

**Влияние глубинных газопаровых флюидов на формирование состава
пластовых вод нефтегазовых месторождений.**

В.А. Всеволожский¹⁾, Т.А. Киреева²⁾

В статье рассматриваются условия образования глубинных маломинерализованных гидрокарбонатно-натриевых вод нефтегазовых месторождений. Анализ бор-бромного отношения в пластовых и конденсационных водах ряда месторождений Западной Сибири позволяет утверждать, что решающим фактором формирования химического состава глубинных маломинерализованных вод является поступление в зоны седиментогенных рассолов эндогенных высокотемпературных газопаровых флюидов.

Ключевые слова: Бор, бром, эндогенный газопаровой флюид, пластовые воды нефтегазовых месторождений

The formation conditions of deep low-mineralized hydrocarbonate sodium water of oil and gas fields were studied. The analysis of boron-bromine ratio of some bedded and condensation water fields in Western Siberia enables to affirm that the decisive factor for chemical composition formation of deep low-mineralized water is the endogenous high-temperature steam-and-gas fluids penetration to the sedimentogene saline areas.

Key words: Boron, bromine, endogenous steam-and-gas fluid, bedded water of oil and gas fields.

1) Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра гидрогеологии, профессор, доктор геолого-минералогических наук, e-mail:hydro@geol.msu.ru

2) Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра гидрогеологии, старший научный сотрудник, кандидат геолого-минералогических наук, e-mail:ta_kireeva@mail.ru

Введение. Пластовые воды нефтегазовых месторождений в подавляющем большинстве относятся к хлоридно-кальциевому или гидрокарбонатно-натриевому типам (по классификации В.А. Сулина). Если седиментогенный (талассогенный) генезис хлоридно-кальциевых рассолов не вызывает сомнения у большинства исследователей, то происхождение относительно маломинерализованных гидрокарбонатно-натриевых (инверсионных) вод является предметом дискуссий. Большинство гидрогеологов-нефтяников (А.А. Карцев, Л.Н. Капченко, В.М. Матусевич и др.) связывают их происхождение с разбавляющим влиянием «возрожденных» катагенных вод, образующихся при процессах уплотнения, перекристаллизации и дегидратации глинистых минералов (элизонный процесс). В то же время Ю.А. Ежов, И.А. Лагунова, и др. объясняют формирование инверсионных гидрогеохимических разрезов с поступлением по разломам фундамента высокотемпературных флюидов, насыщенных CO_2 .

Постановка проблемы. Определенную ясность в этот вопрос может внести изучение характерных соотношений макро- и микрокомпонентов инверсионных вод, отражающих условия их формирования. И.А. Лагунова отмечала, что характерное для седиментогенных вод отношение $\text{Br} > \text{I} > \text{B}$ в инверсионных водах меняется на $\text{B} > \text{I} > \text{Br}$ [Лагунова, 1979]. Однако причины, вызывающее это изменение, она не рассматривала.

Ранее нами было предложено [Киреева, 2009] использовать B/Br -отношение в качестве критерия поступления высокотемпературных эндогенных флюидов в пластовые воды. Основой для такого предложения послужило то, что содержание Br в подземных водах является функцией их минерализации, т.е. количество Br в подземных водах постоянно увеличивается по мере их концентрирования в процессе катагенеза (метаморфизм подземных вод), что связано с большей растворимостью бромидов, чем хлоридов. Значительно же меньшая растворимость соединений бора, чем соединений брома, приводит к тому, что первичное «морское» B/Br -отношение, в среднем не превышающее 0,18 (табл. 1), и в седиментогенных водах в процессе катагенного

преобразования практически не изменяется, что хорошо видно на примере высококонцентрированных рассолов Тимано-Печерской провинции и Оренбургской области (табл. 1). Вместе с тем растворимость соединений бора резко повышается с ростом температуры и особенно в присутствии гидрокарбонат-ионов, что приводит к значительному увеличению его содержания в высокотемпературных флюидах, содержащих CO_2 [Крайнов, 2004]. Кроме того, процесс «вскипания» гидротермальных растворов при снижении давления ведет к фракционной дистилляции и перераспределению вещества между его жидкой и паровой фазами. При этом кроме легколетучих компонентов (ртуть, йод) в пар преимущественно переходят также кислоты, а жидкая фаза обогащается щелочами.

Так, Р.А. Шувалов [Шувалов, 1974] показал преимущественное перераспределение борной кислоты между отсепарированным паром и жидкостью при отборе пара из пароводяных скважин на геотермальных месторождениях Камчатки. Отражением этих процессов является резкое увеличение B/Br -отношения в современных высокотемпературных гидротермах, которое на два порядка и более превышает величину этого отношения для морской воды (Паужетское месторождение, табл. 1). Вероятно, резкое увеличение относительного содержания бора в подземных водах отражает не столько «высокотемпературность» поступающего флюида, сколько миграцию бора именно в газопаровой фазе

Уточнение этого предположение возможно при сравнении химического состава пластовых и конденсатогенных вод, образующихся при разработке газовых месторождений.

Конденсатогенные воды – это ультрапресные (с минерализацией обычно менее 0,5 г/л), гидрокарбонатно-натриевые воды, которые образуются при конденсации водяного пара, содержащегося в природном газовом флюиде, при снижении пластового давления и температуры в процессе разработки залежи. Вероятно, водяной пар, содержащийся в

природном газе, представляет собой «испаряющуюся» пластовую воду, захваченную потоком газа, поскольку в конденсационных водах содержатся те же макро- и микрокомпоненты, что и в пластовых водах, но в существенно других соотношениях. В частности, в конденсационных водах значительно увеличивается относительное содержание органических кислот (особенно уксусной), аммония и ртути, т.е. соединений, обладающих значительной летучестью, а относительное содержание в них хлора и брома, напротив уменьшается. По данным В.П. Ильченко с соавторами. [Ильченко и др, 1997], проанализировавших содержание бора и брома в пластовых и конденсатогенных водах Астраханского газоконденсатного месторождения, кратность отношения содержания бора в пластовых и конденсатных водах этого месторождения обычно не превышает 11, а для брома это же отношение составляет более 16, т.е. отмечается явное «отставание» накопления брома по отношению к бору, в растворах, образующихся при конденсации пластового пара.

Фактические данные и методика исследований. Нами подобный анализ был проведен на примере Уренгойского и Медвежьего нефтегазовых месторождений Западной Сибири.

Пластовые воды этих месторождений представляют собой относительно высокоминерализованные растворы. Их химические составы, приведенные в табл. 2, взяты из работы [Козлов, 1997].

На месторождении Медвежьем общая минерализация пластовых вод незначительно изменяется по разрезу: в интервале глубин 1236–1246 м она в среднем составляет 20,4 г/л, а в интервале 1820–1850 м равна 19,3 (табл. 2). На Уренгойском месторождении минерализация существенно уменьшается с глубиной: от 18,2 г/л в верхах разреза (глубина 1258–1283 м), до 5,6 г/л на глубине 3001–3005 м (табл. 2)

На месторождении Медвежьем содержание Вг изменяется в пределах 41,2–53,2 мг/л, В – в пределах 6,42–8,60 мг/л, соответствующие значения В/Вг-отношения равны

0,14–0,16. Генетический коэффициент $r_{Na/rCl}$ составляет 0,84–0,85, тип воды хлоридно-кальциевый (по В.А. Сулину). На Уренгойском месторождении содержание Br изменяется от 43,8 до 9,3 мг/л, В – от 9,2 до 10,2 мг/л, соответствующие значения В/Br-отношения равны 0,23–0,98. Генетический коэффициент $r_{Na/rCl}$ для верхнего интервала составляет 0,94, для нижнего – 1,45 (табл. 2). Соответственно изменяется и тип вод с хлоридно-кальциевого на гидрокарбонатно-натриевый.

Наблюдаемое уменьшение минерализации с глубиной и изменение типа вод является проявлением инверсионного разреза, явления, достаточно широко распространенного в низах осадочного чехла Западной Сибири [Нелюбин, 1985]. В данном случае тенденция к уменьшению минерализации с глубиной, которая лишь слабо намечается на месторождении Медвежье, приводит на месторождении Уренгойское к более чем 3-кратному «опреснению» вод вниз по разрезу. Уменьшение минерализации пластовых вод на этом месторождении сопровождается почти 5-кратным уменьшением содержания брома (43,8 в верхнем интервале и 9,3 мг/л в нижней части разреза), при почти постоянном содержании бора (10,2 и 9,2 мг/л в верхней и нижней частях разреза соответственно), а В/Br-отношение, составляющее 0,23 в верхней части разреза, увеличивается до 0,98 в нижней.

Сравнение величины В/Br-отношения для пластовых вод Уренгойского и Медвежьего месторождений показало, что хлоридно-кальциевые воды этих месторождений с минерализацией в пределах 14–19 г/л, имеют величину В/Br-отношения в пределах 0,14–0,23, что незначительно отличается от его «морского» значения и подтверждает их седиментационный (талассогенный) генезис. Значительное увеличение В/Br-отношения в инверсионных водах нижних горизонтов осадочного разреза на Уренгойском месторождении позволяет предположить формирование этих вод в результате поступления глубинных газопаровых флюидов, относительно обогащенных бором, в седиментогенные воды.

Анализ величины В/Вг-отношения в конденсационных водах Уренгойского и Медвежьего месторождений показал, что оно значительно увеличивается по сравнению с таковым в пластовых водах этих месторождений и составляет 6,25 для Уренгойского и 2,0–3,85 для Медвежьего месторождений (табл. 3).

Обсуждение результатов. Сравнение химического состава пластовых и конденсационных вод одних и тех же месторождений показало, что при переформировании пластовых вод в результате испарения и конденсации – независимо от типа исходной воды (хлоркальциевый или гидрокарбонатно-натриевый) – в результате формируются гидрокарбонатно-натриевые воды, относительное содержание бора в которых резко увеличивается. Наблюдаемое резкое увеличение В/Вг-отношения в конденсационных водах по сравнению с пластовыми водами тех же месторождений позволяет утверждать, что решающий фактор увеличения относительного содержания бора в пластовых водах – его перенос в газопаровых смесях.

Явление «подземного испарения», предложенное М.Е. Альтовским для объяснения проблемы формирования глубинных рассолов, неоднократно обсуждалось в литературе, но до сих пор относится к дискуссионным вопросам. Относительное увеличение количества бора в инверсионных водах, видимо, служит добавочным доводом в пользу широкого развития процессов «подземного испарения» в низах осадочного чехла, если понимать под этим частичный переход водной фазы глубинных термальных флюидов в парообразное состояние при резком уменьшении давления.

Объяснение формирования инверсионных вод на месторождениях УВ с позиций сепарации углеводороднопаровых смесей было предложено В.В. Коллодием [Коллодий, 1979] и основывалось на явлении образования маломинерализованных вод в результате вертикальной миграции УВ из сравнительно высокотемпературных в низкотемпературные зоны осадочного чехла. Однако опреснение конденсационными водами имеет ограниченное значение, так как, во-первых, объемы древнеинфильтрационных или

седиментационных вод несоизмеримы с количеством воды, способной выделиться из мигрирующей газовой фазы, во-вторых, этим процессом невозможно объяснить закономерное увеличение с глубиной содержания гидрокарбонатов. Кроме того, эти предположения противоречат наличию на нефтяных месторождениях в соседних районах (те же глубины, одинаковый состав пород и др.) в одном случае маломинерализованных инверсионных вод, в другом – хлоридно-натриевых (кальциевых) рассолов с минерализацией до 80 г/л и более (например, Сургутский свод и Васюгано-Калпашевский район Западно-Сибирского бассейна). Очевидно, в этом случае речь может идти только о поступлении в нефтегазоносный интервал разреза глубинных флюидов существенно разного химического состава.

Так же трудно объяснить особенности химического состава инверсионных вод разбавляющим влиянием катагенных вод, поскольку формирование инверсионных вод в результате разбавления седиментогенных растворов маломинерализованными водами катагенного происхождения привело бы к сохранению первичного В/Вг-отношения, характерного для седиментогенных вод. Кроме того, перекристаллизация глинистых минералов (прежде всего монтмориллонита) должна была бы привести к поступлению в воды Ca, Mg, Na, Fe, т.е. основных обменных катионов минералов группы монтмориллонита, чего в действительности не наблюдается. Отмеченная же приуроченность инверсионных вод к глинистым частям разреза, видимо, связана с тем, что слабопроницаемые глинистые породы препятствуют дегазации глубоких недр и, таким образом, способствуют формированию и сохранности маломинерализованных гидрокарбонатных вод, которые могут существовать в глубоких горизонтах осадочного чехла только в условиях постоянного поступления CO₂ [Крайнов, 2004].

По нашему мнению, особенности химического состава инверсионных вод и в первую очередь особенности соотношения микрокомпонентов, наиболее удовлетворительно объясняются поступлением в зоны минерализованных пластовых вод

глубинных газопаровых флюидов, природа которых может быть различна. Это могут быть газопаровые флюиды, образующиеся при дегазации магматических тел, а также высокотемпературные (перегретые) поровые и трещинные воды глубоких горизонтов осадочного чехла. В обоих случаях при субвертикальной восходящей миграции по тектонически ослабленным зонам в связи со снижением давления будет происходить вскипание с разделением флюида на газопаровую фазу, обогащенную газами и летучими компонентами, и жидкую, более минерализованную фазу.

Исследование химического состава конденсатов вулканических газов действующих вулканов Камчатки показало, что при дегазации магматических очагов, химический состав отделяющегося газопарового флюида содержит до 98% водяного пара, в составе газовой фазы преобладает CO_2 (90–95%), а значение В/Сl-отношения доходит до 0,14 [Карпов, 2006], это более, чем на два порядка превышает значения, характерные для седиментогенных глубинных рассолов [Киреева, 2009]. Эти данные позволяют предположить, что в глубинных зонах земной коры, особенно в пределах молодых платформ, затронутых относительно недавними тектоническими процессами, формируются мощные потоки газопаровых флюидов, поставляющие в нижние горизонты осадочного чехла маломинерализованные воды, обогащенные элементами, преимущественно переносимыми в газопаровой фазе, в частности бором, а также углекислым газом.

Связь маломинерализованных инверсионных вод с нефтегазоносными интервалами разреза, но также их присутствие и на участках (в структурах), где отсутствуют залежи УВ, позволяет предполагать, что глубинные парогазовые флюиды – активные участники процессов генерации и миграции УВ (в отличие от существующего мнения, что инверсионные воды возникают *вследствие* процессов формирования и эксплуатации залежей УВ).

В соответствие с концепцией органической гипотезы формирования УВ это участие может определяться следующим.¹

Очевидно, что поступление глубинных высокотермальных флюидов определяет формирование температурного режима, необходимого для процессов генерации УВ, на относительно меньших глубинах геологического разреза, это признают все исследователи.

Существует также мнение, что помимо температурного фактора термальные парогазовые флюиды активно участвуют непосредственно в процессе генерации УВ из рассеянного органического вещества в результате так называемой «перегонки» органического вещества нефтематеринских пород [Гаврилов, 2008], процесса, аналогичного промышленному пиролизу горючих сланцев., Этот процесс, вероятно, не ограничивается только термическим воздействием (пропариванием), поскольку высокоагрессивные термальные парогазовые флюиды, содержащие CO₂, H₂, CH₄ и другие газы, должны гораздо активнее участвовать в процессах генерации УВ.

Кроме того, воздействие высокотермальных агрессивных газопаровых флюидов должно способствовать переводу образующихся УВ в растворенное состояние (водные растворы и растворы в газовой фазе). Это, в свою очередь, будет определять значительно более легкую эмиграцию (первичную миграцию) образующихся УВ из преимущественно глинистых слабопроницаемых нефтематеринских пород.

Результаты исследований [Зубков, 1989] показывают, что воздействие высокотермальных глубинных флюидов на осадочные породы, в том числе литифицированные и метаморфизованные, определяет их существенное разуплотнение и выщелачивание, с чем связано увеличение их пористости до 16–18 % и более. Развитие этих процессов должно также облегчать возможности эмиграции (первичной миграции) формирующихся УВ из слабопроницаемых нефтематеринских толщ.

¹ Авторы не считают целесообразным рассматривать в данной статье свое отношение к существующим гипотезам формирования углеводородов.

В соответствии с абиогенной гипотезой генезиса углеводородов роль глубинных (магмотогенных ?) флюидов в формировании и миграции УВ является очевидной и, по мнению авторов, не требует специальных разъяснений в рамках этой статьи.

Выводы. 1. Наблюдаемое в глубоких щелочных маломинерализованных (инверсионных) водах увеличение В/Br-отношения – по сравнению с глубинными минерализованными водами и рассолами седиментогенного (или древнеинфильтрационного) генезиса – объясняется приносом бора с газопаровыми флюидами, поступающими из нижних горизонтов осадочного чехла или из пород фундамента.

2. Относительное увеличение содержания бора по отношению к бромю происходит в результате прохождения раствора через газообразную фазу, в результате чего в сконденсировавшемся растворе увеличивается относительное содержание бора, по сравнению с исходным раствором.
3. Формированием инверсионных вод в результате смешения пластовых вод с поступающими по разломам газопаровыми флюидами, объясняются особенности их химического состава – обогащенность легколетучими компонентами (бором, ртутью, аммонием) и обедненность кальцием и магнием.
4. Формирование инверсионных вод в результате поступления катагенных вод должно было бы привести к их обогащению кальцием, магнием, железом и некоторыми другими компонентами, являющимися обменными катионами глинистых минералов, а также не должно было бы изменить В/Br-отношение, что не наблюдается в действительности.
5. Изучение условий формирования, химического и газового состава инверсионных вод нефтегазоносных бассейнов, связь которых с залежами УВ эмпирически давно установлена, имеет не только принципиальное теоретическое значение для разработки проблем миграции УВ и образования их

залежей, но и позволяет увереннее вести разведку месторождений УВ. При этом инверсионные воды можно рассматривать как признак процессов нефтегенерации, продолжающихся в настоящее время, а также возможного нахождения скоплений УВ в более глубоких горизонтах геологического разреза.

Список литературы

Гаврилов В.П. Возможные механизмы естественного восполнения запасов на нефтяных и газовых месторождениях. //Геология нефти и газа. 2008. № 1. С. 56–64.

Зубков М.Ю., Федорова Т.А. Гидротермальные коллекторы в черных сланцах //Там же. 1989. № 6. С. 26–30.

Ильченко В.П., Серебряков О.Н., Гончаров В.С. и др. Технология промысловых гидрогеологических исследований на сероводородсодержащих объектах //Технология газопромысловых гидрогеологических исследований. М.,: Недра. 1997. С. 127–147.

Карпов Г.А., Ильин В.А. Онтогенез гидротермального процесса. Владивосток: Дальнаука. 2006. С. 158.

Киреева Т.А. К методике оценки эндогенной составляющей глубоких подземных вод //Вестник Московского государственного университета. Сер. 4. Геология. 2009. № 1, С. 54–57.

Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н., Швец В.М. Геохимия подземных вод. М.: Наука, 2004.

Козлов В.Г., Левшенко Т.В. Технология промыслового гидрогеохимического контроля за обводнением газовых залежей.//Технология газопромысловых гидрогеологических исследований. М.,: Недра, 1997. С. 27–40.

Коллодий В.В. Геохимические особенности конденсационных и солюционных вод газовых и нефтяных месторождений.//Проблемы теоретической и региональной гидрогеохимии. ч. 1. М.,: Изд-во Московского университета, 1979. С. 136–140.

Лагунова И.А. О происхождении гидрохимической инверсии в артезианских бассейнах //Там же. ч.2. С. 15–18.

Нелюбин В.В. Гидрогеохимия Западносибирского мегабассейна //Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна. Л.,: Недра, 1985. С. 79-85.

Шувалов Р.А. Распределение борной кислоты между водой и паром при сепарации пароводяной смеси Паужетского месторождения //Гидротермальные минералообразующие растворы областей активного вулканизма. Новосибирск: Наука, 1974. С. 111-114.

1. Наука, 1974, с.111-114.

Показатели химического состава глубинных вод разного генезиса и океанской воды

Компоненты и показатели химического состава	Паужеткое месторождение, Камчатка, $H=350$ м, $T=190^{\circ}\text{C}$, по [Аверьев, 1961]	Оренбургская обл., Р ₁ кг, $H=4663-4706$ м, по [Крайнов, 2004]	Тимано-Печорская провинция, C_{2+3} , $H=2345-2368$ м	Средний состав океанской воды, по [Хорн, 1972]
К	120	7502	710	380
Na	940	9150	32647,6	10500
Mg	7	79825	2492,8	1300
Ca	119	2380	5750	400
Cl	147	254785	68586	19000
Br	2,8	3820	281	65
I	0	24	19,7	0,05
SO ₄	164	1098	164,6	2701
HCO ₃	61	2616	183	143
HBO ₂	127	1384	49	4,6 5,0-12,0 [Крайнов, 2004]
Минерализация, г/л	2,51	362,74	110,70	35,50
Формула химического состава	$M_{2,5} \frac{Cl_{90,4} SO_4 7,4 HCO_3 2,2}{Na_{89,5} K_6 Ca_{12}}$	$M_{363} \frac{Cl_{98} HCO_3 1,5}{Mg_{90} (Na+K)_8 Ca_2}$	$M_{110,7} \frac{Cl_{99,6}}{(Na+K)_{74} Ca_{15}}$ Mg ₁₁	$M_{35,5} \frac{Cl_{90} SO_4 9}{(Na+K)_{79} Mg_{17} Ca_4}$
rNa/rCl	0,99	0,10	0,74	0,87
B/Br	45,4	0,36	0,17	0,07-0,18

Таблица 2.

Химический состав пластовых вод месторождений Медвежье и Уренгойское.

Компоненты и параметры химического состава	Медвежье, скв. 100, <i>H</i> =1236–1246 м, К ₂ с	Медвежье, скв.36, <i>H</i> =1820–1850 м, К ₂ с	Уренгойское, скв. 177, <i>H</i> =1258–1282 м, К ₂ с	Уренгойское, скв. 1467, <i>H</i> =3001– 3005 м, К ₁ v
Na	6888,0	6296,3	6789,1	1911,5
K	34,0	73,55		5,0
Mg	143,1	45,4	126,5	6,7
Ca	803,9	1021,9	256,5	13,5
Cl	12436,1	11557,2	10625,5	2046,6
Br	53,2	45,3	43,8	9,3
I	16,1	16,8	5,8	6,3
SO ₄	18,1	16,5	6,0	16,5
HBO ₂	8,6	6,42	10,2	9,2
HCO ₃	31,7	246,0	317,2	1464,0
Минерализация, г/л	20,45	19,33	18,20	5,56
Формула химического состава	M _{20,4} $\frac{\text{Cl } 99,7}{\text{Na}85 \text{ Ca}10 \text{ Mg}5}$	M _{19,3} $\frac{\text{Cl } 99 \text{ HCO}_3 \text{ } 1}{\text{Na}83 \text{ Ca}15 \text{ Mg}2}$	M _{18,2} $\frac{\text{Cl } 98 \text{ HCO}_3 \text{ } 1,5}{\text{Na}92 \text{ Ca}4,5 \text{ Mg}3,5}$	M _{5,6} $\frac{\text{Cl } 68 \text{ HCO}_3 \text{ } 29 \text{ CO}_3 \text{ } 3}{\text{Na}98,5 \text{ Ca}0,8 \text{ Mg}0,7}$
rNa/rCl	0,85	0,84	0,94	1,45
B/Br	0,16	0,14	0,23	0,98

Химический состав конденсационных вод месторождений Медвежье и Уренгойское

Компоненты и параметры химического состава	Медвежье, К _{1v}	Медвежье, К _{2с}	Уренгойское, К _{2с}
Na	74,8	48,5	45,4
K	2,9	3,1	2,3
Mg	2,6	2,0	2,8
Ca	15,8	11,7	10,9
Cl	87,2	50,5	42,4
Br	0,83	1,5	0,40
I	0,4	0,3	0,3
SO ₄	9,1	9,0	9,4
HBO ₂	3,2	3,0	2,5
HCO ₃	117,5	89,0	78,7
Минерализация, г/л	0,32	0,22	0,20
Формула химического состава	M _{0,3} $\frac{HCO_3 48 Cl 44 SO_4 7,5}{(Na+K) 74 Ca 18,5 Mg 7}$	M _{0,2} $\frac{HCO_3 48,4 Cl 45,2 SO_4 6,5}{(Na+K) 72,4 Ca 20,6 Mg 7}$	M _{0,2} $\frac{HCO_3 48 Cl 45 SO_4 7}{(Na+K) 74 Ca 18 Mg 8}$
rNa/rCl	1,68	1,60	1,64
B/Br	3,85	2,0	6,25

Опубликовано: Вестник МГУ, сер.4, Геология, № 3, 2010, с.57-62.