициент открытой пористости определялся весовым методом с использованием цифровых аналитических весов WPS 360/c/2 при насыщении образцов горных пород раствором NaCl – моделью пластовой воды с использованием стандартных методик, а также способом насыщения образца азотом под давлением (газоволюметрическим), с помощью специально разработанной установки.

По результатам лабораторных измерений установлено, что значения открытой пористости, определенные весовым методом при насыщении образцов керна керосином, для глинистых пород майкопской серии изменяются от 0,3 до 31,7 % при среднем значении 19,6 %, а для традиционных коллекторов (песчаников и известняков) – от 0,7 до 24,1 % при среднем значении 11,0 %.

Значения открытой пористости традиционных коллекторов, определенные весовым методом при насыщении образцов керна моделью пластового раствора (по NaCl), меняются от 0,8 до 25,0 % при среднем значении 11,3 %. Для нетрадиционных коллекторов этот показатель не измерялся.

Таблица 1. **Петрофизические параметры нетрадиционных коллекторов майкопской серии (образцы сухие и насыщенные керосином) [10]**

№	№ бразца	Скважина	Интервал опробования, м	Порода	Объемная плотность сухой породы, кг/м^3	Объемная плотность породы с керосином, кг/м^3	Кажущаяся минералогическая плотность породы, кг/м^3	Открытая пористость (по азоту), %	Открытая пористость (по керосину), %	Проницаемость, фм^2	Электрическое сопротивление сухой породы, Ом·м	Интервальное время, мкс/м (сухая порода)	Интервальное время, мкс/м (порода насыщена керосином)
Северо-западная часть шельфа Черного моря													
1	165 ГЛ	Голицына-1	1034	Мергель	2621	2629	2636		0,3	<0,001	3886	192	181
2	162 ГЛ	Голицына-6	1812	"	1811	2122	2562		17,2			–	–
3	162-1 ГЛ	Голицына-6	1812	"	1740	2061	2527		18,4			–	–
4	162-2 ГЛ	Голицына-6	1812	"	1811	2124	2568		17,3			–	–
5	163 ГЛ	Голицына-7	570	"	1426	1831	2556	34,2	28,4			–	–
6	164 ГЛ	Голицына-9	2100	"	2078	2313	2609	14,3	11,3			–	–
7	161 ГЛ	Голицына-12	2710	Аргиллит	2376	2494	2624	6,6	5,0			247	238
8	171-1 АХ	Архангельская-21	867	Аргиллит	1470	1860	2533	33,8	26,6			–	–
9	171-2 АХ	"	867	Аргиллит	1448	1842	2530	30,3	27,2			482	407
10	172 АХ	"	872	Алевролит	1411	1818	2556	32,9	28,9			426	383
11	172-1 АХ	"	872	"	1495	1883	2544	28,2	26,0		1726	437	371
12	173 АХ	"	877	"	1313	1728	2529	38,1	31,7			–	–
13	174 АХ	"	878	"	1376	1796	2584	35,5	30,5			–	–

Закінчення табл. 1

№	№ бразца	Скважина	Интервал опробования, м	Порода	Объемная плотность сухой породы, кг/м³	Объемная плотность породы с керосином, кг/м³	Кажущаяся минералогическая плотность породы, кг/м³	Открытая пористость (по азоту), %	Открытая пористость (по керосину), %	Проницаемость, фм²	Электрическое сопротивление сухой породы, Ом·м	Интервальное время, мкс/м (сухая порода)	Интервальное время, мкс/м (порода насыщена керосином)
Центральная часть Крымского полуострова													
14	166 ДЖ	Джанкойская-1	845	Алевролит	1623	1953	2451	27,2	20,3			364	314
15	167 ДЖ	"	866	Аргиллит	1590	1951	2525	26,2	22,7		107555	405	344
16	167-1 ДЖ	"	866	"	1603	1961	2525	27,2	22,3			429	358
17	168 ДЖ	"	876	Мергель	1455	1848	2530	32,7	27,0			–	–
18	168-1 ДЖ	"	876	"	2452	2706	3019	12,4	10,4	0,63		280	247
19	168-2 ДЖ	"	876	"	2453	2708	3022	12,5	10,4			290	250
20	169 ДЖ	"	885	Аргиллит	1625	2002	2606	26,2	23,2			–	–
21	169-1 ДЖ	"	885	"	1662	1975	2434		18,9			376	331
22	169-2 ДЖ	"	885	"	1586	1947	2521		22,8			383	337
23	170 ДЖ	"	892	Песчаник	1590	1963	2562	26,3	23,4		51035	480	405
24	170-1 ДЖ	"	892	"	1552	1930	2550	27,2	24,3		45813		383
25	170-2 ДЖ	"	892	"	1620	1983	2557	26,1	22,4		102386	466	365
Керченский полуостров													
26	180 ФН	Фонтановская-6	3292	Аргиллит	2321	2474	2647	12,4	6,6			286	238
27	179 ФН	Фонтановская-12	3695	Песчаник	2340	2488	2656		6,3			–	–
Прикерченская часть шельфа Азовского моря													
28	151 ПК	Североказан-типская-3	1042	Алевролит	1483	1873	2539		26,3			–	–
29	151-1 ПК	"	1042	Алевролит	1459	1857	2553		27,3			–	–
30	152 ПК	"	1100	Глина	1545	1923	2547		24,5			–	–
31	153 ПК	"	1209	"	1461	1863	2569		27,5				342
32	155 ПК	"	1420	Аргиллит	1532	1908	2529	32,1	24,6			–	–
33	156 ПК	"	1550	"	1622	2012	2648	30,5	24,0		1243	389	351
34	157 ПК	"	2590	"	1897	2228	2698	22,9	17,4	18,74	3911	329	283
35	157-1 ПК	"	2590	"	1873	2209	2690	23,3	17,9			290	281
36	159 ПК	"	2587	"	1883	2214	2686	23,1	17,6	1,66	2472	346	299
37	160 ПК	"	2597	"	1862	2160	2573		16,0			–	–
Прикерченская часть шельфа Черного моря													
38	176 СБ	Субботина-1	1363	Аргиллит	1754	2094	2597		19,4			–	–
39	176-1 СБ	"	1363	"	1980	2195	2462		10,8			326	289
40	176-2 СБ	"	1363	"	1928	2175	2496		12,8			–	–
41	178 СБ	"	1960	"	1762	2075	2523	25,2	17,8			–	–
42	177 СБ	"	2330	"	2041	2235	2470		9,5			–	–

Таблица 2. **Петрофизические параметры традиционных коллекторов майкопской серии (образцы сухие, насыщенные керосином и раствором NaCl) [10]**

№п.п.	№ образца	Скважина	Интервал опробования, м	Порода	Объемная плотность сухой породы, кг/м³	Объемная плотность породы, насыщ. керосином, кг/м³	Объемная плотность породы, насыщ. раствором NaCl, кг/м³	Кажущаяся минералогическая плотность породы, кг/м³	Открытая пористость (по азоту), %	Открытая пористость (по керосину), %	Открытая пористость (по NaCl), %	Проницаемость, фм²	Интервальное время, мкс/м (сухая порода)	Интервальное время, мкс/м (порода, насыщенная керосином)	Интервальное время, мкс/м (порода, насыщенная NaCl)	Электрическое сопротивление сухой породы, Ом×м	Электрическое сопротивление породы, насыщенной NaCl, Ом×м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
СЗ часть шельфа Черного моря																	
1	211 ШМ	Шмидта-6	3580–3592	Известняк	2560	2583	2624	2637	4,8	2,9	2,3	< 0,001	180	177	179	5070	38,5
2	212 ШМ	"	3622–3632	"	2577	2602	2644	2662	5,1	3,2	2,8	0,45	175	167	171	15551	39,2
3	212-1 ШМ	"	3622–3632	"	2574	2601	2638	2665	5,2	3,4	3,4	0,28	206	173	187	6548	37,4
4	208 ШМ	Шмидта-9	3126–3139	"	2448	2472	2654	2524	5,0	3,0	2,4	< 0,001	207	171	177	3783	32,9
5	209 ШМ	"	3110–3126	"	2522	2549	2614	2610	4,2	3,4	2,9	< 0,001	228	191	201	1055	17,0
6	209-1 ШМ	"	3110–3126	"	2519	2546	2611	2610	4,4	3,5	2,9	< 0,001	203	193	205	1752	16,6
7	210 ШМ	"	3110–3126	"	2597	2611	2674	2644	3,2	1,8	1,8	< 0,001	189	182	185	1298	33,6
8	206 ШМ	Шмидта-11	2957–2966	"	2543	2584	2625	2684	5,9	5,3	4,7	0,07	210	186	210	9558	27,4

Закінчення табл. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
9	207 ШМ	"	2966–2972	"	2562	2588	2631	2651	4,7	3,4	2,7	< 0,001	197	171	169	10460	50,3
10	207-1 ШМ	"	2966–2972	"	2559	2587	2631	2656	5,8	3,7	2,9	< 0,001	198	175	171	24167	45,5
11	213 ГМ	Гамбурцева-2	2082–2090	"	2438	2508	2588	2680	10,5	9,0	7,9		205	199	200	2473	8,7
12	214 ГМ	"	2390–2400	"	2486	2541	2614	2673	9,1	7,0	6,4		184	183	183	5339	11,7
13	215 ГМ	"	2560–2569	"	2605	2626	2691	2677	3,9	2,7	2,3	0,01	170	165	165	84958	43,0
14	215-1 ГМ	"	2560–2569	"	2603	2627	2694	2686	4,1	3,1	2,7	0,03	179	168	167	95873	35,8
15	216 ГМ	"	3270–3276	"	2595	2596	2657	2597	1,5	0,7	0,8	0,01	189	191	187	660	43,3
16	216-1 ГМ	"	3270–3276	"	2598	2602	2660	2611	1,9	0,8	1,0	< 0,001	241	189	191	651	40,0
Северная часть шельфа Азовского моря																	
17	201 МА	Матросская-1	1053–1059	Песчаник	2417	2491	2567	2670	11,0	9,5	9,6	8,23	312	253	240	20632	4,9
18	201-1 МА	"	1053–1059	"	2430	2500	2575	2671	10,7	9,0	9,2	0,37	311	246	233	13376	5,4
19	202 МА	"	1232–1241	Известняк	2105	2243	2331	2552	20,8	17,5	17,9	1,25	303	293	308	1335	2,2
20	202-1 МА	"	1232–1241	"	2117	2244	2333	2526	20,2	16,2	18,0	0,11	310	290	307	1204	2,2
21	203 МА	"	1300–1309	"	2069	2198	2283	2475	20,1	16,4	17,0	4,61	292	293	316	601	2,2
22	203-1 МА	"	1300–1309	"	2079	2204	2288	2474	20,5	16,0	17,4	0,15	314	234	319	714	2,1
23	204 МА	"	1500–1508	"	2314	2401	2464	2602	13,4	11,1	11,7	0,42	275	262	304	372	2,6
24	204-1 МА	"	1500–1508	"	2316	2405	2470	2612	13,5	11,3	11,6	0,08	277	207	302	553	2,6
25	205 МА	"	1765–1775	Песчаник	2001	2184	2277	2612	25,7	23,4	24,1	1,72	420	382	382	515	1,3
26	205-1 МА	"	1765–1775	"	1986	2175	2267	2616	25,9	24,1	24,8	2,74	466	401	409	548	1,2
Прикерченская часть шельфа Черного моря																	
27	186 СБ	Субботина-1	1948–1954	Песчаник	2063	2233	2305	2632	24,4	21,6	21,9	9,16	404	352	394	1950	2,3
28	186-1 СБ	"	1948–1954	"	2048	2222	2293	2633	24,3	22,2	22,4	16,05	388	340	376	2389	2,1
29	187 СБ	"	1960–1965	"	2156	2299	2355	2636	20,8	18,2	18,7	8,43	370	321	354	2221	2,7
30	188 СБ	"	2342–2343	Алевролит	2259	2371	2423	2636	17,3	14,3	14,9	6,17	374	297	344	1224	3,2
31	188-1 СБ	"	2342–2343	"	2261	2371	2420	2632	15,8	14,1	14,9	6,93	372	315	365	688	3,1
32	189 СБ	"	2342–2343	Алевропесчаник	2268	2373	2424	2619	16,3	13,4	14,1	30,55	389	307	404	1200	3,2
33	189-1 СБ	"	2342–2343	"	2285	2386	2437	2622	16,1	14,0	13,5	18,25	353	300	345	1399	3,5
34	190 СБ	Субботина-403	2439–2444	Песчаник	2292	2390	2420	2641	15,27	12,54	12,52	6,07	316	221	258	87879	3,7
35	190-1 СБ	"	2439–2444	"	2260	2357	2388	2636	16,97	12,66	12,56	4,65	351	244	291	6592	3,3
36	190-2 СБ	"	2439–2444	"	2294	2390	2420	2641	15,06	12,38	12,29	4,66	296	207	262	13166	3,8
37	191 СБ	"	2591–2596	"	2288	2388	2420	2638	16,2	12,89	12,69	6,39	356	246	296	5788	3,3
38	191-1 СБ	"	2591–2596	"	2296	2396	2426	2639	15,92	12,8	12,75	6,75	343	240	292	22366	3,4
39	192 СБ	"	2596–2605	"	2313	2405	2430	2643	14,45	11,52	11,7	3,10	377	263	311	49662	3,6
40	192-1 СБ	"	2596–2605	"	2314	2404	2433	2642	14,69	11,79	11,62	3,22	383	250	293	10653	3,4
41	193 СБ	"	2596–2605	"	2037	2213	2225	2625	24,3	22,4	25,0		371	329	359	4972	1,3
42	194 СБ	"	2596–2605	"	2191	2325	2348	2644	19,1	17,1	22,0	3,63	424	350	408	2925	2,1
43	194-1 СБ	"	2596–2605	"	2191	2325	2355	2643	19,0	17,1	22,0	3,97	413	348	393	4221	2,2
44	195 СБ	"	2658–2665	"	2198	2325	2341	2623	19,6	16,2	16,6	6,10	400	338	383	3294	2,1
45	195-1 СБ	"	2658–2665	"	2177	2314	2344	2639	20,0	17,5	17,3	3,71	438	352	422	3447	2,1
46	196 СБ	"	2658–2665	"	2194	2324	2363	2628	19,84	16,54	16,57	8,94	471	319	352	13222	2,3
47	196-1 СБ	"	2658–2665	"	2209	2336	2373	2628	19,76	16,02	16,08	5,29	466	299	337	16814	2,3
48	196-2 СБ	"	2658–2665	"	2197	2324	2361	2628	19,75	16,11	16,16	5,17	475	303	344	12035	2,2
49	197 СБ	"	2665–2672	"	2541	2578	2578	2664	6,5	6,0	6,2	0,19	269	217	265	5833	10,5
50	197-1 СБ	"	2665–2672	"	2556	2585	2590	2654	5,9	5,5	5,5	0,13	268	235	260	6992	11,9
51	198 СБ	"	2665–2672	"	2275	2378	2423	2622	15,2	13,2	14,2	12,83	394	324	390	7226	2,4
52	198-1 СБ	"	2665–2672	"	2270	2376	2395	2622	15,5	13,4	14,0	9,70	379	316	385	3897	2,4
53	199 СБ	"	2665–2672	"	2138	2281	2325	2624	21,65	18,36	18,24	5,82	445	309	356	20312	2,2
54	199-1 СБ	"	2665–2672	"	2172	2308	2350	2626	20,63	17,46	17,36	5,35	411	291	343	21317	2,1
55	200 СБ	"	2729–2733	"	2637	2661	2671	2721	4,7	3,1	3,3	0,23	294	229	290	2821	8,9
56	200-1 СБ	"	2729–2733	"	2638	2662	2672	2724	4,8	3,2	3,3	0,17	290	221	283	3489	9,4
57	217 ГМ	"	3442–3457	"	2573	2591	2650	2632	3,7	2,2	2,0	0,03	235	193	206	784	16,6
58	217-1 ГМ	"	3442–3457	"	2567	2589	2650	2641	3,9	2,8	2,6	0,06	211	202	213	983	14,1

Открытая пористость "по азоту" нетрадиционных коллекторов, которая определена с помощью насыщения цилиндрических образцов азотом под давлением 0,25 МПа, имеет несколько повышенные значения и изменяется от 6,6 до 38,1 % при среднем значении 25,7 %. Для традиционных коллекторов она изменяется от 1,5 до 25,9 % при среднем значении 12,9 %. Рост значений открытой пористости при насыщении азотом объясняется проникновением газа в капиллярные поры, в которые не может проникнуть жидкость.

Корреляционная зависимость между коэффициентами пористости пород, определенными методами гидростатического взвешивания и газоволюметрическим, имеет вид: $k_{\text{п,кер}} = 0{,}9299 \cdot k_{\text{п,азот}} - 0{,}0111$, при $R^2 = 0{,}991$, где $k_{\text{п,азот}}$ – пористость, определенная насыщением азотом; $k_{\text{п,кер}}$ – пористость определена насыщением керосином (рис. 1). Средняя относительная погрешность определения значений пористости составляла 1,22 %.

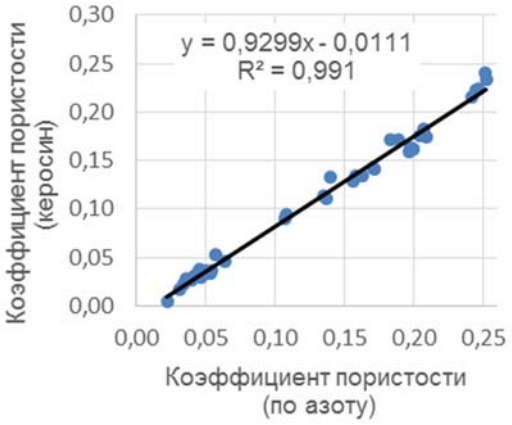


Рис. 1. Корреляционная зависимость между коэффициентами пористости пород, определенными методами газоволюметрическим и гидростатического взвешивания

Проницаемость. Свойство породы пропускать флюиды называется проницаемостью. Прони-цаемость породы зависит от ее эффективной пористости, то есть на нее влияют размер зерен породы, их форма, распределение зерен по размерам (сортировка) и их упаковка, а также степень консолидации и цементации. Тип глинистого или иного цементирующего материала между песчаными зернами также влияет на проницаемость, особенно в присутствии воды. Некоторые глинистые минералы, в частности смектит (бентониты) и монтмориллонит, разбухают в воде и могут частично или полностью закупоривать поровое пространство [3, 4].

Проницаемость k характеризует абсолютную проницаемость, если порода на 100 % насыщена одним флюидом (или фазой), таким как газ, нефть или вода. Если в породе присутствует более одного флюида, проницаемость для каждого из них характеризуется эффективной проницаемостью (при этом $k_н$, $k_г$, $k_в$ – эффективные проницаемости для нефти, газа и воды соответственно). Во время движения по поровым каналам пластовые флюиды взаимодействуют между собой, мешая друг другу, поэтому сумма эффективной проницаемости всех трех фаз всегда меньше абсолютной проницаемости. Если в породе присутствует более одного флюида, отношение эффективной проницаемости любой фазы к абсолютной проницаемости породы называют относительной проницаемостью (k_r) для этой фазы. Например, относительные проницаемости для нефти, газа и воды будут $k_{rн} = k_н/k$, $k_{rг} = k_г/k$, $k_{rв} = k_в/k$ соответственно [14].

Нефтяные и газовые коллекторы могут иметь первичную проницаемость, которая известна также как проницаемость матрицы (минерального каркаса) породы, и вторичную проницаемость. Проницаемость матрицы образуется при отложении и литификации (консолидации) осадочных пород. Вторичная проницаемость является результатом изменения матрицы породы за счет уплотнения, цементации, образования трещин и выщелачивания. Уплотнение и цементация обычно уменьшают проницаемость, тогда как образование трещин и выщелачивание имеют тенденцию увеличивать их. В некоторых породах, особенно в низкопористых карбонатах и аргиллитах, именно за счет вторичной проницаемости происходит основная миграция флюидов.

Проницаемость пород-коллекторов нефти и газа может изменяться в диапазоне от 0,1 до 1000 фм^2 или более. Качество коллектора обусловлено его проницаемостью, которая делится на низкую – k < 1 фм^2; удовлетворительную – k = 1–10 фм^2; среднюю – k = 10–50 фм^2; высокую – k = 50–250 фм^2; очень высокую – k > 250 фм^2 [6]. Коллекторы с проницаемостью ниже 1 фм^2, считаются плотными. Такая низкая проницаемость обычно свойственна аргиллитам, алевролитам, плотным газоносным песчаникам, матрице известняков. Методы интенсификации – гидроразрыв и кислотная обработка пласта – повышают проницаемость пород и позволяют вести добычу из таких коллекторов, которые ранее считались некондиционными.

Коэффициент проницаемости образцов керна определялся методом стационарной фильтрации азота с помощью специально разработанной установки [2]. Выполнено два цикла измерений после экстрагирования образцов в хлороформе и спиртобензольной смеси. Средняя относительная погрешность определений коэффициента проницаемости составляла 2,6 %.

По результатам лабораторных измерений установлено, что значение коэффициента проницаемости пород традиционных коллекторов изменяются от 0,001 до 30,5 фм^2 при среднем значении 4 фм^2. Проницаемость известняков низкая (0,001–0,45 фм^2), в единичных случаях – удовлетворительная (1,25–4,61 фм^2), песчаников и алевропесчаников – преимущественно удовлетворительная (1,72–9,7 фм^2), иногда низкая (0,03–0,37 фм^2) и высокая (12,83–30,55 фм^2). Что касается проницаемости нетрадиционных коллекторов, то в силу хрупкости образцов аргиллитов удалось провести замеры только в единичных образцах, в которых проницаемость характеризуется значительным разбросом (от 0,001 до 18,74 фм^2).

Для пород традиционных коллекторов установлена корреляционная зависимость (рис. 2) между коэффициентом пористости ($k_п$) и коэффициентом проницаемости ($k_{пр}$), которая имеет вид: , при R^2 = 0,684.

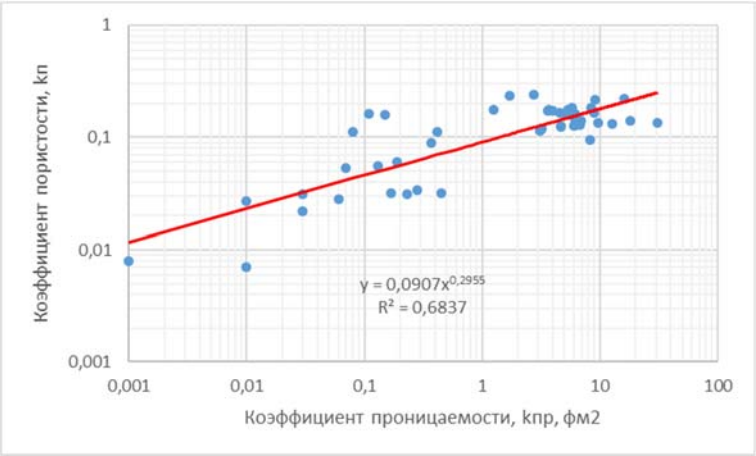


Рис. 2. Корреляционная зависимость между коэффициентом пористости ($k_п$) и коэффициентом проницаемости ($k_{пр}$)

Удельное электрическое сопротивление. Удельное электрическое сопротивление представляет собой важную характеристику породы. На величину этого параметра в горной породе влияет целый ряд факторов, обусловливающих изменение удельного сопротивления в широких пределах. Электрическое сопротивление вещества количественно оценивается величиной удельного электрического сопротивления (Ом·м), которое характеризует противодействие единицы объема вещества (горных пород, вод и т. д.) прохождению электрического тока. Удельное электрическое сопротивление определяется вещественным составом породы, минерализацией пластовых вод, температурой и давлением при которых измеряется эта величина [6, 11, 14, 15].

Лабораторные электрометрические измерения сухих образцов керна выполнены при температуре 20 °С с помощью цифрового тераомметра С.А 6547, который позволяет выполнять измерения электрического сопротивления в диапазоне от 10 кОм до 10 ТОм с цифровой записью на ЭВМ по специальной программе на постоянном токе по двухэлектродной схеме. Для измерения образцов, насыщенных раствором NaCl, применялся прецизионный цифровой RLC-метр МНС-1100, что позволяет выполнять измерения электрического сопротивления с повышенной точностью в диапазоне от 10^{-6} до 10^{8} Ом в диапазоне частот от 0 до 100 кГц. Цилиндрические образцы при измерении вставлялись в специальный кернодержатель с неполяризующимися электродами [1, 12, 13, 18].

С целью установления зависимости петроэлектрических параметров от степени водонасыщенности пород традиционных коллекторов в процессе экспериментальных лабораторных исследований выполнялась серия электрометрических измерений, что позволило построить ряд корреляционных зависимостей между петрофизическими параметрами. Породы нетрадиционных коллекторов насыщались керосином (из-за разбухания глинистых разностей в воде и их разрушения), потому электрометрические измерения выполнены только на сухих образцах.

По результатам лабораторных измерений установлено, что удельное электрическое сопротивление сухих экстрагированных образцов пород нетрадиционных коллекторов меняется от 1243 до 107555 Ом·м при среднем значении 35560 Ом·м, а традиционных – от 372 до 95873 Ом·м при среднем значении 11220 Ом·м. При этом наблюдаются значительные вариации значений удельного сопротивления образцов, что объясняется неоднородностью текстуры пород (наличие глинистых и песчанистых слоев). Удельное электрическое сопротивление образцов пород традиционных коллекторов, насыщенных моделью пластовой жидкости (раствор NaCl), меняется от 1,2 до 50,3 Ом·м при среднем значении 11,9 Ом·м, а параметр пористости – от 5,6 до 252 (среднее 53).

По материалам лабораторных исследований построена корреляционная зависимость (рис. 3) между коэффициентом пористости ($k_п$) и параметром пористости (Р) для пород традиционных коллекторов. Уравнение Арчи – Дахнова имеет вид: $P = 1{,}1334 \cdot k_п^{-1{,}25}$, при R^2 = 0,92.

Для традиционных коллекторов майкопской серии проведены исследования изменений удельного электрического сопротивления при отгонке воды на центрифуге ОС-6М (от 1000 до 6000 об/мин с шагом 1000 об/мин, давление вытеснения воды изменялось от 0,02 до 0,9 МПа). Установлены корреляционные зависимости параметра нефтегазонасыщения ($P_н$) от коэффициента водонасыщения ($k_в$) для ряда скважин (рис. 4) отдельных площадей.

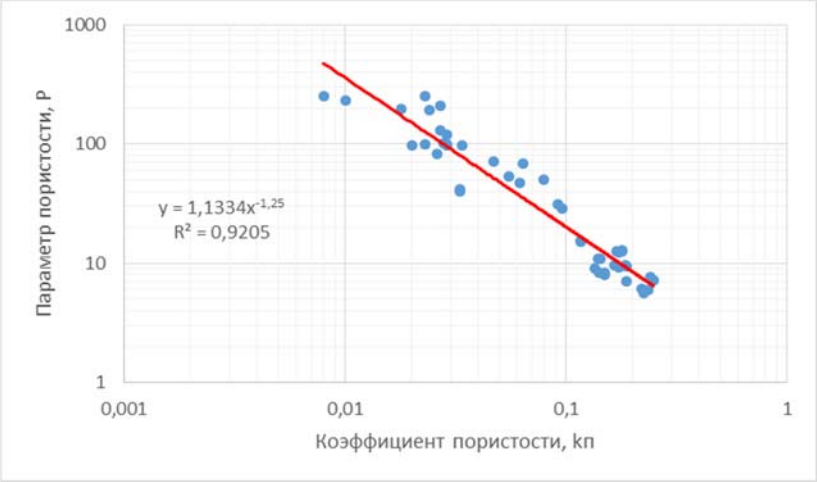
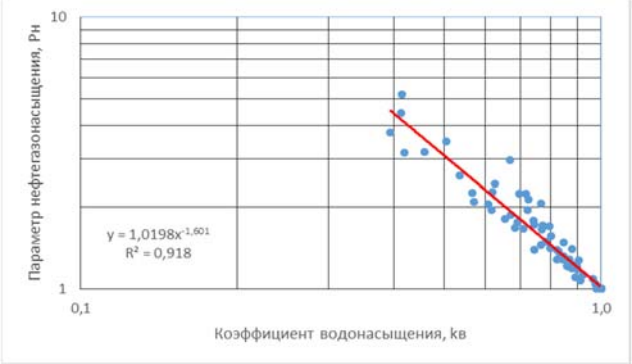


Рис. 3. Корреляционная зависимость между коэффициентом пористости ($k_п$) и параметром пористости (Р) – зависимость Арчи – Дахнова

Петроакустические исследования. Скорости продольных упругих волн определялись на лабораторных образцах с помощью цифровой ультразвуковой установки "Керн-4". Для исследования скоростей распространения упругих волн в горных породах применен импульсно-фазовый ультразвуковой метод [17]. Измерение скорости продольных волн осуществлялось на образцах, которые были ориентированы вдоль слоистости. При контрольных измерениях было установлено, что относительная погрешность измерений не превышает 2–3 % для продольных волн.

Ультразвуковые исследования образцов проведены после экстрагирования на сухих образцах и при полном их насыщении керосином и раствором NaCl. Интервальное время, определенное для сухих экстрагированных образцов пород нетрадиционных коллекторов, изменяется от 192 до 482 мкс/м (среднее 361 мкс/м), а традиционных – от 170 до 475 мкс/м (среднее 313 мкс/м). Для насыщенных керосином образцов пород нетрадиционных коллекторов этот параметр варьируется в диапазоне от 181 до 407 мкс/м (среднее 318 мкс/м), а традиционных – от 165 до 401 мкс/м (среднее 256 мкс/м). При насыщении образцов пород традиционных коллекторов раствором NaCl интервальное время меняется от 165 до 422 мкс/м (среднее 287 мкс/м).

Скв. Субботина-1., $P_н = 1{,}0388 \cdot k_в^{-1.29}$, при R^2 = 0,9



Скв. Субботина-403. $P_н = 1{,}0198 \cdot k_в^{-1.601}$, при R^2 =0,92

Скв. Матроская-1. $P_н = 1{,}0388 \cdot k_в^{-1.228}$, при R^2 =0,75

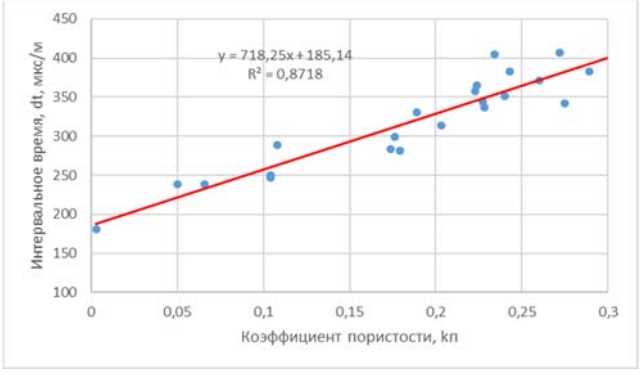
Скв. Шмидта-11. $P_н = 0{,}9665 \cdot k_в^{-2{,}09}$при R^2 = 0,835

Скв. Шмидта-9. $P_н = 1{,}0339 \cdot k_в^{-2{,}04}$, при R^2 = 0,762

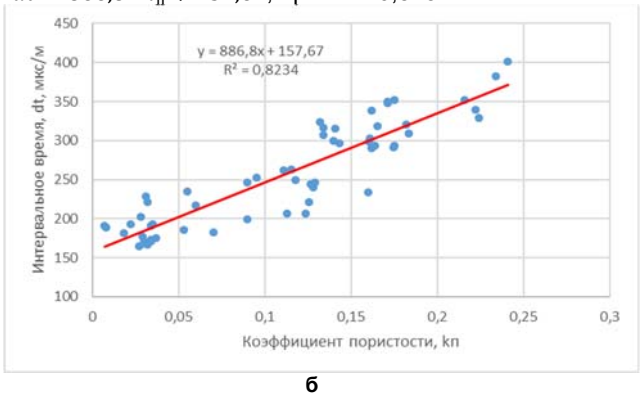
Скв. Гамбурцева-2. $P_н = 1{,}0392 \cdot k_в^{-1{,}852}$, при R^2 = 0,682

Рис. 4. Корреляционные зависимости между коэффициентом водонасыщения ($k_в$) и параметром нефтегазонасыщения ($P_н$) традиционных коллекторов майкопской серии

Установлены корреляционные связи между интервальным временем (dt) и коэффициентом пористости ($k_п$) исследованных пород. Для примера, на рис. 5 приводятся корреляционные связи интервального времени и коэффициента пористости для насыщенных керосином образцов, которые имеют вид: а) для пород нетрадиционных коллекторов – $dt = 718{,}25 \cdot k_п + 185{,}14$, при R^2 = 0,872; б) для пород традиционных коллекторов – $dt = 866{,}8 \cdot k_п + 157{,}67$, при R^2 = 0,823.



а



б

Рис. 5. Корреляционная зависимость между интервальным временем и коэффициентом пористости для нетрадиционных (а) и традиционных (б) пород-коллекторов

Выводы. Проведена оценка петрофизических параметров традиционных и нетрадиционных пород-коллекторов майкопской серии Азовско-Черноморского региона: объемной плотности, кажущейся минералогической плотности, открытой пористости, проницаемости, петроэлектрических и акустических параметров. Изучены петрофизические свойства 42 образцов керна глинистых пород майкопской серии северо-западного шельфа Черного моря (скв. Архангельская-1, Голицына-1, 6, 7, 9, 12, Шмидта-6, 9, 11, Гамбурцева-2), центральной части Крымского полуострова (скв. Джанкойская-1); Керченского полуострова (скв. Фонтановская-6, 12); Прикерченского шельфа Азовского моря (скв. Северо-Казантипская-3); северного шельфа Азовского моря (скв. Матросская-1), Прикерченской части шельфа Черного моря (скв. Субботина-1, 403), а также 58 образцов керна традиционных коллекторов (преимущественно известняки и песчаники) СЗ шельфа Черного моря (скв. Шмидта-6, 9, 11, Гамбурцева-2); северного шельфа Азовского моря (скв. Матросская-1); Прикерченской части шельфа Черного моря (скв. Субботина-403).

Майкопские образования Черноморско-Каспийского региона входят в состав мощного (более 1000 м) высокоперспективного нефтегазоносного комплекса, который представлен глинистыми толщами с прослоями песчаников и алевролитов. С ним связан ряд газовых месторождений (Голицынское, Южноголицынское, Шмидта, Архангельское, Крымское, Джанкойское, Стрелковое и др.), в которых коллекторами является горизонты песчаников и алевролитов эффективной мощностью 0,5 – 7,0 м.

Нетрадиционные коллекторы (глины, аргиллиты) характеризуются значительными колебаниями петрофизических параметров, что, очевидно, связано с составом и трещиноватостью образцов. Так, объемная плотность сухих образцов глинистых пород майкопской серии изменяется от 1313 до 2621 кг/м^3 (средняя 1760 кг/м^3), при насыщении образцов керосином – от 1728 до 2708 кг/м^3 (средняя 2081 кг/м^3), а кажущаяся минералогическая плотность – от 2434 до 3022 кг/м^3 (средняя 2584 кг/м^3). Значение открытой пористости для глинистых пород майкопской серии варьируется в диапазоне от 0,3 до 31,7 % при среднем значении 19,6 %. Открытая пористость "по азоту" нетрадиционных коллекторов изменяется от 6,6 до 38,1 % при среднем значении 25,7 %.

Что касается традиционных пород-коллекторов майкопской серии (песчаники, известняки, алевролиты), то они характеризуются высокими емкостно-фильтрационными свойствами. Объемная плотность сухих образцов песчаников и известняков майкопской серии изменяется от 1986 до 2638 кг/м^3 (средняя 2341 кг/м^3), при насыщении образцов керосином – от 2175 до 2662 кг/м^3 (средняя 2647 кг/м^3), кажущаяся минералогическая плотность – от 2474 до 2724 кг/м^3 (средняя 2630 кг/м^3). Значение открытой пористости при насыщении образцов керна керосином варьируется в диапазоне от 0,7 до 24,1 % при среднем значении 11,0 %, при насыщении образцов керна моделью пластовой воды (раствор NaCl), изменяются от 0,8 до 25,0 % при среднем значении 11,3 %, а открытая пористость "по азоту" – от 1,5 до 25,9 % при среднем значении 12,9 %.

В результате анализа материалов лабораторных петроэлектрических исследований построен ряд корреляционных зависимостей: коэффициента пористости от параметра пористости (уравнение Арчи – Дахнова) и параметра нефтегазонасыщения от коэффициента водонасыщения. В результате анализа петроакустических материалов построены корреляционные зависимости коэффициента пористости от интервального времени образцов, насыщенных керосином.

Следует отметить, что породы нетрадиционных коллекторов (глины, аргиллиты), как правило, имеют пониженные прочностные параметры. Вследствие этого необходимо усовершенствовать технологию лабораторных петрофизических исследований путем разработки новых лабораторных установок с учетом этих особенностей пород.

Список использованных источников

1. Вижва С.А. Петроелектрична модель порід-колекторів Західно-Шебелинського газоконденсатного родовища / С.А. Вижва, Д.І. Онищук, В.І. Онищук // Вісн. Київ. ун-ту. Геологія. – 2012. – № 57. – С. 13–16.
2. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. – М. : Мингео СССР, 1985. – 18 с.
3. Григорчук К. Літологія і седиментогенез майкопських відкладів Каркінітсько-Північнокримського прогину. Ст. 1. Літологічні комплекси і седиментаційна циклічність майкопських відкладів / К. Григорчук, В. Гнідець, Л. Баландюк // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2009. – № 1 (146). – С. 69–78.
4. Григорчук К. Літологія і седиментогенез майкопських відкладів Каркінітсько-Північнокримського прогину. Ст. 2. Ранній майкоп. Геологічна палеоокеанографія та седиментолітогенез / К. Григорчук, В. Гнідець, Л. Баландюк // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2009. – № 2 (147). – С. 71–83.
5. ГСТУ 41-00032626-00-025-2000. Коефіцієнт залишкового водонасичення гірських порід. – К. : Мінекоресурсів України, 2001. – 17 с.
6. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения пород / В.Н. Дахнов. – М. : Недра, 1975. – 343 с.
7. Клюшина Г.В. Літологічні особливості уламкових порід майкопської серії північно-західного шельфу Чорного моря / Г.В. Клюшина // Літологія, геологія морів та океанів : зб. наук. праць ІГН. – 2009. – № 2 (83).
8. Надежкин Д.В. Нефтематеринские свойства майкопских отложений и их роль в нефтегазоносности восточной части Черного моря : автореф. дис… канд. геол.-мин. наук: 25.00.12 / Д.В. Надежкин. – М., 2011. – 25 с.
9. Науменко А.Д., Новые черты геологического строения керлеутских (майкопских) отложений Керченского сегмента Азовского и Черного морей / А.Д. Науменко, М.А. Науменко, П.М. Коржнев // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2010. – № 4. – С. 40–49.
10. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. ІІІ. Південний нафтогазоносний регіон / В.А. Михайлов, І.М. Куровець, Ю.Н. Синьковський та ін. – К. : ВПЦ "Київський університет", 2014. – 222 с.
11. Пархоменко Э.И. Электрические свойства горных пород / Э.И. Пархоменко. – М. : Наука, 1965. – 164 с.
12. Петроелектричні дослідження керна свердловини Чорноморського шельфу / С.А. Вижва, М.В. Рева, А.П. Гожик, В.І. Онищук, І.І. Онищук // Вісн. Київ. ун-ту. Геологія. – 2008. – № 44 – С. 4-8.
13. Петроелектричні дослідження керну складнопобудованих порід-колекторів / С.А. Вижва, М.В. Рева, А.П. Гожик, В.І. Онищук, І.І. Онищук // Вісн. Київ. ун-ту. Геологія. – 2010. – № 50. – С. 4–7.
14. Петрофизика. Справочник. Ч. 1 / под ред. Н.Б. Дортман. – М. : Недра, 1992. – 391 с.
15. Петрофизика. Справочник. Ч. 2 / под ред. Н.Б. Дортман. – М. : Недра, 1992. – 304 с.
16. Петрофізичні параметри нетрадиційних порід-колекторів Південного нафтогазового регіону / С.А. Вижва, В.А. Михайлов, Д.І. Онищук, І.І. Онищук // Геоінформатика. – 2013. – № 3 (47). – С. 1–9.
17. Продайвода Г.Т. Акустика текстур гірських порід / Г.Т. Продайвода. – К. : ВГЛ "Обрії", 2004. – 144 с.
18. Vyzhva S. Electrical model of Cambrian rocks from Volodymyrska area in Volyno-Podillia (Ukraine) / S. Vyzhva, V. Onyshchuk, D. Onyshchuk // NAFTA-GAZ – 2017. – Rok LXXIII. – 2017. – № 2 – С. 90–96.
19. Vyzhva S.A.Implications for Unconventional Hydrocarbons Exploration and Production in Ukraine / S.A. Vyzhva, V.A. Mikhailov // 75th European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition 2013 Incorporating SPE EUROPEC 2013: Changing Frontiers, 2013, P. 4927–4931.

Reference

1. Vyzhva, S.A., Onyshchuk, D.I., Onyshchuk, V.I. (2012). Petroelectric model of reservoir rocks of the West Shebelinka gas field. *Visnyk Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology,* 57, 13–16. [In Ukrainian].
2. GOST 26450.2–85. The rocks. Methods for determination of collector properties. Method for determination of absolute permeability coefficient under stationary and non-stationary filtration. (1985). Moscow: Mingeo USSR. [In Russian].
3. Grigorchuk, K. Hnidets, V., Balandyuk, L. (2009). Lithology and sedimentogenesis of Maikop deposits of Karkinitsky-Nord Crimea deflection. Art. 1. Lithological complexes and sedimentation cyclicity of Maikop deposits. *Geology and Geochemistry of Fossil Energy Raw Materials,* 1 (146), 69–78. [In Ukrainian].
4. Grigorchuk, K. Hnidets, V., Balandyuk, L. (2009). Lithology and sedimentogenesis of Maikop deposits of Karkinitsky-Nord Crimea deflection.

Art. 2. Early Maikop. Geological and paleoceanography sedymentolitohenez. *Geology and Geochemistry of Fossil Energy Raw Materials*, 2 (147), 71–83. [In Ukrainian].

5. GSTU 41-00032626-00-025-2000. Coefficient of residual water saturation of rocks. (2001). Kyiv: Ukraine Ministry of Ecology. [In Ukrainian].

6. Dakhnov, V.N. (1975). Geophysical methods for the determination of reservoir properties and oil and gas saturation of rocks. Moscow: Nedra, 343 p. [In Russian].

7. Klyushyna, G.V. (2009). Lithological features of the clastic rocks of Maikop series of northwestern Black Sea shelf. *Lithology, geology seas and oceans. Coll. Science. IGN works*, 2 (83). [In Ukrainian].

8. Nadezhkin, D.V. (2011). Oil source properties of Maikop and their role in the oil and gas potential of the eastern Black Sea: *Extended abstract Doctor's thesis Theses (Geological and Mineralogical Sciences*). Moscow: MSU Library, 25 p. [In Russian].

9. Naumenko, A.D., Naumenko, M.A., Korzhnev, P.M. (2010). New features of the geological structure kerleutsky (Maikop) deposits of the Kerch segment of the Azov and Black Seas. *Geology and mineral resources of the oceans,* 4, 40–49. [In Russian].

10. Mykhailov, V.A., Kurovets, I.M., Synkovskyy, Ju.N. et al. (2014). Unconvential sources of hydrocarbons in Ukraine. Book. III. South oil and gas region. Kyiv: Kyiv University Pablishing, 222 p. [In Ukrainian].

11. Parkhomenko, E.I. (1965). Electrical properties of rocks. Moscow: Nauka, 164p. [In Russian].

12. Vyzhva, S.A., Reva, M.V., Hozhyk, A.P. Onyshchuk, V.I., Onyshchuk, I.I. (2008). Petroelectrical investigation of core hole of the Black Sea shelf. *Visnyk Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology,* 44. 4–8. [In Ukrainian].

13. Vyzhva, S.A., Reva, M.V., Hozhyk, A.P., Onyshchuk, V.I., Onyshchuk, I.I. Petroelectrical investigation of core of complex-structured reservoir rocks. *Visnyk Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 50, 4–7. [In Ukrainian].

14. Dortman, N. B. (Ed.). (1992).Petrophysics. Handbook (Vol. 1). Moscow: Nedra, 391 p. [In Russian].

15. Dortman, N. B. (Ed.). (1992).Petrophysics. Handbook (Vol. 2). Moscow: Nedra, 304 p. [In Russian].

16. Vyzhva, S.A., Mykhailov, V.A., Onyshchuk, D.I., Onyshchuk, I.I. (2013). Petrophysical parameters of unconventional reservoir rocks southern oil and gas region. *Geoinformatics*, 3 (47), 1–9. [In Ukrainian].

17. Prodayvoda, G.T. (2004). Acoustics textures of rocks. Kyiv: Horizons, 144 p. [In Ukrainian].

18. Vyzhva, S., Onyshchuk, V., Onyshchuk, D. (2017). Electrical model of Cambrian rocks from Volodymyrska area in Volyno-Podillia (Ukraine). *NAFTA-GAZ – 2017. Rok LXXIII*, 2, 90–96.

19. Vyzhva, S.A., Mikhailov, V.A. (2013). Implications for unconventional hydrocarbons exploration and production in Ukraine. *75th European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition 2013 Incorporating SPE EUROPEC 2013*: *Changing Frontiers*, 4927–4931. [In English].

Надійшла до редколегії 04.09.17

S. Vyzhva, Dr. Sci (Geol.), Prof.
E-mail: vsa@univ.net.ua,
V. Mykhailov, Dr. Sci (Geol.), Prof.
E-mail: vladvam@gmail.com,
I. Onischuk, Cand. Sci (Geol.), Senior Research
E-mail: oivan1@ukr.net
Taras Shevchenko National University of Kyiv
Institute of Geology, 90, Vasylkivska Str., Kiev, 03022, Ukraine

PETROPHYSICAL FEATURES OF MAIKOP SERIES OF THE CRIMEAN-BLACK SEA REGION

The purpose of the article is to assess the petrophysical properties of reservoir rocks of traditional and non-traditional sources of hydrocarbons in the Maikop series of the Crimean-Black Sea region. The article is based on our own experimental investigations conducted on the basis of the petrophysical laboratory of the Institute of Geology of the Taras Shevchenko National University of Kyiv. Petrophysical properties of the clay rocks of the Maikop series in NW part of the Black Sea shelf; the central part of the Crimean Peninsula; Kerch Peninsula; Kerch shelf of the Azov Sea; the northern section of the Azov Sea shelf; Near Kerch section of the Black Sea shelf, as well as traditional collectors (mainly limestone and sandstone) of NW part of the Black Sea shelf; the northern section of the Azov Sea shelf; Near Kerch section of the Black Sea shelf were studied. For the first time, a complex characterization of petrophysical properties of non-traditional clay reservoirs of the Maikop series is given, and their comparison with the petrophysical characteristics of traditional reservoirs is made.

Unconventional reservoirs (clays, mudstones) are characterized by significant fluctuations of petrophysical parameters. That is clearly associated with varying degrees of sample jointing. Thus, the bulk density of argillaceous rocks of the Maikop series varies from 1313 to 2621 kg/m^3 (average 1760 kg/m^3) in dry samples, from 1728 to 2708 kg/m^3 (average 2081 kg/m^3) in samples saturated with kerosene and the apparent mineralogical density range – from 2434 to 3022 kg/m^3 (average 2584 kg/m^3). The coefficient of open porosity varies from 0,3 % to 31,7 % (average 19,6 %). Open porosity on nitrogen varies from 6,6 % to 38,1 % (average 25,7 %).

Traditional reservoir rocks (sandstone, limestone) are characterized by high capacitive-filtration properties. Bulk density of sandstones and limestones of the Maikop series changes from 1986 to 2638 kg/m^3 (average 2341 kg/m^3) in dry samples, from 2175 to 2662 kg/m^3 (average 2647 kg/m^3) in samples saturated with kerosene. The apparent mineralogical density varies from 2474 to 2724 kg/m^3 (average 2630 kg/m^3). Open porosity varies from 0,7 % to 24,1 % (average 11,0 %) in core samples saturation by kerosene and from 0,8 % to 25,0 % (average 11,3 %) in core samples saturated with model layers solution (as NaCl). Open porosity on "nitrogen" varies from 1,5 % to 25,9 % (average 12,9 %).

Keywords: Maikop series, petrophysical properties, conventional and unconventional reservoirs.

С. Вижва, д-р геол. наук, проф.
E-mail: vsa@univ.net.ua,
В. Михайлов, д-р геол. наук, проф.
E-mail: vladvam@gmail.com,
І. Онищук, канд. геол. наук, старш. наук. співроб.
E-mail: oivan1@ukr.net
Київський національний університет імені Тараса Шевченка
ННІ "Інститут геології", вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, Україна

ПЕТРОФІЗИЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ПОРІД МАЙКОПСЬКОЇ СЕРІЇ КРИМСЬКО-ЧОРНОМОРСЬКОГО РЕГІОНУ

Метою статті є оцінка петрофізичних параметрів порід-колекторів традиційних і нетрадиційних джерел вуглеводнів майкопської серії Кримсько-Чорноморського регіону. Стаття ґрунтується на власних експериментальних дослідженнях, проведених на базі петрофізичної лабораторії ННІ "Інститут геології" Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Вивчено петрофізичні властивості глинистих порід майкопської серії північно-західної частини шельфу Чорного моря, центральної частини Кримського півострова; Керченського півострова; Прикерченської частини шельфу Азовського моря; північної частини шельфу Азовського моря, Прикерченської частини шельфу Чорного моря, а також традиційних колекторів (переважно вапняки і пісковики) північно-західної частини шельфу Чорного моря; північної частини шельфу Азовського моря; Прикерченської частини шельфу Чорного моря. Вперше дана комплексна характеристика петрофізичних параметрів нетрадиційних глинистих колекторів майкопської серії, проведено їх зіставлення з петрофізичними характеристиками традиційних колекторів.

Нетрадиційні колектори (глини, аргіліти) характеризуються значними коливаннями петрофізичних параметрів, що, очевидно, пов'язано з різним ступенем тріщинуватості зразків. Так, об'ємна густина сухих зразків глинистих порід майкопської серії змінюється від 1313 до 2621 кг/м^3 (середня 1760 кг/м^3), при насиченні зразків гасом – від 1728 до 2708 кг/м^3 (середня 2081 кг/м^3), а позірна мінералогічна густина – від 2434 до 3022 кг/м^3 (середня 2584 кг/м^3). Значення відкритої пористості змінюються від 0,3 до 31,7 % (середня 19,6 %). Відкрита пористість "по азоту" варіюється від 6,6 до 38,1 % (середня 25,7 %).

Традиційні породи-колектори (пісковики, вапняки) характеризуються високими ємнісно-фільтраційними властивостями. Густина сухих зразків пісковиків і вапняків майкопської серії змінюється від 1986 до 2638 кг/м^3 (середня 2341 кг/м^3), при насиченні зразків гасом – від 2175 до 2662 кг/м^3 (середня 2647 кг/м^3), позірна мінералогічна густина – від 2474 до 2724 кг/м^3 (середня 2630 кг/м^3). Значення відкритої пористості при насиченні зразків керна гасом варіюються від 0,7 до 24,1 % (середня 11,0 %), при насиченні зразків моделлю пластового розчину (по NaCl) – від 0,8 до 25,0 % (середнє 11,3 %), а відкрита пористість "по азоту" змінюється від 1,5 % до 25,9 % (середня 12,9 %).

Ключові слова: майкопська серія, петрофізичні властивості, традиційні і нетрадиційні колектори.