
Список литературы

1. Серебряков А. О. Геоэкология поисков, добычи и переработки нефти в морских акваториях : монография / А. О. Серебряков. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2011. – 444 с.
2. Серебряков А. О. Морская инженерная геология : монография / А. О. Серебряков. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2008. – 314 с.
3. Серебряков А. О. Рациональное природопользование ресурсами месторождений нефти и газа : монография / А. О. Серебряков, В. С. Мерчева. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012. – 492 с.
4. Серебряков А. О. Экология и парагенез кислых газов, нефти и воды солеродных регионов : монография / А. О. Серебряков. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012. – 505 с.

References

1. Serebrjakov A.O. *Geojekologija poiskov, dobychi i pererabotki nefiti v morskikh akvatorijah* [Geocology of searches, production and oil refining in sea water areas]. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2011, 444 p.
2. Serebrjakov A.O. *Morskaja inzhenernaja geologija* [Sea engineering geology]. Astrakhan: Izd. dom "Astrahanskij universitet", 2008, 314 p.
3. Serebrjakov A.O., Mercheva V.S. *Racional'noe prirodnopol'zovanie resursami mestorozhdenij nefiti i gaza* [Rational environmental management by resources of oil fields and gas]. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012, 492 p.
4. Serebrjakov A.O. *Jekologija i paragenез kisljyh gazov, nefiti i vody solerodnyh reģionov* [Ecology and парагенез sour gases, oil and water of solerodny regions]. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012, 505 p.

ГЕОЭКОЛОГИЯ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЕЙ КРИСТАЛЛИЧЕСКИХ ГРАНИТОВ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

Попков Василий Иванович, доктор геолого-минералогических наук, академик РАН, профессор

Кубанский государственный университет
350040, Россия, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149
E-mail: geoskubsu@mail.ru

Серебряков Алексей Олегович, доктор геолого-минералогических наук, профессор

Астраханский государственный университет
414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Нефтегазоносность фундамента, сложнопостроенного и представленного внутриформационными впадинами и поднятиями, в акватории не разведана. Однако на восточном каспийском прибрежном участке, на месторождении Оймаши из гранитов получены промышленные притоки нефти. В породах фундамента сингенетических ОВ не обнаружено.

Ключевые слова: геоэкология, нефть, газ, товарные свойства.

GEOECOLOGY OIL PROCESSING OF CRYSTALLINE GRANITES CASPIAN SEA

Popkov Vasily I., D.Sc. in Geology and Mineralogy, Academician of RANS,
Professor

Kuban State University
149 Stavropolskaya st., Krasnodar, Russia, 350040
E-mail: geoskubsu@mail.ru

Serebryakov Alexei O., D.Sc. in Geology and Mineralogy, Professor

Astrakhan State University
1 Shaumjan sq., Astrakhan, Russia, 414000
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Productive deposits of oil and gas fields of the Caspian Sea is accompanied everywhere reservoir of water, which, in the form of "free water" reduce the trade of oil and gas properties during their extraction and processing.

Key words: *Geoecology, Oil, Gas, Trade properties.*

Промышленный приток нефти из гранитов получен с глубины абсолютной отметки -3830 м. Дебит перелива составляет 5 м³/сут. (скв. 12, инт. 3810–3832 м, абс. отм. -3808–3830 м). Залежь нефти в гранитной интрузии относится к прерывисто-массивным, тектонически экранированным ловушкам. Высота залежи в центральном блоке составила 248 м, а южном, опущенном – 219 м.

Граниты лейкократовые, серые и светло-серые, мелко-, средне- и крупнозернистые. Граниты состоят из полевых шпатов, плагиоклаза и кварца примерно в равных соотношениях (30 %), слюда составляет до 10 %. В северной части площади встречаются граносиениты. Гранитоиды рассечены дайками микрозернистых диабазовых порфиров. По степени изменения выделены три типа гранитоидов: неизменные, средней степени изменения и сильно измененные. Наиболее распространены неизменные гранитоиды. К гранитам приурочена залежь нефти. Вскрытая толщина вмещающих граниты пород составляет 814 м (скв. 23), а гранитов – до 710 м.

Неизменные гранитоиды представлены порфировидными светло-серыми гранитами и розовато-серыми граносиенитами. Для них повсеместно характерно наличие субвертикальных (70–80°) трещин, по которым порода легко раскалывается. Стенки трещин иногда хлоритизированы, в отдельных случаях вдоль стенок на глубине 2–3 см наблюдается выветрелость калиевых полевых шпатов. Подчиненную роль играют субгоризонтальные трещины, секущие и смещающие вертикальные. Раскрытость по шлифовкам варьирует от 25 до 50 мкм. Кроме того, в шлифовках и петрографических шлифах фиксируется обилие хаотических коротких (от 2–5 до 10–15 мм) трещин раскрытостью не более 5–15 мкм. Залеченные трещины (500–5000 мкм) выполнены черным битумом, кварцем, сидеритом, пиритом.

Структура гранитов гипидиоморфнозернистая, гранитовая. Составляющие компоненты – кварц (25–30 %), плагиоклаз (35–40 %), калиевые полевые шпаты (25–30 %), биотит (5–7 %), акцессорные и рудные минералы. Полевые шпаты неизменные, в отдельных случаях плагиоклазы слабо серицитизированы.

Динамика основных показателей разработки по залежи в гранитной интрузии приведена в таблице 15. Текущая обводненность составляет 8,6 %, текущий газовый фактор – 99,6 м³/т. Средний дебит добывающих скважин по нефти составляет 14,5 т/сут., по жидкости – 15,8 т/сут. Наличие аномально высокого пластового давления является признаком, подтверждающим запечатанность залежи. Разработка таких залежей обычно протекает на замкнуто-упругом режиме (рис.).

Технологическая характеристика гранитных вод по гидрохимическому типу является хлоркальциевой, с малыми значениями метаморфизации (r_{Na} / r_{Cl} до 0,86–0,87). Воды характеризуются низким содержанием йода и брома (хлорбромный коэффициент 478–2957) и высоким содержанием редких щелочей: лития, рубидия – 11,5–42,8 мг/л, цезия – 17,5–36 мг/л, стронция – до 2300 мг/л, калия – 2800–3900 мг/л. В водах гранитного массива содержание калия значительно возрастает (скв. 12) до 3,9 г/л, хотя минерализация пластовых вод остается неизменной.

Источником аномального содержания калия являются гидротермальные процессы, в ходе которых происходит выщелачивание калийсодержащих полевых шпатов (ортоклаза, микроклина и т.д.), интенсивно проявляющиеся при температурах около 450 °С. Не исключено поступление флюидов из более глубоких высокотемпературных зон (450–650 °С) по разломам.

Результаты гидрохимических анализов на месторождении Оймаша указывают на наличие контрастных гидродинамических аномалий (КГА), которые фиксируются на близлежащих морских площадях Песчаномыско-Ракушечной зоны сводовых поднятий.

Вскрытые гранитные пластовые воды по набору микрокомпонентов являются уникальными. Они могут использоваться в качестве гидроминерального сырья для получения карбоната лития, хлористого рубидия, карбоната стронция, хлористого цезия, окиси кальция и магния, йода кристаллического, брома жидкого, борной кислоты и хлорида натрия, т.е. всех компонентов, для которых разработаны технологии их извлечения из подземных вод.

Переработка нефтей гранитной залежи характеризуется показателями значительной недонасыщенности нефти газом: превышение пластового давления над давлением насыщения составляет 28,8 МПа. Газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти составляет 123,2 м³/т. Термодинамическими условиями залежи и высоким газосодержанием обусловлены низкие значения плотности и вязкости пластовой нефти до 0,690–0,760 г/см³ и 0,4–0,9 мПа·с соответственно (табл. 1).

Выход газа при дифференциальном разгазировании (табл. 2) на 4–15 % ниже пластового газосодержания. Значение газового фактора дифференциального разгазирования для гранитной залежи до 117 м³/т. Объемный коэффициент дифференциального разгазирования нефти по сравнению с однократным разгазированием снижается незначительно (не более чем на 1,5 %) и составляет для гранитной залежи до 1,303.

Газовый фактор в условиях одноступенчатой сепарации составляет для гранитной интрузии – 118 м³/т; объемный коэффициент – 1,295.

Залежи характеризуются практически единым составом содержащихся в них флюидов (рис.). Нефти легкие, плотностью 0,836 г/см³ и вязкостью при 50 °С до 5,6 мПа·с, высоким выходом светлых фракций – до 300 °С, выкипает 40–41 % по объему. Они характеризуются незначительной степенью окис-

ленности. Содержание асфальто-смолистых веществ колеблется от 5 % до полного отсутствия. Содержание высокомолекулярных парафиновых углеводородов высокое – от 10 до 18 % весовых, что обуславливает положительную температуру застывания нефти – в среднем +19 °С.

Содержание ванадия, полученное методом нейтронно-активационного анализа в институте ядерной физики АН КазССР, колеблется в пределах от $110 < 6$ до $410 < 6$ % весовых и является промышленным. Значительно содержание других металлов Mn, Al, Ba.

Свойства нефтяного газа (табл. 3) характеризуются высоким содержанием в газе гомологов метана и незначительным содержанием неуглеводородных примесей (менее 10 %). Потенциал этана гранитной интрузии составляет 14,5 %, пропан-гексановых фракций до 19 %, теплотворная низшая способность – до 11700 ккал/м³.

Товарная характеристика нефти выполнена в ГрозНИИ. Бензиновые дистилляты с началом кипения (Н.К.) 120 и 180 °С характеризуются выходом 6,5–8 %, Н.К. – 180 °С до 15,8 %масс. Все бензины малосернистые.

Керосиновые характеризуются выходом фракций реактивного топлива 120–230 °С, который составляет 15,9–16,2 %масс. По основным показателям качества фракции соответствуют требованиям ГОСТ 10227-86 на топлива реактивные марки Т-2, а по высоте некоптящего пламени, содержанию серы и аренов фракции реактивного топлива имеют большой запас качества.

Фракции керосина 150–280 °С характеризуются хорошими низкотемпературными свойствами (температура застывания изменяется от -34 до -42 °С) и могут быть использованы как осветительные керосины марок КО-20 и КО-22.

Дизельные дистилляты характеризуются выходом дистиллятов 140–320 °С, который составляет 35,2 %, 140–350 °С – в среднем 42 %, 180–350 °С до 36,3 %масс. Все фракции характеризуются высокими метановыми числами, низкими температурами застывания, низким содержанием серы. Фракции 140–350 °С и 180–350 °С могут быть использованы в качестве малосернистого дизельного топлива летного по ГОСТ 305-82.

Остатки выкипают выше 350 °С. Выход остатка составляет 46,8–47 % масс. Остатки отличаются низкими значениями показателей: содержанием серы, вязкости и коксуемости. Однако они не соответствуют ГОСТ 10585-75 на топочный мазут по температуре застывания (48–45 °С против 42 °С по ГОСТу) и могут быть использованы в качестве компонентов малосернистого топочного мазута марки 100 из высокопарафинистых нефтей.

Выход базового масла из остатка выше 350 °С с индексом вязкости 85 составляет на нефть 25,9–27,9 %масс., что позволяет использовать остаток как ценнейшее сырье для получения высокоиндексных масел (табл. 4).

Расчет возможности получения битумов по формуле: $(A + C_c) - 2,5 П > 0$, где А – содержание асфальтенов в нефти, % масс.; C_c – содержание смол силикагелевых, %масс.; П – содержание парафина в нефти, %масс., – показал, что нефти гранитной залежи не могут быть использованы для получения битумов. Индекс нефти, определенный в соответствии с ОСТ 38-01197-80 «Нефти СССР. Технологическая индексация», имеет шифр 1.2.1.33, т.е. она относится к 1 классу малосернистых нефтей, ко 2 типу по выходу фракции до 350 °С, к 1 группе по потенциальной доли базовых масел, к 3 подгруппе (индекс вязкости 85) и к 3 виду (массовая доля парафина более 10 %).

Таблица 1

Технологические свойства гранитных нефтей в пластовых условиях

№ скв.	Интервал перфорации, м	Пластовые		Давление насыщения, МПа	Газосодержание		Объемный коэфф.	Плотность в пластов. условиях, г/см ³	Вязкость динамич., мПа·с	Коэфф. сжимаем. * 10 ⁻⁴ 1/МПа	Коэфф. растворимости, м ³ /м ³ МПа	Уд. вес газа однократн. разгазир., г/л
		Давление, МПа	Температура, °С		м ³ /т	м ³ /м ³						
12	3720–3773	47,69	149	18	112,4	94,4	1,254	0,754		15,52	5,3	1,121
				17,7	115,7	97,2	1,28	0,742	0,9	16,02	5,5	1,201
12	3720–3773	47,7	149	19,6	129,5	108,5	1,367	0,744	–	–	5,54	1,252
				20,1	130	108,9	1,35	0,711	0,4	–	5,43	1,232
				19,2	128,4	107,5	1,361	0,722	0,4	–	5,52	1,234
		47,7	149	18,91	123,2	102,7	1,322	0,732	0,6		5,47	1,198

Таблица 2

Технологические свойства дегазированных нефтей гранитов

№ скв.	Интервал перфорации, м	Плотность, г/см ³	Динамич. вязкость, МПа·с при температуре			Содержание, % весовые			Температура застывания, °С	Начало кипения, °С	Выход, % объемные при температуре			Содержание серы, % вес.	Содержание ванадия, % вес.
			30°	40°	50°	парафинов	смола	асфальтенов			100	200	300		
12	3720	0,83	15,2	9,5	6,8	10,4	Отс.	0,9	+18	72		17	42		
	3773	0,82	12	7,1	4,8				+16					0,04	4,0 × 10 ⁻⁶
12		0,83	11,4	7,5	5,5										
	3720	0,84	18,8	8,9	5,5	12,5	1,9	0,6	+18					0,03	1,0 × 10 ⁻⁶
	3773	0,83	23,3	9,3	5,5				+18					0,03	1,0 × 10 ⁻⁶
		0,83		10,3	5,9				+18	130		12	38		
		0,83	11,2	7,2	4,9				+14						
		0,83	10,8	7,1	5,3	13,1	1,6	0,8	+16	92		14	39		
16	3613	0,84	11,5	6,8	4,8				+27	119		11	38		
	3714	0,83	9,5	5,8	4,3	12,6	3,1	1,2	+22	73	5	16	41		
18	3613	0,84		12,6	8,2				+26	127		11	36		
	3665														
25	3676–3725	0,83	19,9	9,3	5,8				+18						
	3651–3670	0,84	12,9	8,2	5,3				+16						
	3652–3764	0,83	10,1	6,4	4,5				+18	94		17	41		
	3724–3738	0,83	8,4	5,6	4,2				+18	72		18	42		
	3748–3764														
68	3588–3604	0,84		9,42	5,99	10,7	2,0	0,8	26	112		11	38		
	3607–3616														
31	3652–3684	0,85	10,4	6,1	4,4				+26						
		0,83	8,4	5,4	4,1	11,1	3,5	1,2	+26	76	2	20	46		
Среднее значение		0,83	12,8	7,9	5,3	11,7	2,4	0,92	+20	97		15	40	0,04	2,5 × 10 ⁻⁶

Таблица 3

Технологический состав нефтяного газа гранитов

№ скв.	Содержание компонентов										Уд. вес, г/л
	Углекислый газ	Азот	Метан	Этан	Пропан	Изо-бутан	Н-бутан	Изо-пентан	Н-пентан	Гексан + выш.	
12	0,4	6,8	73,7	11,5	5	0,9	0,9	0,3	0,2	0,3	0,9
	3	4,5	61,2	13,2	9,3	2,5	3,3	1,3	0,9	0,8	1,2
	2,4	6,3	58,1	13,1	9,3	2,6	3,7	1,6	1,2	1,7	1,2
	4,5	4,8	62,8	9,6	6,4	3,2	4,3	1,8	1,1	1,5	1,2
20	0,3	3,3	43,7	17,9	14,9	6,6	5,4	2,6	1,6	3,7	1,5
25	1,5	4,5	57,4	15,3	9,6	2,9	3,9	1,7	1,3	1,9	1,2
Среднее значение	2,0	5,0	59,4	13,4	9,1	3,1	3,6	1,6	1,1	1,7	1,2

Таблица 4

Технологические показатели разработки гранитной залежи нефти

Показатели / годы	n	n + 1	n + 2	n + 3	n + 4
Добыча нефти, тыс. т	38	1,7	–	1,4	1,9
Накопленная добыча нефти, тыс. т	288,9	290,6	290,6	292,0	293,6
Добыча жидкости, тыс. т	6,9	4,5	–	3,3	6,0
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	367,6	372,1	372,1	375,4	381,4
Среднегодовая обводненность продукции, %	45,8	61,5	–	59,0	68,1
Среднесуточный дебит 1 скв., т (на конец года) нефть	10,3	6,8	–	9,3	6,7
Жидкость	18,9	17,7		22,7	16,7
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов (утвержденные), пересчет 2001 г.	<u>0,11</u> 0,11	<u>0,05</u> 0,05	–	<u>0,04</u> 0,04	<u>0,05</u> 0,06
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов (утвержденные), пересчет 2001 г.	<u>0,12</u> 0,13	<u>0,05</u> 0,06	–	<u>0,04</u> 0,05	<u>0,06</u> 0,06
Добыча газа, млн м ³	0,6	0,3	–	0,2	0,3
Накопленная добыча газа, млн м ³	32,8	33,0	33,0	33,2	33,5
Средний газовый фактор, м ³ /т	150	147	–	145,5	175
Текущая нефтеотдача, % (запасы, утвержденные), пересчет 2001 г.	<u>2,52</u> 2,34	<u>2,53</u> 2,36	<u>2,53</u> 2,36	<u>2,55</u> 2,37	<u>2,56</u> 2,38
Фонд добывающих скважин	3	3	3	3	3
в т.ч. действующих	1	1	–	2	2

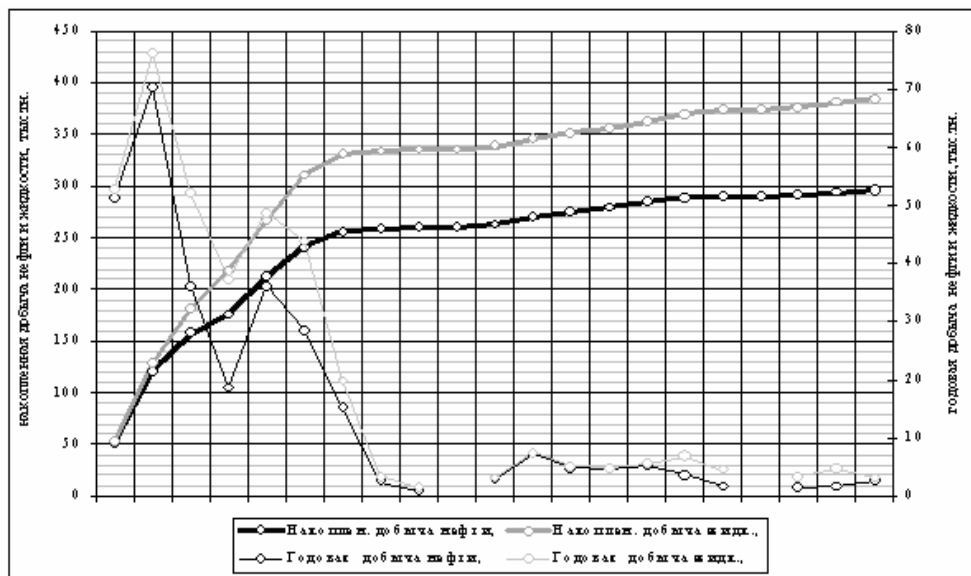


Рис. Динамика разработки гранитной залежи (Попков, 2006)

Список литературы

1. Геологическое строение, инженерно-геологические свойства и нефтегазонасыщенность грунтов Каспийского моря : монография. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2010. – 365 с.
2. Серебряков А. О. Геоэкология поисков, добычи и переработки нефти в морских акваториях : монография / А. О. Серебряков. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2011. – 444 с.
3. Серебряков А. О. Морская инженерная геология : монография / А. О. Серебряков. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2008. – 314 с.
4. Серебряков А. О. Рациональное природопользование ресурсами месторождений нефти и газа : монография / А. О. Серебряков, В. С. Мерчева. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012. – 492 с.
5. Серебряков А. О. Экология и парагенез кислых газов, нефти и воды солеродных регионов : монография / А. О. Серебряков. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012. – 505 с.

References

1. *Geologicheskoe stroenie, inzhenerno-geologicheskie svoystva i neftegazonosnost' gruntov Kaspijskogo morja* [Geological structure, engineering and geological properties and neftegazonosnost of soil of the Caspian Sea]. Astrakhan: Izd. dom "Astrahanskij universitet", 2010, 365 p.
2. Serebrjakov A.O. *Geojekologija poiskov, dobychi i pererabotki nefiti v morskij akvatorijah* [Geocology of searches, production and oil refining in sea water areas]. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2011, 444 p.
3. Serebrjakov A.O. *Morskaja inzhenernaja geologija* [Sea engineering geology]. Astrakhan: Izd. dom "Astrahanskij universitet", 2008, 314 p.
4. Serebrjakov A.O., Mercheva V.S. *Racional'noe prirodopol'zovanie resursami mestorozhdenij nefiti i gaza* [Rational environmental management by resources of oil fields and gas]. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012, 492 p.
5. Serebrjakov A.O. *Jekologija i paragenез kisljyh gazov, nefiti i vody solerodnyh regionov* [Ecology and paragenез sour gases, oil and water of solerodny regions]. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012, 505 p.

НЕОДНОРОДНОСТЬ МОРФОСТРУКТУР НА ПОЛИГОНАХ СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЧЕРНОГО МОРЯ

Евсюков Юрий Дмитриевич, кандидат географических наук, ведущий научный сотрудник

Лаборатория геолого-геофизических исследований Южного отделения
Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института
океанологии им. П.П. Ширшова Российской Академии наук (ИОО ИО РАН)
353467, Россия, Краснодарский край, г. Геленджик, ул. Просторная, 1г
E-mail: evsgeol@rambler.ru

Руднев Валерий Иванович, младший научный сотрудник

Лаборатория геолого-геофизических исследований Южного отделения
Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института
океанологии им. П.П. Ширшова Российской Академии наук (ИОО ИО РАН)
353467, Россия, Краснодарский край, г. Геленджик, ул. Просторная, 1г
E-mail: evsgeol@rambler.ru

Из существующих методов изучения рельефа дна в морях и океанах наиболее широко применяются: региональное эхолотирование (на протяженных переходах между океанографическими станциями) и проведение работ на детальных полигонах. Исследования на сравнительно небольших площадях (от первых сотен до нескольких тысяч км²) дают возможность определять сложность и разнообразие форм донной поверхности, разновидности литологических образований и коренных пород. В данной статье описаны результаты исследований рельефа дна на двух разновеликих полигонах северо-западной части Черного моря. При повторной обработке первичных материалов эхолотирования внесены коррективы в ранее составленные батиметрическую и геоморфологическую карты. Приведены обзорные профили морского дна. Эти материалы в совокупности с опубликованными геолого-геофизическими данными показывают, что неоднородность морфоструктур изученной площади формировалась при участии нескольких сложно взаимодействующих процессов рельефообразования.

Ключевые слова: полигон, батиметрия, шельф, геоморфология, осадконакопление, неотектоника, рельефообразование, регрессия, трансгрессия.

HETEROGENEITY OF THE MORPHOSTRUCTURES ON RANGES OF THE NORTHWEST PART OF BLACK SEA

Evsyukov Yuriy D., C.Sc. in Geography, Leading research assistant

Laboratory of geologo-geophysical researches of Southern branch of the
P.P. Shirshov Institute of Oceanology, Russian Academy of Sciences
1g Prostornaya st., Gelendzhik, Krasnodar region, Russia, 353467
E-mail: evsgeol@rambler.ru

Rudnev Valeriy I., Younger research assistant

Laboratory of geologo-geophysical researches of Southern branch of the P.P.
Shirshov Institute of Oceanology, Russian Academy of Sciences
1g Prostornaya st., Gelendzhik, Krasnodar region, Russia, 353467
E-mail: evsgeol@rambler.ru

From existing methods of studying of a relief of a bottom in the seas and oceans are most widely applied: a regional echo sounding (on extended transitions between oceano-