

10) его поверхность резко погружается в сторону Западно-Кубанского прогиба. Наблюдаемое чередование слоёв с различными сопротивлениями на электрическом разрезе подчёркивает структуру залегания осадочного комплекса Абино-Гунайской зоны. В целом она носит синформный характер (известный Собербаш-Гунайский синклиорий) и, очевидно, несколько осложнена разломами в северной части. Нарушение электрической корреляции между пунктами 03-04, вероятно, вызвано крутопадающим разломом – Тхамахинским, разделяющим Новороссийско-Лазаревскую и Абино-Гунайскую складчатые зоны.

Определяющими элементами Западно-Кубанского блока являются большая мощность осадочного комплекса (до 20 км) и наличие аномально проводящего слоя в его основании. Такой же порядок глубин для Западно-Кубанского прогиба и его грабенообразная форма предполагались по Геленджикскому профилю, располагающемуся юго-восточнее описываемого, отработанному со станцией «Земля» в начале 60-х годов прошлого столетия [2,3,4]. В то же время низкоомный слой в основании Западно-Кубанского прогиба, зафиксированный вдоль Кубанского профиля [5], проходящего через населённые пункты Абрау-Дюрсо и Славянск-на-Кубани, севернее осевой части прогиба уходит на большие глубины, в нижнюю часть земной коры, что ставит под сомнение связывание этого проводящего слоя с осадочной толщей. Таким образом, о природе низкоомного слоя в подошве осадочного чехла южного борта Западно-Кубанского прогиба, фиксируемого на глубинах 13-20 км, из-за ограниченного объёма работ трудно сказать что-либо определённое. Анализ электроразведочных материалов по территории Северного Кавказа показывает, что такие сопротивления типичны для майкопских отложений большой мощности или же эвапоритовых осадков, которые в зоне Ахтырского разлома могут быть выдавлены до глубин 8-9 км. По физическим характеристикам, возможно, подобное специфическое «тело» выделяется в глубинной части шовной зоны между Чешским срединным массивом и Саксоно-Тюрингской герцинской складчатой зоной (ФРГ), которое считается образованием нижней части земной коры [1].

Хорошо проводящий слой на глубинах 2,5-6 км в описываемом Западно-Кубанском блоке, вероятно, является толщей майкопских отложений, мощность которой вблизи зоны Ахтырского разлома достигает порядка трёх километров. Выше по разрезу выделяется ещё один низкоомный слой, который может отвечать глинам понтийского яруса. Между проводящими образованиями основания чехла и майкопскими отложениями устанавливается блок повышенных электрических сопротивлений (т.т. 19-25), который может быть сложен толщами с преимущественным развитием песчаников и известняков различного возраста. Однако геологическая информация о подмайкопских отложениях для южного борта Западно-Кубанского прогиба отсутствует. По материалам глубинных геофизических исследований можно предполагать довольно сложное тектоническое строение подмайкопского структурного этажа. При этом значительный интерес могут представлять отдельные локальные тектонические поднятия в подошве майкопа, выделяемые по данным МТЗ.

Таким образом, по результатам проведённых магнитотеллурических зондирований с целью выявления особенностей залегания отложений, перспективных на углеводороды, в том числе в пределах предгорных прогибов Дагестана, можно сделать следующие выводы:

1. Методом МТЗ шагом порядка 1 км возможно на глубинах от 1,5-2,0 до 15-20 км выделение тектонических структур, благоприятных для локализации углеводородов, в том числе изучение зон глубинных разломов.

2. Для расчленения верхней части осадочного чехла до глубин 1,5-2 км, при его значительной дифференциации по электрическим свойствам и высокой тектонической нарушенности, необходима постановка электроразведки с более густым шагом наблюдений. При этом целесообразна постановка метода ЧЗ-ВП, позволяющего часто одновременно косвенно характеризовать разрез на наличие углеводородов.

#### Литература

1. Сверхглубокие скважины России и сопредельных регионов. Редакторы Э.Б.Наливкина, Б.Н.Хахаев. Изд. ВСЕГЕИ. С.-Петербург. 1995. С. 248.
2. Померанцева И.В., Мозженко А.Н. Сейсмические исследования с аппаратурой «Земля». М.: Недра, 1977. С.256.
3. Шемпелев А.Г. Западный Кавказ по геофизическим данным // Отечественная геология. 2004. №2. С. 69-76.
4. Шемпелев А.Г. Разломно-блоковая тектоника Северного Кавказа по геофизическим данным // Геологический журнал. 1982. № 4. С. 97-108.
5. Шемпелев А.Г., Швец А.И. Геолого-геофизический разрез Западного Предкавказья (пос. Абрау-Дюрсо – р. Ея) // Научный вестник НГАУ. Дніпропетровськ. 2002. №4. С.27-29.

### Теплофизические свойства горных пород и минерально-сырьевые ресурсы Восточного Кавказа

А.А. Курбанов  
ИГ ДНЦ РАН

Приведены результаты исследований теплопроводности флюидонасыщенных терригенных пород при влиянии различных пластовых температур в интервале 293-573К и гидростатических давлений в диапазоне 0,1-150 МПа на изучаемый образец. Моделируя естественные P, T– условия, получены зако-

номерности изменения теплопроводности от совместного влияния температуры и давления на флюид (газ, нефть, вода) и породу. Отмечено влияние вида и химического состава насыщающей среды на теплопроводность пород. Обсуждены результаты исследований, дано физическое объяснение изменений теплопроводности изученных пород.

Изучение теплофизических свойств горных пород земной коры является задачей геофизических исследований и имеет важное значение в исследовании его теплового режима, для понимания особенностей природы термодинамических и физико-химических процессов, проведения геотермических работ, прямых поисков и разведки в них минерально-сырьевых ресурсов, в том числе нефти, газа и других полезных ископаемых

В связи с этим особое значение придается экспериментальным исследованиям теплофизических свойств горных пород в условиях, моделирующих совместное влияние пластовых давлений и температур. Работы направлены на совершенствование существующих аппаратурно-методических основ по экспериментальным исследованиям теплофизических свойств горных пород и получение информации о закономерностях изменений теплофизических свойств газо-, нефте- и водо-насыщенных коллекторов (кернавого материала) при совместном влиянии пластовых температур и давлений на образец и флюид, в частности решается задача исследований в условиях, имитирующих пластовые, позволяющих повысить точность и надежность полученных результатов и приблизить их к природной ситуации, что имеет большое значение для правильной оценки глубинных температур и тепловых потоков, выявить связи аномальных явлений теплопроводности с процессами полиморфизма в зависимости от глубины верхней части земной коры и установить значений этих характеристик.

Поэтому изучение теплофизических свойств горных пород и в частности, их теплопроводности в естественных пластовых условиях является актуальным.

Эксперименты проводились на установке, позволяющей создавать пластовые температуры и давления, имитирующие условия теплового режима осадочного чехла [1].

Анализ результатов многочисленных калибровочных измерений, проводимых при создании установки и отработке методики [2], а также перед измерениями каждой серии образцов показали, что она характеризуется высокой точностью получаемых данных. Проведены интервальные оценки и определены пределы допускаемой погрешности. Из простейшей статической обработки результатов измерения теплопроводности эталонных и каждой серии образцов следует, что случайной ошибки измерений теплопроводности не превышает 3 % при уровне доверительной вероятности 0,95. Таким образом, максимальная ошибка измерений теплопроводности не превышает 4%. Расхождение значений аналитических и исследований теплопроводности по сравнению с экспериментальными не превысило 8%.

Аналитические оценки  $\lambda$  проводились с применением поинтервальных термобарических коэффициентов, вычисленных по экспериментальным данным исследованных типов осадочных пород в интервале температур (273-573К) и давлений (0,1 –150 МПа) [3].

Образцами исследования служили терригенные породы, взятые из различных разведочных скважин Дагестана.

Результаты экспериментальных исследований теплопроводности горных пород, приведенные на рис. 1 (а,б,в) и в табл. 1 (а,б,в), 2 (а,б,в) показывают, что с повышением температуры от 293 до 573К теплопроводность образцов насыщенных аргоном уменьшается для песчаников: Кизляр 8-Т,  $\rho = 2,81 \text{ г/см}^3$ , пористость открытая  $m = 6,72\%$  на 50%, Тарумовка 5-Т ( $\rho = 2,48$ ) и Тарнаир 34-Т ( $\rho = 2,46$ )  $\text{г/см}^3$  на 45% при давлении 0,1 МПа; на 45% и 40% соответственно при давлении 150 МПа. Наиболее резкое уменьшение наблюдается при  $T = 293\text{--}423\text{К}$ .

Таблица 1

Теплопроводность песчаника, Тарумовка 5Т, гл. 2450 –2460 Газонасыщенный, (а)										
Т,К	0,1, М.Па	5, М.Па	10, М.Па	15,М.Па	20,М.Па	30,М.Па	50,М.Па	90,М.Па	150,М.Па	
298	2,19	2,23	2,25	2,27	2,3	2,24	2,29	2,32	2,35	
323	1,99	2,03	2,05	2,08	2,11	2,04	2,1	2,13	2,16	
373	1,72	1,77	1,79	1,82	1,86	1,78	1,84	1,88	1,9	
423	1,52	1,53	1,59	1,63	1,67	1,57	1,64	1,68	1,7	
473	1,36	1,41	1,44	1,48	1,52	1,43	1,49	1,53	1,56	
523	1,23	1,29	1,31	1,36	1,4	1,3	1,38	1,42	1,45	
573	1,12	1,13	1,2	1,24	1,28	1,19	1,26	1,3	1,33	
Водонасыщенный, (б)										
Т,К	0,1, М.Па	5, М.Па	10, М.Па	15,М.Па	20,М.Па	30,М.Па	50,М.Па	90,М.Па	150,М.Па	
298	3,21	3,28	3,29	3,32	3,36	3,26	3,3	3,38	3,41	

323	2,92	2,99	3,01	3,06	3,1	2,98	3,04	3,13	3,16	
373	2,52	2,6	2,61	2,66	2,7	2,57	2,63	2,72	2,74	
423	2,22	2,29	2,31	2,35	2,4	2,28	2,32	2,41	2,43	
473	1,99	2,06	2,07	2,11	2,15	2,05	2,1	2,18	2,2	
523		1,88	1,89	1,93	1,97	1,86	1,91	1,98	2	
573			1,73	1,78	1,82	1,71	1,74	1,85	1,88	
Нефтенасыщенный, (в)										
Т,К	0,1, М.Па	5, М.Па	10, М.Па	15,М.Па	20,М.Па	30,М.Па	50,М.Па	90,М.Па	150,М.Па	
298	4,38	4,42	4,44	4,46	4,49	4,41	4,45	4,51	4,54	
323	3,98	4,03	4,04	4,05	4,1	4,02	4,05	4,12	4,16	
373	3,44	3,49	3,51	3,54	3,57	3,47	3,52	3,59	3,62	
423	3,04	3,09	3,1	3,14	3,16	3,08	3,13	3,18	3,2	
473		2,81	2,83	2,87	2,91	2,8	2,85	2,93	2,97	
523			2,54	2,58	2,62	2,51	2,56	2,64	2,67	
573				2,38	2,42	2,31	2,35	2,45	2,49	
Таблица 2										
Теплопроводность глинистого песчаника, Кизляр 8Т, гл. 2885-2895 Газонасыщенный, (а)										
Т,К	0,1, М.Па	5, М.Па	10, М.Па	15,М.Па	20,М.Па	30М.Па	50,М.Па	90,М.Па	150,М.Па	
298	1,4	1,43	1,44	1,46	1,47	0	0	1,49	1,51	
323	1,27	1,3	1,31	1,33	1,34	0	0	1,36	1,37	
373	1,1	1,13	1,14	1,16	1,18	0	0	1,2	1,22	
423	0,97	0,98	1,01	1,04	1,06	0	0	1,08	1,09	
473	0,86	0,89	0,91	0,92	0,95	0	0	0,96	0,97	
523	0,78	0,79	0,83	0,86	0,87	0	0	0,89	0,91	
573	0,71	0,72	0,75	0,78	0,81	0	0	0,83	0,85	
Водонасыщенный, (б)										
Т,К	0,1, М.Па	5, М.Па	10, М.Па	15,М.Па	20,М.Па	30,М.Па	50,М.Па	90,М.Па	150,М.Па	
298	2,8	2,83	2,84	2,85	2,87	0	0	2,89	2,91	
323	2,54	2,57	2,58	2,6	2,63	0	0	2,65	2,67	
373	2,2	2,23	2,25	2,27	2,29	0	0	2,3	2,33	
423	1,94	1,93	1,98	2	2,02	0	0	2,04	2,05	
473	1,73	1,77	1,78	1,8	1,83	0	0	1,85	1,87	
523		1,61	1,62	1,64	1,67	0	0	1,69	1,72	
573				1,52	1,55	0	0	1,58	1,6	

После получения зависимости  $\lambda = f(T)_p$  насыщенных аргонем пород при совместном влиянии высоких  $T, P$ , образцы насыщают дистиллированной водой, до полного насыщения. Это приводит к резкому увеличению теплопроводности (см. табл. 1б, 2б, и рис. 1в). По графикам 1в, видно увеличение  $\lambda$  водонасыщенных образцов: для песчаников на 100%.

В целом водонасыщение вызвало увеличение  $\lambda$  образцов в зависимости от их пористости на 100–110%.

Теплопроводность водонасыщенных песчаников с ростом давления от 0,1 МПа до 150 МПа увеличивается незначительно, почти линейно, в исследованном диапазоне температур. Для песчаников, насыщенных жидкими флюидами характерных является резкий рост  $\lambda$  до 20 МПа.

После изучения зависимости  $\lambda = f(T)_p$  образцы пород (песчаники) подвергались сушке и под вакуумом насыщались пластовой нефтью. При нефтенасыщении теплопроводность образцов занимает промежуточное положение между  $\lambda_{газ}$  и  $\lambda_{ж}$ . При нефтенасыщении образцов теплопроводность увеличивается относительно  $\lambda$  газонасыщенного для песчаников: (Тарумовка 5-Т.) на 50%, (Тарнаир 34-Т) на 45% (см. табл. 1в, и рис. 1б).

Увеличение  $\lambda$  образцов [4], насыщенных жидкими флюидами, объясняется тем, что теплопроводность жидкого флюида больше, чем газообразного, что улучшает теплообмен между зернами породы образца.

Расчетные данные теплопроводности песчаников показывают, что с ростом давления от 0,1 МПа до 150 МПа  $\lambda$  увеличивается в среднем на 5–10%.

Примечание:  $\lambda_0$  – теплопроводность газонасыщенного (аргон) образца;  $\lambda_n$  – теплопроводность нефтяного образца;  $\lambda_w$  – теплопроводность водонасыщенного образца.

Результаты исследований можно количественно оценить с помощью эмпирической формулы, применяемой для описания зависимости теплопроводности горных пород – коллекторов от температуры и давления в небольшом диапазоне их изменения.

$$\lambda = \lambda_0 + \alpha T + \beta P \quad (1)$$

где:  $P$  – давление в МПа;  $T$  – температура в К;  $\alpha$  – температурный коэффициент теплопроводности, Вт/(мК);  $\beta$  – барический коэффициент теплопроводности, Вт/(м.К.МПа).

Коэффициенты  $\alpha$  и  $\beta$  вычислены для всех исследованных пород.

Также в результате экспериментальных измерений в широком диапазоне термобарических условий использовалась формула, которую можно представить в виде

$$\lambda(P, T) = \frac{\lambda_0 T_0}{T} \cdot (1 + \alpha P) \quad (2)$$

где  $\lambda_0$  – теплопроводность в нормальных условиях,  $\alpha$  – барический коэффициент, МПа<sup>-1</sup>.

Характер изменения теплопроводности песчаников в зависимости от давления при различных температурах и флюидонасыщенности показан на приведенных рисунках и таблицах. Результаты экспериментальных исследований одновременного влияния температуры и всестороннего давления на  $\lambda$  флюидосодержащих коллекторов показывают, что коэффициент теплопроводности газо-, водо-, и нефтенасыщенных образцов в пластовых условиях зависит от температуры, давления и флюида [5].

По данным Б.А. Яковлева и др. [6] с увеличением давления всестороннего сжатия от 0,1 МПа до 45 МПа теплопроводность сухих и водонасыщенных образцов с пористостью  $K_n = 15\%$  и меньше увеличивается на 44-145% и на 17-47% соответственно. Авторы отмечают, что теплопроводность всех исследованных образцов с ростом давления увеличивается, а с повышением температуры до 363 – 373 уменьшается почти линейно.

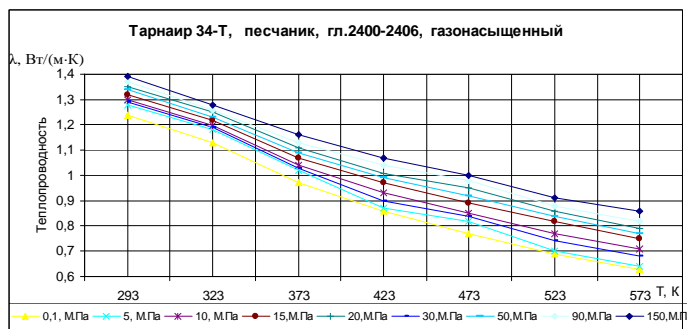


Рис.1(а) Изотермы газонасыщенного песчаника.

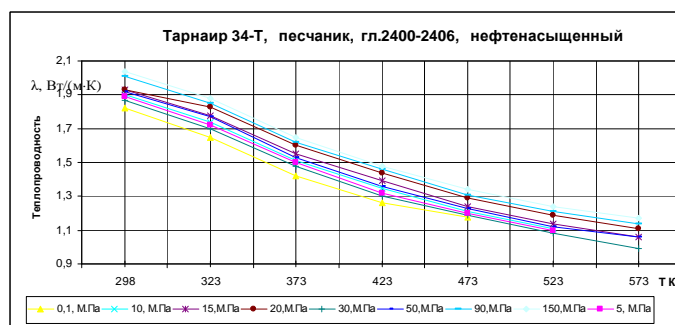


Рис.1(б) Изотермы нефтенасыщенного песчаника.

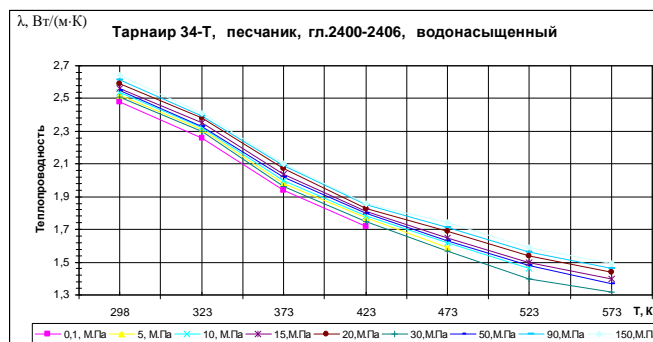


Рис.1(в) Изотермы водонасыщенного песчаника.

При дальнейшем росте температуры теплопроводность уменьшается медленно. Наши данные подтверждают, что теплопроводность всех исследованных образцов с ростом давления увеличивается. Как уже отмечалось, причиной роста теплопроводности песчаников в зависимости от влагонасыщения могут явиться электрокинетические явления, происходящие на границе раздела твердой и жидкой фаз. Образование энергетической структуры двойного электрического слоя обуславливает наличие в тонкодисперсных влажных материалах систем диполей воды, переориентация которых происходит с поглощением тепловой энергии.

В работе [3] приведены данные первоисточников о том, что на контакте твердой и жидкой фазы всегда имеется самопроизвольно возникающий двойной электрический слой, образование которого связано с существованием межфазной разности потенциалов между раствором и твердым телом.

Нужно отметить, что с поглощением тепловой энергии теплопроводность образцов растет.

Увеличение  $\lambda$  горных пород с повышением давления связано с уплотнением минерального вещества и улучшением фонованного теплообмена между зернами породы.

Теплопроводность в жидкостях передается от слоя к слою посредством молекул этого слоя, количество которых в единице объема жидкости (слоя) убывает с повышением температуры. Поэтому теплопроводность жидкости должна убывать с повышением температуры.

Теплопроводность горных пород уменьшается с ростом температуры. Понижение теплопроводности высокопористых песчаников с увеличением температуры происходит более интенсивно, чем в низкопористых. Увеличение  $\lambda$  горных пород с повышением давления можно объяснить следствием закрытия пор и уменьшением теплового сопротивления.

Понижение теплопроводности высокопористых крупнозернистых песчаников с увеличением температуры происходит более интенсивно, чем в низкопористых. Увеличение  $\lambda$  горных пород с повышением давления можно объяснить следствием закрытия пор и уменьшением теплового сопротивления.

С увеличением температуры теплопроводность кристаллических горных пород уменьшается за счет фонон-фононного рассеяния в зернах. Поскольку большинство минералов обладает анизотропией, их объем увеличивается по разным направлениям неодинаково. Кроме того, различные минералы имеют отличающиеся коэффициенты теплового расширения. Следовательно, увеличивается тепловое сопротивление межзернового пространства и уменьшается теплопроводность образца.

Из результатов экспериментальных исследований в условиях, близких к пластовым, следует, что температура оказывает значительно большее влияние на  $\lambda$  горных пород, чем давление. При этом тенденция изменения теплопроводности горных пород соответствует дебаевской теории теплопроводности кристаллического диэлектрика. Это подтверждает выводы экспериментальных и теоретических исследований Х.И. Амирханова, В.Н. Жаркова и Е.А. Любимовой.

Результаты исследования применены в геологии, геофизике и геотермии, в задачах освоения минерально-сырьевых ресурсов Восточного Кавказа в частности для разработки методических основ поиска, разведки месторождений флюидных полезных ископаемых [3].

Сущность методики заключается в следующем: в начале получают экспериментальные данные теплопроводности газо-, нефте- и водонасыщенных образцов горных пород. Затем, используя полученные экспериментальные данные, определяют теплопроводность для различных по составу литологических комплексов в условиях глубинного залегания пластов, соответствующих конкретной глубине в скважине и выявляют ее изменчивость по горизонтам на различных глубинах путем нанесения их на геологическую карту региона с тепловыми потоками. Такими условиями приняты усредненные значения распределения температур и давлений с глубиной в скважинах. Распределение значений теплопроводности на карте покажет наличие положение и направление флюидных природных резервуаров. Графические траектории температур и давлений на карте покажут глубинный и пространственный процесс распределения термодинамической обстановки региона. При этом определяют локальные участки углеводородных резервуаров, которые возникли в результате физико-химических и геодинамических процессов в недрах Земли. В характере изменений теплопроводности водо-, нефте- и газонасыщенных горных пород наблюдается тенденция ее уменьшения с ростом глубины, такое уменьшение является результатом преобладающего влияния температуры. Однако, степень этого уменьшения зависит как от насыщенного флюида, так и от литологического состава [7].

#### Заключение

1. Проведены аналитические расчеты теплопроводности терригенных пород, ядерного материала, насыщенных нефтью -, газом- и водой в условиях, совместного влияния пластовых температур и гидростатического давления на породу и флюид в диапазоне давлений от 0,1 до 150 МПа и температур 293-573К.

2. При воздействии давления до 150 МПа в исследованном интервале температур теплопроводность возрастает тем больше, чем меньше температура. С увеличением  $T$  барическая зависимость смещается в сторону уменьшения теплопроводности.

В соответствии с законом Эйкена, при увеличении температуры от 293 до 573 К теплопроводность газо-, нефте- и водонасыщенных горных пород уменьшается с увеличением температуры. Снижение теплопроводности нефтенасыщенных коллекторов по абсолютной величине значительнее, чем газонасыщенных. Наиболее резкое изменение теплопроводности отмечено в интервале температур от 293 до

473К. С ростом температуры от 293 до 573К в интервале давлений от 0,1 до 150 МПа теплопроводность флюидонасыщенных пород уменьшается:

- насыщенных аргоном на 45-50% при давлении 0,1 МПа, на 40-45% при давлении 150 МПа;
- насыщенных нефтью на 35-42% при давлении 0,1 МПа, на 30-36% при давлении 150 МПа ;
- насыщенных водой на 33-40 % при давлении 0,1 МПа, на 30-35% при давлении 150 МПа.

При насыщении песчаников нефтью, их теплопроводность увеличивается на 40-50% относительно теплопроводности сухих образцов. Теплопроводность пластовой нефти в 11-14 раз больше теплопроводности воздуха, а теплопроводность пластовой воды в 20- 25 раз больше теплопроводности воздуха. насыщение же водой образцов увеличивает теплопроводность на 100-110% в зависимости от зернистости, состава и пористости исследуемого образца.

С увеличением давления теплопроводность исследуемых образцов возрастает на 10-15 % (в среднем) при температуре 293К, на 5-10 % при температуре 573К.

Широкое использование данных по теплофизическим свойствам различных литологических комплексов в условиях, близких к пластовым, имеют большое значение для прогнозирования геотермических условий недр: при поиске, разведке и интерпретации данных нефтегазовой терморазведки; при оценке напряженных зон с повышенной сейсмоактивностью.

Литература

1. А.с. 779670 (СССР). Устройство для измерения теплопроводности /А.А. Курбанов // Б.И. 1980. № 42.
2. А.с. 760774 (СССР). Способ определения коэффициента теплопроводности веществ / Х.А. Гаирбеков, А.А. Курбанов // Б.И. 19080.
3. Курбанов А.А. Закономерности изменения теплофизических свойств флюидосодержащих коллекторов в пластовых РТ-условиях и способы их применения. Махачкала, 2000. 226 с.
4. Любимова Е.А., Масленников А.И., Ганиев Ю.А. О теплопроводности горных пород при повышенных температурах и давлении в водо- и нефтенасыщенном состоянии // Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли. 1979. № 5. С. 87–93.
5. Курбанов А.А. Теплопроводность газо-, водо- и нефтенасыщенных горных пород в условиях моделирующих глубинные залегающие пластов // Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли. 1988. № 9. С. 107–112.
6. Яковлев Б.А. Решение задач нефтяной геологии методами термометрии. М.: Недра, 1979. 143 с.
7. Патент 2117318 (Россия). Способ поиска и разведки залежей флюидных полезных ископаемых /А.А. Курбанов // Б.И.1998. № 22.

### **Эволюция юрских экосистем на границе байос-бата в Восточном Предкавказье.**

У.Т. Темирбекова  
ИГ ДНЦ РАН

Состав микробиоты, обитавшей в древних бассейнах, зависит от целого ряда факторов и главный из них климатический. Акватории Восточного Предкавказья принадлежали к северной окраине Перитетиса, т.е. являлись высокоширотными субтропическими морями, для которых характерен нодозаридово - эпистоминидовый тип фауны (Басов, 1991). Специфика распределения фауны обусловлена особенностями развития бассейна. Рассматриваемая территория в юрский период испытывала режим довольно устойчивого прогибания и отличалась высокими скоростями осадконакопления, что обеспечивало непрерывность и полноту терригенных осадочных толщ. Несмотря на сходный литологический состав отложения средней юры имеют сложное строение, о чем свидетельствует большое число выделяемых свит (около 20). Изменения в их строении фиксируются и по латерали и вертикали. Своеобразие осадконакопления усугубляется структурной неоднородностью бассейна, что подтверждается выделением структурно-фациальных зон. Сложные фациально-экологические условия не могли не сказаться на распределении фауны (аммонитов, фораминифер) – наиболее важных для стратиграфии групп. Толщи, содержащие фауну, часто чередуются с лишенными органика участками, так что проведение границ между ярусами затруднено.

Наиболее благоприятные условия для развития юрских экосистем сложились во время образования средней подсвиты цудахарской свиты в Центральном Дагестане. Она представлена литологически однородными темноокрашенными аргиллитами, известковистыми, содержащими многочисленные конкреции (глинисто-сидеритовые), местами сильно ожелезненными. В верхней части аргиллиты опесчаниваются. Мощность достигает 250м. Внутри этой толщи по аммонитам проводится граница между байосом и батом, но ее положение четко не прослеживается из-за редкой встречаемости макроостатков. Фауна фораминифер здесь обильна и разнообразна, выделено и определено 150 видов, относящихся к 38 родам, 12 семействам. По своим экологическим особенностям она принадлежит к эпифауне бентоса (секреционного и агглютинирующего), обитавшего на поверхности осадка, любое изменение которого вело к перестройке фаунистических сообществ. Кроме того, здесь встречены и планктонные формы. По палеобиогеографическому признаку рассматриваемые сообщества включают, в основном, космополитные широко распространенные в области Тетиса и Бореальном поясе формы.

Среднеюрские экосистемы Предкавказья отличаются однообразием родового и даже видового состава, сходного во всей северной части Перитетического акватория. Это обусловлено тем, что одним из важных факторов контролирующих их распространение является глубина – батиметрический фактор,